

Министерство образования Республики Беларусь

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Факультет Энергетический
Кафедра Тепловые электрические станции

СОГЛАСОВАНО

Заведующий кафедрой

 Н.Б. Карницкий

29.04.2021 г.

СОГЛАСОВАНО

Декан факультета

 Е.Г. Пономаренко

29.04.2021 г.

**ЭЛЕКТРОННЫЙ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ**

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

для специальности 1-53 01 04 Автоматизация и управление
теплоэнергетическими процессами

Составители: д.т.н., профессор Карницкий Н.Б.,
к.т.н., доцент Качан С.А.

Рассмотрено и утверждено
на заседании совета энергетического факультета 29 апреля 2021 г.,
протокол N 9

Минск 2021

ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛОВ

I. Теоретический раздел:

- «Тепловые электрические станции» – курс лекций

II. Практический раздел:

- «Тепловые электрические станции» – тематика практических и лабораторных занятий, курсового проектирования.

III. Контроль знаний:

- «Тепловые электрические станции» – перечень вопросов к экзамену и зачету

IV. Вспомогательный раздел:

- «Тепловые электрические станции» – учебная программа для учреждения высшего образования

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Цели создания ЭУМК: повышение качества образовательных услуг за счет обеспечения студентов комплектом учебных и учебно-методических материалов, позволяющим самостоятельно изучать дисциплину «Тепловые электрические станции».

Задачи ЭУМК: формирование у студентов комплекса знаний и навыков построения тепловых схем энергетических установок тепловых электрических станций (ТЭС), методов их расчета и выбора основного и вспомогательного оборудования ТЭС.

Особенности структурирования и подачи учебного материала: ЭУМК включает следующие разделы: теоретический (курс лекций по учебной дисциплине), практический (тематика практических занятий и курсового проектирования), контроля знаний (вопросы к экзамену) и вспомогательный (учебная программа по дисциплине).

Рекомендации по организации работы с ЭУМК: рекомендуется последовательно изучать материалы теоретического раздела с закреплением полученных знаний в ходе решения задач на практических занятиях, а затем переходить к разработке курсового проекта.

Знания, полученные при изучении данного ЭУМК, предназначены для формирования научного мышления и подготовки специалистов для проектно-конструкторской и исследовательской деятельности, эксплуатационной работе на объектах энергетики.

ОГЛАВЛЕНИЕ

I - ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ - КУРС ЛЕКЦИЙ.....	5
1. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ	5
1.1. Энергетика Беларуси: современное состояние и перспективы развития.....	5
1.2. Типы тепловых электрических станций. Топливо	8
1.3. Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками	12
1.4. Технология отпуска пара и теплоты от ТЭС.....	16
2. ПАРОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	20
2.1. Схемы паротурбинных установок КЭС и ТЭЦ.....	20
2.2. Атомные электрические станции	25
2.3. Энергетические показатели ТЭС.....	30
2.4. Методы повышения эффективности ТЭС	37
2.5. Регенеративный подогрев питательной воды и основного конденсата.....	45
2.6. Баланс пара и конденсата на ТЭС	52
3. ГАЗОТУРБИННЫЕ И ПАРОГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	55
3.1. Тепловые схемы, термодинамические циклы и характеристики газотурбинных установок.....	55
3.2. Тепловые схемы парогазовых установок	61
3.3. Парогазовые установки с котлами-утилизаторами	67
3.4. Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии	71
4. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЭС	74
4.1. Принципиальные и развернутые (полные) схемы паротурбинных электростанций.....	74
4.2. Методика расчета тепловой схемы паротурбинных электростанций.....	76

4.3. Расчёт технико-экономических показателей ТЭС.....	79
4.4. Методы анализа влияния структурных изменений в схеме ТЭС на ее экономичность	80
4.5. Методы расчета тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций.....	82
4.6. Выбор вспомогательного оборудования	82
4.7. Трубопроводы и арматура.....	86
5. РАЗМЕЩЕНИЕ ТЭС, ГЕНПЛАН, КОМПОНОВКА ГЛАВНОГО КОРПУСА.....	89
5.1. Размещение, генплан электростанции	89
5.2. Компоновка главного корпуса.....	92
6. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ И УСТАНОВКИ ТЭС..	95
6.1. Техническое водоснабжение.....	95
6.2. Топливное хозяйство ТЭС	97
II – ПРАКТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	104
Перечень тем практических занятий.....	104
Примеры выполнения практических занятий	105
Перечень тем лабораторных работ.....	107
Пример выполнения лабораторной работы.....	107
Тематика курсового проектирования.....	111
III – РАЗДЕЛ КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ.....	112
Вопросы к экзамену	112
Вопросы на зачет.....	114
IV – ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ.....	115
Учебная программа	115
Список литературы	128
Основная литература	128
Дополнительная литература	128

Структура генерирующих мощностей в Беларуси сформировалась в значительной степени как результат стратегии развития Единой энергосистемы СССР. Основные энергоисточники были введены в 60-80 годы прошлого века.

В январе 1895 года начала работать первая электростанция постоянного тока в Минске мощностью 200 лошадиных сил (примерно 150 кВт). Вырабатываемая электроэнергия использовалась преимущественно для освещения главных улиц города и домов состоятельных горожан. В июне 1998 года дала первый ток электростанция в Витебске и пущен первый в Беларуси трамвай.

К 1913 году мощность всех электростанций Беларуси составляла 5,3 МВт.

К 1920 г. в результате разрушений, вызванных первой мировой войной, суммарная мощность электростанций уменьшилась до 1 МВт.

В связи с принятием и реализацией в России плана ГОЭЛРО, первого пятилетнего плана, активизировались работы по восстановлению, расширению и строительству новых электростанций республики и к 1928 году установленная мощность электростанций республики увеличилась до 14,4 МВт.

1930 год был ознаменован для белорусской энергетики вводом в эксплуатацию первой очереди Белорусской ГРЭС мощностью 10 МВт. Ввод Белорусской ГРЭС дал мощный толчок развитию электрических сетей на напряжение 35 и 110 кВ. Технологический управляемый комплекс: электростанция - электрические сети - потребители электрической энергии фактически положил начало созданию в 1931 году Белорусской энергетической системы, и 15 мая 1931 года было организовано Районное управление государственных электрических станций и сетей Белорусской ССР - "Белэнерго". К концу 30-х г установленная мощность энергосистемы Беларуси достигла 129 МВт.

Нападение фашистской Германии привело электроэнергетическую базу республики практически к полному уничтожению, и после освобождения Беларуси мощность ее электростанций составила всего 3,4 МВт.

В кратчайшие сроки было восстановлено 13 электростанций и уже в 1947 году установленная мощность электростанций и производство электроэнергии достигли довоенного уровня, а к концу сороковых годов установленная мощность электростанций значительно превысила довоенный уровень и составила 238,8 МВт.

В пятидесятые годы вводятся ТЭЦ во многих городах республики, и к концу 50-х годов мощность энергосистемы достигла 756 МВт.

1960-70 годы характеризуются особо интенсивным развитием электроэнергетики, на электростанциях вводится оборудование на высокие и сверхкритические параметры пара. Пущены в строй Березовская ГРЭС и Лукомльская ГРЭС.

С 1966 года по ВЛ 330 кВ Белорусская энергосистема была присоединена к Единой энергетической системе Европейской части СССР.

В 1963 году на базе областных электрических сетей образованы районные энергетические управления: Брестэнерго, Витебскэнерго, Гомельэнерго, Гродноэнерго, Минскэнерго, Могилевэнерго и завершается формирование единой Белорусской энергосистемы. В 1970-80 годах достигают проектной мощности основные действующие электростанции: Минская ТЭЦ-3, Бобруйская ТЭЦ-2, Лукомльская ГРЭС, Мозырская ТЭЦ, сооружаются Гродненская ТЭЦ-2, Минская ТЭЦ-4.

Повышаются мощности теплофикационных агрегатов и параметры пара, идет дальнейшее развитие теплофикации, а также широкое использование газа и мазута, что обеспечивает высокую экономичность производства электрической и тепловой энергии.

В дальнейшем темпы обновления основных производственных фондов (ОПФ) в энергетике были ниже темпов старения созданных мощностей.

В 1990-2000 годах при острейшем недостатке инвестиционных ресурсов вводятся в эксплуатацию энергоблоки на Минской ТЭЦ-4 (250 МВт), Гомельской ТЭЦ-2 (180 МВт), Оршанской ТЭЦ (ПГУ-70 МВт), Минской ТЭЦ-5 (330 МВт).

В результате к началу 2006 года уровень износа основных производственных фондов достиг 60%, а средний срок службы энергоисточников составил 30 лет, при нормативном сроке 27 лет.

Для повышения эффективности и надежности работы энергетического оборудования были приняты программы по модернизации и энергосбережению в энергетике, в результате реализации которых к началу 2011 года уровень износа ОПФ сократился до 48%.

В период 2011-2014 годов введено 1833,6 МВт высокоэффективных генерирующих мощностей. Только за 2014 год в энергосистеме введено 1107 МВт, или свыше 10 процентов от установленной мощности энергосистемы страны. При этом выведено из эксплуатации неэкономичного устаревшего оборудования общим объемом 700 МВт.

Произведена реконструкция и модернизация паросилового оборудования большинства КЭС и ТЭЦ Беларуси, в том числе с применением современных парогазовых технологий.

Были модернизированы паротурбинные блоки 300 МВт Лукомльской ГРЭС; введены в строй детандргенераторные установки (ДГУ) на Лукомльской ГРЭС, Минской ТЭЦ-4 и Гомельской ТЭЦ-2. Дубль-блоки 160 МВт Березовской ГРЭС были надстроены газотурбинными установками (ГТУ) с реализацией схемы «сбросных» парогазовых установок (СПГУ). Ведены теплофикационные парогазовые установки утилизационного типа (УПГУ) на Минской ТЭЦ-3 (230 МВт) и Минской ТЭЦ-2 (30 МВт). На Гродненской ТЭЦ-2 введена ГТУ мощностью 120 МВт, теплота сбросных газов которой используется в котле-утилизаторе для питания стационарных коллекторов пара. Конденсационные парогазовые установки мощностью порядка 400 МВт введены на Минской ТЭЦ-5, Лукомльской и Березовской ГРЭС.

На начало 2021 года установленная мощность генерирующих энергоисточников Республики Беларусь составляла 10 073,99 МВт.

Установленная мощность 67 генерирующих энергоисточников ГПО «Белэнерго» - 8 897,31 МВт, из них:

- 42 тепловых электростанций электрической мощностью – 8 800,19 МВт, в том числе 12 тепловых электростанций высокого давления – 8 148,57 МВт;
- 24 гидроэлектростанций установленной мощностью 88,11 МВт;
- Новогрудская ветроэлектрическая станция мощностью 9,00 МВт.

Основными технологиями Белорусской энергосистемы до начала века были паротурбинные, которые в начале века активно замещались парогазовыми. Существенным изменением станет ввод первой Белорусской АЭС-2400, предназначенной для работы в базовой части суточного графика нагрузки. После ввода АЭС чрезвычайно актуальным станет обеспечение технической возможности покрытия переменного суточного графика

электрической нагрузки с учетом формирующейся структуры генерации Белорусской энергосистемы, и выбор установленной мощности маневренных источников.

1.2. Типы тепловых электрических станций. Топливо

Электрической станцией называется комплекс оборудования и устройств, предназначенных для преобразования энергии природного источника в электрическую энергию и теплота.

Электрические станции (ЭС) классифицируют по виду используемой природной (первичной) энергии:

- тепловые электрические станции (ТЭС), использующие органическое топливо;
- атомные электростанции (АЭС), использующие атомную энергию;
- электростанции, использующие так называемые возобновляемые источники энергии: гидро-ЭС (ГЭС), в которых электрическая энергия вырабатывается за счет механической энергии воды рек; ветро-ЭС (ВЭС), в которых преобразуется энергия ветра; гелио ЭС, в которых преобразуется солнечная радиация, а также ЭС, в которых используется геотермальная энергия, энергия биомассы и др.

Тепловые электрические станции можно классифицировать по следующим признакам.

1. По виду отпускаемой энергии:

- конденсационные электрические станции (КЭС), отпускающие только (преимущественно) электрическую энергию;
- теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), отпускающие электрическую и тепловую энергию (в виде пара или горячей воды).

Централизованное теплоснабжение потребителей с использованием отработавшей теплоты турбин и выработкой электроэнергии на базе теплового потребления называют **теплофикацией**. Турбины соответствующего типа называют теплофикационными.

Таким образом, различают ТЭЦ с комбинированной выработкой электрической энергии и теплоты и энергоисточники с отдельной выработкой этих видов энергии на КЭС в котельных.

2. По виду теплового двигателя:

- с паротурбинными установками (ПТУ) – паротурбинные ТЭС;
- с газотурбинными установками (ГТУ) – газотурбинные ТЭС;
- с парогазовыми установками (ПГУ) – парогазовые ТЭС;
- электростанции с двигателями внутреннего сгорания – дизельные электростанции (ДЭС), газопоршневые электростанции (ГПЭС).

3. По назначению:

- районные электростанции общего пользования: конденсационные электростанции (ГРЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ); при этом различают отопительные ТЭЦ, отпускающие теплоту с сетевой водой для отопления и горячего водоснабжения населения, и промышленно-отопительные ТЭЦ,

отпускающие как теплоту с сетевой водой для отопления и горячего водоснабжения населения, так и пар для нужд предприятий;

- промышленные, входящие в состав производственных предприятий.

4. *По технологической структуре* тепловой схемы подразделяются на блочные и неблочные.

При блочной схеме все основное и вспомогательное оборудование паротурбинной установки не имеет технологических связей с оборудованием другой установки электростанции. На электростанциях на органическом топливе к каждой турбине пар подводится только от одного или двух соединенных с ней котлов. Паротурбинную установку, турбина которой питается паром от одного парового котла, называют моноблоком, при наличии двух котлов на одну турбину - дубль-блоком.

При неблочной схеме ТЭС пар от всех паровых котлов поступает в общую магистраль и лишь оттуда распределяется по отдельным турбинам. Линии, по которым вода подается в паровые котлы (питательные трубопроводы), также имеют поперечные связи.

Блочные ТЭС дешевле неблочных, так как упрощается схема трубопроводов, сокращается количество арматуры. Управлять отдельными агрегатами на такой станции проще, установки блочного типа легче автоматизировать. В эксплуатации работа одного блока не отражается на соседних.

Для паротурбинных установок с промежуточным перегревом пара блочная схема является практически единственно возможной, так как неблочная схема станции в этом случае окажется чрезмерно сложной.

5. *По уровню начального давления* различают паротурбинные установки:

- низкого давления: до 30 ата;
- среднего давления: 40 ата;
- высокого: 90...170 ата;
- сверхкритического: 240 ата и выше.

Энергетические ресурсы поступают на электростанции в виде топлива – вещества, используемого с целью получения тепловой, механической и электрической энергии.

Топливо можно разделить на две основные группы:

- органическое, выделяющее теплоту в результате химических реакций с окислителем;

- ядерное, способное выделять теплоту при цепных реакциях распада ядер некоторых изотопов тяжелых элементов (урана, плутония).

По способу получения *органическое топливо* подразделяют на природное и искусственное, получаемое в результате переработки природного топлива.

Ископаемое природное топливо – это топливо, накопленное в недрах Земли и являющееся продуктом биохимических и химических превращений органического вещества растений и микроорганизмов, протекавших с различной скоростью в направлении постепенного обуглероживания

(углефикации) топлива, т.е. повышения в нем содержания углерода и уменьшения количества кислорода и водорода.

На начало 2021 года (до ввода Белорусской АЭС) более 99% электроэнергии в Беларуси производится за счет сжигания ископаемого топлива.

На предприятиях энергетики сжигается преимущественно природный газ, на долю которого приходится от 90 до 94% суммарного потребления топлива в данном секторе. На втором месте – мазут; его доля в топливном балансе, находится в основном в пределах 2...4%. Среднее содержание серы в мазуте, сжигаемом на электростанциях, составляет в последние годы 2,4...2,5%.

В относительно небольших количествах сжигается твердое топливо: в основном дрова, древесные отходы и торф. Следует отметить, что если до 2011 г. на долю твердых видов топлива приходилось 3,1...3,8%, то в 2011–2012 гг. – 6,6...6,8%. Основное увеличение связано с ростом потребления местных видов топлива (дрова, древесные отходы, торф), что предусмотрено государственными программами развития энергетической отрасли.

Одно из стратегических направлений в области энергетики Республики Беларусь — сооружение и ввод в эксплуатацию первой атомной станции. Строительство АЭС, прежде всего, обусловлено острой необходимостью повысить энергетическую безопасность страны за счет диверсификации топливного баланса. Ожидается, что с пуском АЭС годовой объем закупок природного газа, покрывающего более 90% потребностей электроэнергетического комплекса Беларуси, сократится на 4...5 млрд. м³.

В общем случае *состав органического топлива* можно разделить на горючую (углерод С, водород Н и сера S_A) и негорючую (кислород О, азот N, минеральные вещества А и влага W) части.

Особенностью твердых и жидких топлив является сложность химического состава входящих в них органических соединений, поэтому состав топлива определяется по процентному содержанию заключенных в нем химических элементов. При этом условно считают, что топливо состоит из перечисленных элементов, находящихся в свободном состоянии в виде механической смеси.

Газообразное топливо, представляющее собой механическую смесь достаточно простых углеводородов и других известных соединений, оценивается по доле этих соединений (горючих и негорючих газов).

В горючую часть могут входить окись углерода СО, водород Н₂, предельные углеводороды С_nН_{2n+2}, непредельные углеводороды С_nН_{2n} и иногда сероводород Н₂S. В негорючую часть могут входить кислород, азот, двуокись углерода и различные примеси (водяные пары, смолы, пыль и т. п.).

Природный газ характеризуется высоким содержанием метана СН₄ – до 95%.

Газообразное топливо принято характеризовать составом сухой газообразной части в процентах по объему, и выражают уравнением:



где CH_4 , H_2 и т.д. – содержание соответствующих газов в % по объему, взятому при нормальных физических условиях (0°C и 101325 Па).

Вещество, поступающее непосредственно в топочное устройство для сжигания, называют *рабочим топливом*. Его элементарный состав, выраженный в % по массе, записывают:

$$\text{C}^p + \text{H}^p + \text{S}_{\text{л}}^p + \text{O}^p + \text{N}^p + \text{A}^p + \text{W}^p = 100.$$

Если из рабочего топлива удалять всю его влагу (W), получим *сухую массу*, элементарный состав которой запишется:

$$\text{C}^c + \text{H}^c + \text{S}_{\text{л}}^c + \text{O}^c + \text{N}^c + \text{A}^c = 100.$$

Условно удалив из сухой массы топлива содержащуюся в нем золу (A), получим *горючую массу*, элементарный состав которой можно представить:

$$\text{C}^g + \text{H}^g + \text{S}_{\text{л}}^g + \text{O}^g + \text{N}^g = 100.$$

По элементарному составу рабочего топлива производят технические расчеты горения. Элементарный состав сухой массы используется для определения засоренности топлива золой. Горючая масса представляет собой беззольно-безводный, т.е. наиболее устойчивый состав топлива. Состав этот условный, т.к. включает в себя и негорючие элементы – кислород и азот.

Основная характеристика топлива – это **теплота сгорания Q** .

Под теплотой сгорания понимают количество тепла в кДж, которое выделяет при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива, или 1 м³ газообразного топлива при нормальных физических условиях.

Различают *высшую ($Q_{\text{в}}^p$)* и *низшую ($Q_{\text{н}}^p$) теплоту сгорания*.

В газообразных продуктах сгорания любого топлива содержатся водяные пары, образующиеся в результате сгорания водорода и испарения влаги топлива. Если продукты сгорания охладить до конденсации водяных паров, в них содержащихся, то освободится тепло, затраченное на парообразование влаги.

Под высшей теплотой сгорания понимают все тепло, выделившееся при сгорании единицы топлива, включая тепло конденсации водяных паров.

Под низшей теплотой сгорания понимают теплоту сгорания, которая не учитывает тепло конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания топлива.

В промышленных установках, сжигающих топливо, в тепловых двигателях различного типа газообразные продукты сгорания выбрасываются в атмосферу, как правило, при температурах когда конденсации водяных паров не происходит и, следовательно, теплота их конденсации не высвобождается для использования. Теплотехнические расчеты в подобных случаях производят *по низшей теплоте сгорания*.

Если процессы теплообмена между газообразными продуктами сгорания и контактируемой с ними жидкостью (контактные водонагреватели) протекают с настолько глубоким охлаждением, что водяные пары, содержащиеся в газах, конденсируются, а высвобождаемая при этом теплота используется на подогрев жидкости в аппарате, то в таких случаях теплотехнические расчёты следует вести *по высшей теплоте сгорания*.

Низшая теплота сгорания рабочего топлива жидкого и твердого может быть определена, например, по формуле Д.И. Менделеева (кДж/кг):

$$Q_{\text{н}}^{\text{P}} = 4,187 (81 C^{\text{P}} + 300 H^{\text{P}} - 6 (9H^{\text{P}} + W^{\text{P}}) - 26 (O^{\text{P}} - S^{\text{P}}_{\text{л}})),$$

где C^{P} , H^{P} и т.д. – содержание углерода, водорода и т.д. в топливе, % по массе.

Низшая теплота сгорания сухого газообразного топлива может быть определена по формуле (кДж/м³):

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 358,20 \text{ CH}_4 + 590,66 \text{ C}_2\text{H}_4 + 637,46 \text{ C}_2\text{H}_6 + 860,05 \text{ C}_3\text{H}_6 + \dots \\ + 107,98 \text{ H}_2 + 126,36 \text{ CO},$$

где CH_4 , C_2H_4 и т.д. – содержание компонентов газа, % по объему.

Для сравнения тепловой ценности различных топлив применяется понятие **условного топлива**, под которым понимают топливо, теплота сгорания которого равна 29300 кДж/кг (7000 ккал/кг). Этой величиной пользуются при суммировании различных топливных ресурсов, сравнении удельных расходов топлива на различных энергоустановках ТЭС и при проведении технико-экономических расчетов.

Приведенной характеристикой топлива называют выраженное в процентах содержание химических элементов и балласта, отнесенное к единице низшей теплоты сгорания топлива.

Приведенные влажность, зольность и сернистость определяют соответственно по формулам:

$$W_{\text{пр}} = \frac{W^{\text{P}}}{Q_{\text{н}}^{\text{P}}}; A_{\text{пр}} = \frac{A^{\text{P}}}{Q_{\text{н}}^{\text{P}}}; S_{\text{пр}} = \frac{S^{\text{P}}}{Q_{\text{н}}^{\text{P}}}. [\% \text{кг/МДж}].$$

Приведенные характеристики более полно отражают массовые расходы при сравнении сжигаемых в паровом котле топлив.

1.3. Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками

Одной из важнейших особенностей энергетического производства является жесткая зависимость режима работы ТЭС от режима потребления энергии. ТЭС в каждый момент вырабатывает столько энергии, сколько её необходимо для потребления.

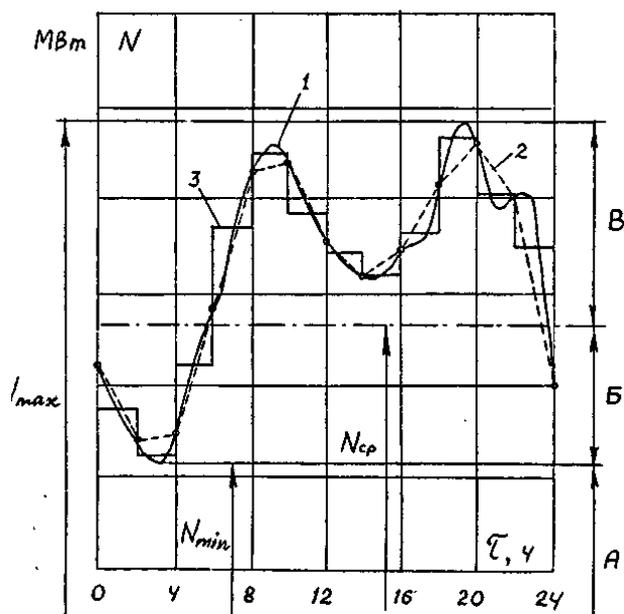


Рис.1.2. Суточный график нагрузки

Суточный график электрических нагрузок (рис. 1.2) отличается значительной неравномерностью и обычно является двугорбым, имея два пика: утренний и вечерний максимумы.

Нагрузка ночью минимальна (сохраняется работа трехсменных предприятий, ночное освещение и т.д.), а с 6 до 10 часов утра растет, достигая максимума; в обеденное время снижается, вновь достигая максимума в вечерние часы. Суточный график летнего дня отличается от зимнего дня меньшей величиной максимумов, причем вечерний смещается на более позднее время.

Показатели суточного графика: максимальная N_{\max} , минимальная N_{\min} и среднесуточная N_{cp} нагрузки:

$$N_{cp} = \mathcal{E}_{сут}/24$$

где $\mathcal{E}_{сут}$ – суточное потребление электроэнергии.

Показатели (характеристики) неравномерности суточного графика нагрузки:

- коэффициент неравномерности:

$$k_{нер} = \frac{N_{\min}}{N_{\max}}$$

- коэффициент заполнения (плотности) графика нагрузки – отношение суточного потребления $W_{сут}$ электроэнергии к её максимально возможному потреблению:

$$\beta = \frac{W_{сут}}{24 \cdot N_{\max}} = \frac{N_{cp}}{N_{\max}}$$

- регулировочный диапазон мощности в энергосистеме

$$\Delta N_{рег} = N_{\max} - N_{\min} .$$

Режимы потребления электроэнергии отдельными видами потребителей и энергосистемой в целом характеризуются графиками нагрузки, отражающими изменение потребляемой мощности в течение определенного отрезка времени (сутки, неделя, год). График нагрузки служит для выбора состава оборудования при проектировании ТЭС, для определения технико-экономических показателей (ТЭП), распределения нагрузки между ТЭС и установления оптимальных режимов работы оборудования.

- коэффициент регулирования

$$k_{\text{рег}} = \frac{\Delta N_{\text{рег}}}{N_{\text{max}}}.$$

- скорость изменения нагрузки

$$\omega = \Delta N / \Delta \tau.$$

Здесь ΔN – изменение нагрузки в энергосистеме за время $\Delta \tau$.

В большинстве случаев к регулированию графика нагрузки привлекается не всё оборудование в энергосистеме, а его часть, поэтому регулировочный диапазон этой части оборудования должен быть заметно выше. Если к регулированию привлекается часть оборудования, составляющая долю α от N_{max} ($\alpha = \frac{N_{\text{рег}}}{N_{\text{max}}}$), то регулировочный диапазон этого

оборудования должен быть увеличен в $\frac{1}{\alpha}$ раз, т.е. $k_{\text{рег}}^{\text{рег}} = k_{\text{рег}} \cdot \frac{1}{\alpha}$.

Показатели $k_{\text{нер}}$ и β суточных графиков электрической нагрузки зависят от состава и режима работы потребителя и меняются по суткам, неделям и сезонам года. Коэффициент неравномерности нагрузки в энергосистемах часто составляет $k_{\text{нер}} = 0,5 \dots 0,65$, хорошим приближением к равномерности считается график с $k_{\text{нер}} = 0,9$.

Неравномерность суточного и недельного потребления энергии усложняет режим эксплуатации, снижает надежность и экономичность работы оборудования в связи с его разгрузкой или частичной остановкой в часы провалов с последующим быстрым нагружением и пуском, поэтому необходимо стремиться к снижению неравномерности графиков нагрузки.

В идеальном случае энергосистема должна располагать энергетическим оборудованием для работы в соответствующей области графика нагрузки (рис. 1.2): А – базовая, расположенная ниже линии минимальной нагрузки; Б – полупиковая, между линиями минимальной и среднесуточной нагрузки; В – пиковая, выше линии среднесуточной нагрузки. В сумме полупиковая и пиковая зоны образуют зону переменной нагрузки.

Рассмотрим *место и роль отдельных типов электростанций в покрытии графиков электрической нагрузки* энергосистем (рис. 1.3).

Особые трудности при эксплуатации электростанции возникают при прохождении максимальных и минимальных нагрузок. В период прохождения пиков нагрузок в работу включаются практически все имеющиеся в наличии агрегаты.

Для покрытия остропиковой части графика нагрузки, как правило, привлекается специальное пиковое оборудование, имеющее высокие маневренные характеристики; к их числу относятся: газотурбинные установки (ГТУ), гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), гидроэлектростанции с регулируемым стоком (ГЭС).

При прохождении провалов нагрузки приходится разгружать значительную часть агрегатов, а часть из них даже останавливать. Особенно сложным является прохождение ночного минимума нагрузки, если оно требует ежедневного останова части агрегатов.

АЭС в силу высоких удельных капиталовложений и относительно низкой маневренности их оборудования, а также из условия обеспечения безаварийности их работы целесообразно использовать в базовой части суточных и годовых графиков электрической нагрузки.

ТЭЦ в энергосистемах обычно работают по вынужденному графику нагрузки, определяемому режимом теплоснабжения в течение суток, недели, года. В основном ТЭЦ используются в базовой части графика нагрузки (особенно в отопительный период), что обусловлено необходимостью обеспечения графика отпуска теплоты.

В летний (межотопительный) период года ТЭЦ могут привлекаться к регулированию графика электрической нагрузки в полупиковой зоне. Турбины ТЭЦ, имеющие конденсаторы, технически возможно использовать и по свободному электрическому графику нагрузки, когда электроэнергия частично или полностью вырабатывается на конденсационном режиме. Это создает возможность использования свободной конденсационной мощности ТЭЦ для покрытия полупиковой части графиков электрической нагрузки.

Имеется возможность привлечения агрегатов ТЭЦ к регулированию электрических графиков нагрузки и при их работе в чисто теплофикационном режиме путем частичной передачи выработки теплоты на пиковые водогрейные или электродные котлы с соответствующей разгрузкой теплофикационных отборов пара.

Изображенная на рис. 1.3 схема покрытия годового графика нагрузки является ориентировочной: для каждой энергосистемы задача распределения нагрузки решается в зависимости от наличия в системе того или иного типа электростанций.

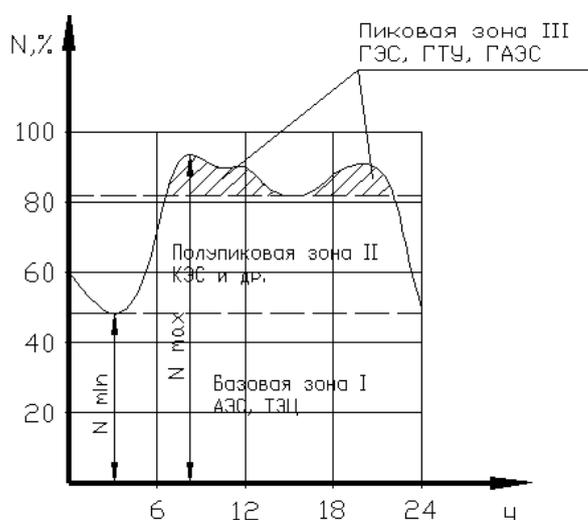


Рис. 1.3. График нагрузки с выделением рабочих зон

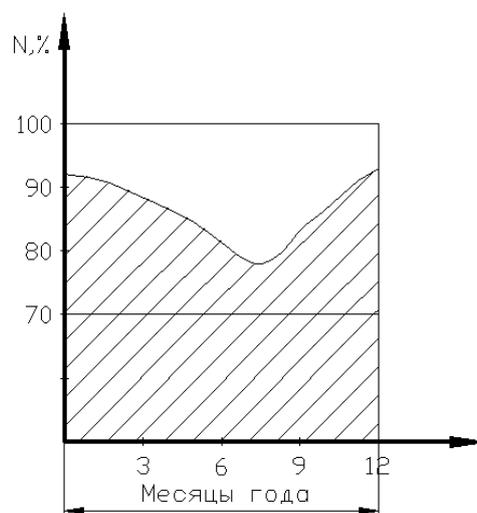


Рис. 1.4. График изменения нагрузки в течение года.

Наличие провала электрической нагрузки энергосистемы в летний период (снижение нагрузки на 20% и даже более – рис. 1.4) создает благоприятные условия для ремонта оборудования. Летнюю зону провала нагрузки поэтому часто называют зоной ремонтов (или «ремонтной площадкой»). Наличие этой зоны позволяет уменьшить величину специального, так называемого «ремонтного резерва» в энергосистеме.

Более подробно вопрос рассмотрен в:

Режимы работы и эксплуатация ТЭС : учебно-методический комплекс для студентов специальностей 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции", 1-53 01 04 "Автоматизация и управление энергетическими процессами" / Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" ; сост. С. А. Качан. - Электрон. дан. - Минск : БНТУ, 2015. - 103 с.

<http://rep.bntu.by/handle/data/18663>

1.4. Технология отпуска пара и теплоты от ТЭС

Теплота от ТЭЦ отпускается с паром и (или) с горячей водой.

Теплоту, отпускаемую с паром, используют, как правило, предприятия нефтехимической, текстильной, пищевой промышленности и др. Такой пар, называемый технологическим или промышленным, может иметь давление 0,2...2,0 МПа и должен быть перегрет.

Пароснабжение потребителей должно обеспечиваться с высокой надежностью, так как перерывы в подаче пара приводят к большому материальному ущербу, нарушению технологического процесса и пр.

Потребление технологического пара может изменяться от номинального расхода $D_{\text{п}}^{\text{ном}}$ до максимального $D_{\text{п}}^{\text{макс}}$ в зависимости от режима работы предприятия. Поэтому промышленные отборы пара турбоустановок рассчитываются на номинальную нагрузку, а пиковая нагрузка обеспечивается паром от редукционно-охладительных установок (РОУ).

Теплота, поступающая от ТЭЦ с горячей водой, используется в жилищно-коммунальном хозяйстве. Основными ее потребителями являются системы отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий.

По изменению во времени тепловые нагрузки можно разделить на сезонные и круглогодочные.

Сезонную нагрузку составляют отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, которые зависят от климатических условий: температуры наружного воздуха (в первую очередь), направления и скорости ветра, влажности воздуха и солнечного излучения. Сезонная нагрузка имеет практически постоянный суточный и резкопеременный годовой графики.

Круглогодичную нагрузку составляют технологическая нагрузка и горячее водоснабжение, которые почти не зависят от температуры наружного воздуха и поэтому имеют практически постоянный годовой и резкопеременный суточный графики.

На рис. 1.5 показаны зависимости расходов теплоты на отопление $Q_{от}$, вентиляцию $Q_{в}$ и горячее водоснабжение $Q_{г.в.}$, а также общего расхода $Q_{ТЭЦ}$ от температуры наружного воздуха. Как видно, преобладающей является отопительная нагрузка $Q_{от}$.

Максимальный расход теплоты на отопление соответствует расчетной температуре наружного воздуха для отопления $t_{н.от}^p$. Максимальный расход теплоты на вентиляцию соответствует расчетной температуре наружного воздуха для вентиляции $t_{рн.вен}$ и является расчетной нагрузкой на вентиляцию.

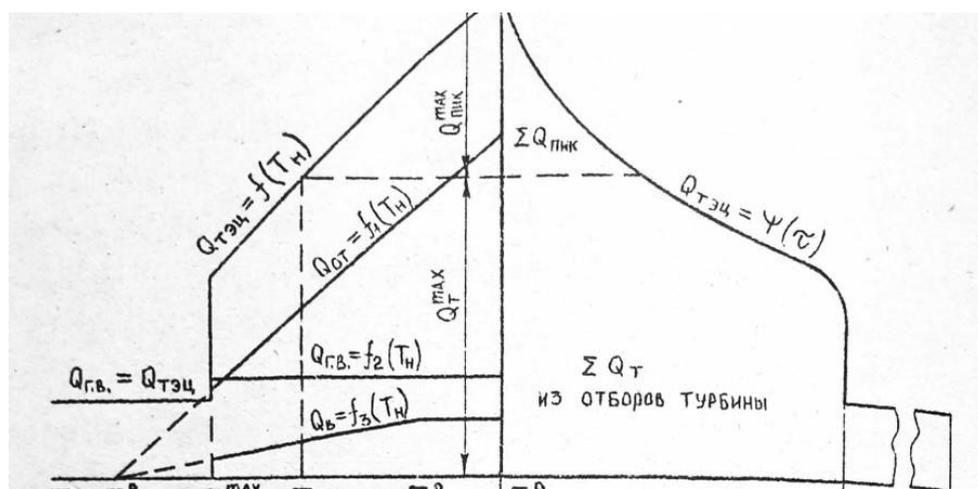


Рис. 1.5. Зависимость расхода теплоты от температуры наружного воздуха: $Q_{от}$ — на отопление; $Q_{в}$ — на вентиляцию; $Q_{г.в.}$ — на горячее водоснабжение; $Q_{ТЭЦ}$ — суммарный.

Минимальный расход теплоты на отопление соответствует расчетной наружной температуре начала и конца отопительного сезона жилых и общественных зданий. Минимальный расход теплоты на вентиляцию соответствует расчетной наружной температуре начала и конца отопительного периода промышленных зданий.

График суммарного расхода теплоты (кривая $Q_{ТЭЦ}$) имеет три точки излома, соответствующие:

- моменту включения отопления,
- моменту включения вентиляции,
- изменению графика нагрузки вентиляции.

Характер графика суммарной тепловой нагрузки зависит от соотношения нагрузок отдельных групп потребителей.

Отопительную тепловую нагрузку ТЭЦ, ГДж/ч, можно выразить как

$$Q_{от} = G_{с.в.} (h_{п.с} - h_{о.с}) = G_{с.в.} \cdot c_{с.в.} \cdot (t_{п.с} - t_{о.с}), \quad (1.1)$$

где $G_{с.в.}$ — расход сетевой воды, т/ч;

$h_{п.с}$, $t_{п.с}$ и $h_{о.с}$, $t_{о.с}$ — энтальпии, кДж/кг, и температура, °С, сетевой воды до подогрева в теплообменниках ТЭЦ и после него;

$c_{с.в.}$ — удельная теплоемкость сетевой воды, кДж/(кг·К).

Регулирование отпуска теплоты при использовании водяных тепловых сетей возможно двух видов: качественное – изменением температуры воды в подающей магистрали и количественное – изменением расхода сетевой воды.

При качественном регулировании $G_{с.в} = \text{const}$. Если значение температуры внутри помещения $t_{\text{пом}}$ постоянно, то температуры воды в подающей и обратной магистралях изменяются практически линейно в зависимости от температуры наружного воздуха $t_{\text{нв}}$ (рис. 1.6).

Верхнее значение температуры воды в подающей линии (при низшей расчетной температуре наружного воздуха $t_{\text{нв}}^p$, расчетной для проектирования систем отопления) определяется технико-экономическими расчетами. При температуре наружного воздуха, равной температуре внутри помещения ($18...20^\circ\text{C}$), отопление прекращается, вода как в подающей, так и в обратной линии теоретически имеет температуру, равную температуре наружного воздуха, т.е. также $18...20^\circ\text{C}$. Следовательно, графики изменения температуры воды в подающей и обратной магистралях при качественном регулировании являются прямыми линиями, проходящими соответственно через максимальные значения $t_{\text{пс}} = 150^\circ\text{C}$ и $t_{\text{ос}} = 70^\circ\text{C}$ при $t_{\text{нв}}^p$ (рис. 1.6).

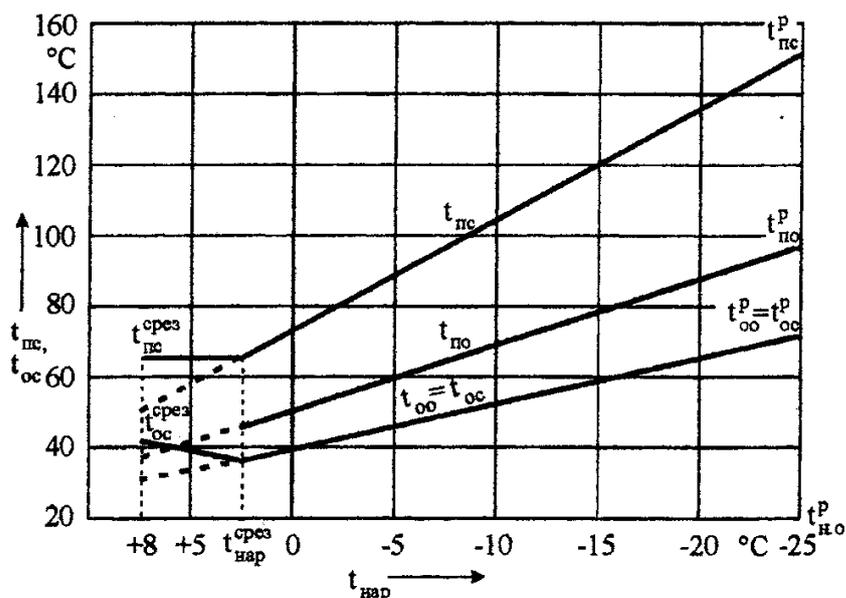


Рис. 1.6. Зависимости температур воды $t_{\text{п.с}}$ и $t_{\text{о.с}}$ от температуры наружного воздуха $t_{\text{нв}}$

Температура воды в подающей магистрали не должна быть ниже примерно $t_{\text{пс}}^{\text{срез}} = 65...70^\circ\text{C}$ и сохраняется на таком уровне постоянной при всех температурах наружного воздуха $t_{\text{нв}}$, выше температуры «срезки» $t_{\text{нв}}^{\text{срез}}$ (в том числе после окончания отопительного периода).

На ТЭЦ наибольшее распространение для отпуска теплоты получили теплофикационные турбины с конденсацией и отопительными отборами пара. Также используют турбины с противодавлением, однако их применение ограничено, так как сезонная отопительная нагрузка не обеспечивает круглогодичного производства электроэнергии на тепловом потреблении.

В целях более равномерной загрузки отопительных отборов теплофикационных турбин пики отопительной нагрузки покрывают за счет работы пиковых водогрейных котлов $Q_{\text{ПВК}}$.

Распределение отопительной нагрузки между отборами турбины и водогрейными котлами $Q_{\text{ПВК}}$ характеризуется отношением максимального отпуска теплоты из отборов турбины $Q_{\text{Т}}^{\text{макс}}$ к полному ее отпуску, т.е. *коэффициентом теплофикации*

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} = Q_{\text{Т}}^{\text{макс}} / (Q_{\text{Т}}^{\text{макс}} + Q_{\text{ПВК}}), \quad (1.2)$$

Оптимальное значение $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ определяется на основании технико-экономических расчетов.

Чем выше $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$, тем больше комбинированная выработка электрической и тепловой энергии и меньше суммарный расход топлива на эту выработку. Однако при этом увеличивается стоимость оборудования ТЭЦ, так как энергетические котлы значительно дороже водогрейных, в особенности при работе последних на газомазутном топливе.

Значение коэффициента теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ тем выше, чем дороже используемое на ТЭЦ топливо и технически совершеннее теплофикационные турбоагрегаты. Для крупных городов оптимальное значение коэффициента теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,55 \dots 0,65$.

Современные турбоустановки ТЭЦ имеют двухступенчатые сетевые подогревательные установки, к которым подается пар из верхнего и нижнего теплофикационных отборов турбины.

Давление пара в верхнем отборе регулируется обычно в пределах $p_{\text{ТВ}} = 0,06 \dots 0,25$, в нижнем – в пределах $p_{\text{ТН}} = 0,05 \dots 0,20$ МПа.

Регулирование давления в отборах осуществляется поворотной диафрагмой, установленной за камерой нижнего отбора.

Теплофикационные турбины мощностью 50, 100 и 110 МВт с регулируемыми отборами пара могут работать с полным использованием отработавшей теплоты, т.е. по режиму турбин с противодавлением.

Конденсаторы таких турбин имеют дополнительную поверхность для предварительного подогрева обратной или подпиточной воды тепловой сети – так называемый встроенный теплофикационный пучок. Возможность и целесообразность работы турбин указанного типа в таком режиме подтверждена их эксплуатацией. При этом основная поверхность охлаждения конденсаторов выключается и охлаждающая вода через нее не пропускается во избежание появления в металле конденсатора дополнительных температурных напряжений.

На конденсационных электростанциях размещаются небольшие сетевые установки для покрытия тепловых нагрузок жилого поселка и самой электростанции. Тепловые нагрузки таких установок обычно не превышают 200 ГДж/ч. Пар к сетевым подогревателям подводится от нерегулируемых

отборов, поэтому тепловые режимы их существенно зависят от давления в отборах, а, следовательно, от электрической мощности турбин.

Более подробно вопрос рассмотрен в:

Теплоснабжение и тепловые сети [Электронный ресурс] : учебно-методический комплекс для студентов специальности: 1-53 01 04 "Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами" / Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" ; сост. Л. А. Тарасевич. – Минск : БНТУ, 2017. <http://rep.bntu.by/handle/data/31836>

2. ПАРОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

2.1. Схемы паротурбинных установок КЭС и ТЭЦ

В конденсационных ТЭС создаются условия для максимально полного преобразования потенциальной энергии пара, выработанного в котле, в механическую энергию вращения ротора турбогенератора (при максимально возможном расширении пара в проточной части турбины), а затем и в электрическую энергию.

На рис. 2.1 показаны *принципиальные тепловые схемы паротурбинных конденсационных блоков на органическом топливе без промежуточного перегрева пара (рис. 2.1,а) и с промежуточным перегревом (рис. 2.1,б)*. Тепловая схема на рис. 2.1,б характерна для мощных блочных электростанций, где наряду с передачей теплоты острому пару тепло подводится к пару и после того, как он отработал в цилиндре высокого давления турбины.

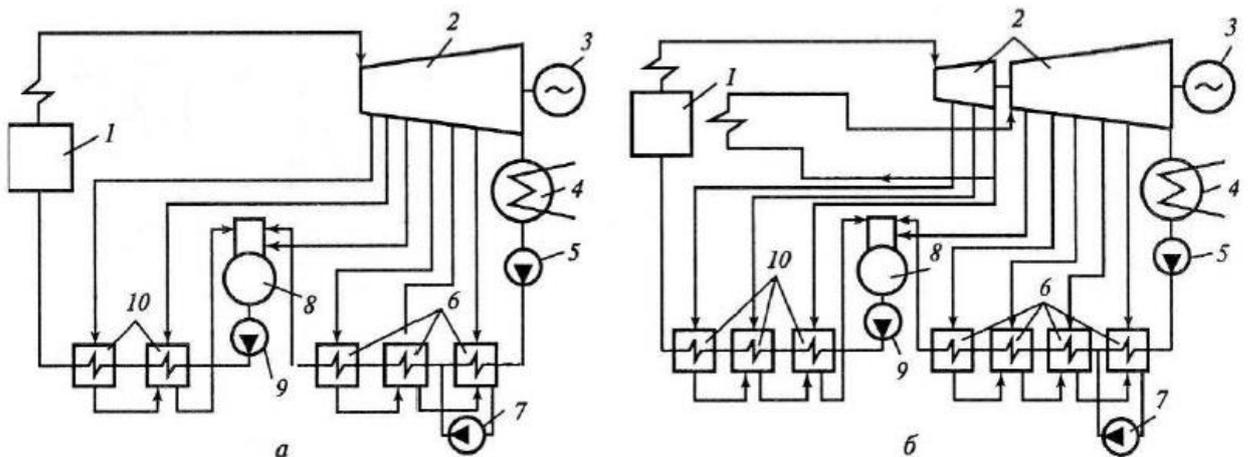
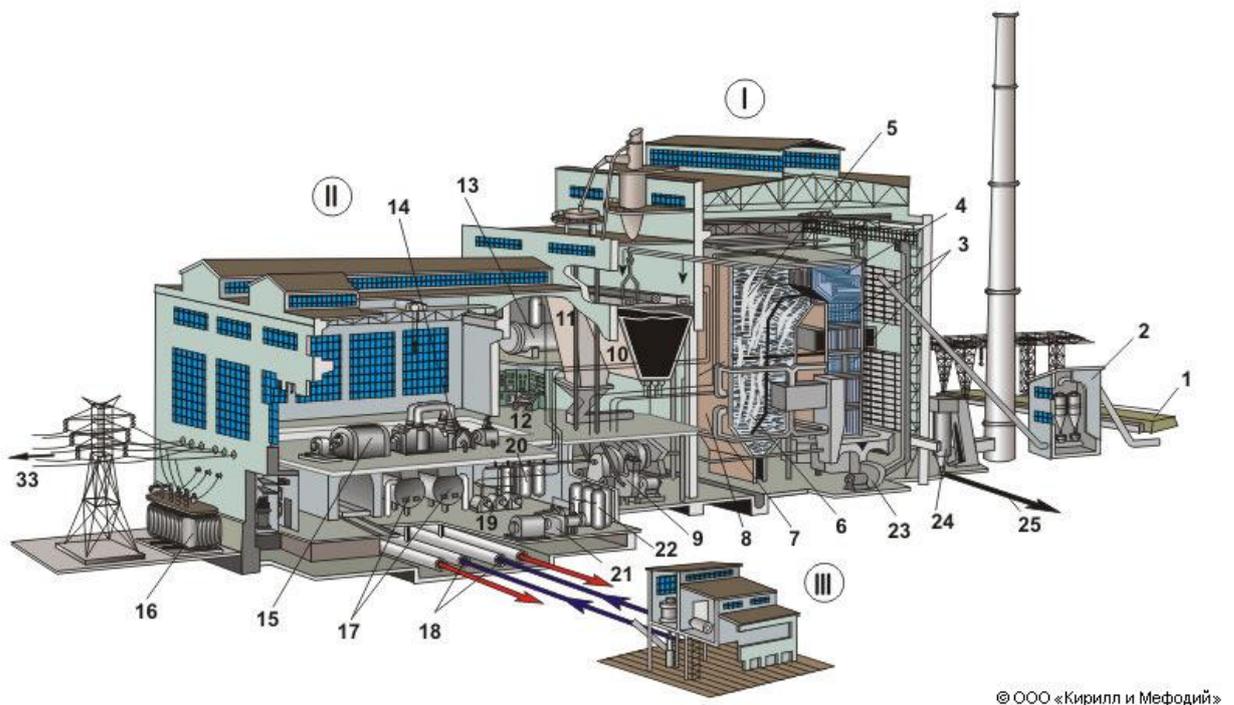


Рис. 2.1. Принципиальные тепловые схемы паротурбинных конденсационных блоков на органическом топливе без промежуточного перегрева пара (а) и с промежуточным перегревом (б): 1 – котел; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатный насос; 6 – регенеративный подогреватель; 7 – дренажный насос; 8 – деаэратор; 9 – питательный насос; 10 – подогреватели

Тепловая эффективность схемы с промперегревом выше при одних и тех же начальных и конечных параметрах пара. Однако целесообразность применения промежуточного перегрева в установках различной мощности должна определяться технико-экономическим расчетом, так как это связано с увеличением металлоемкости и стоимости оборудования. В мировой практике встречаются схемы с двойным промежуточным перегревом пара.

Максимальные температура и давление пара на КЭС ограничиваются жаропрочностью и жаростойкостью сталей, применяемых в конструкциях пароперегревателей котла, паропроводов, элементов проточной части турбины. Современные мощные ТЭС работают при давлении пара на входе в турбину до 30 МПа и его температуре порядка 540...600°С.

В качестве примера рассмотрим работу электростанции, сжигающей уголь (рис. 2.2).



© ООО «Кирилл и Мефодий»

Рис. 2.2. Пространственный вид (разрез) главного корпуса электростанции и связанных с ним устройств: I — котельное отделение; II — машинное отделение (машинный зал); III — береговая водонасосная установка; 1 — угольный склад; 2 — дробильная установка; 3 — водяной экономайзер; 4 — пароперегреватель; 5 — паровой котел; 6 — топочная камера; 7 — пылеугольные горелки; 8 — паропровод от котла к турбине; 9 — барабанно-шаровая угольная мельница; 10 — бункер угольной пыли; 11 — бункер сырого угля; 12 — щит управления блоком электростанции; 13 — деаэратор; 14 — паровая турбина; 15 — электрический генератор; 16 — электрический повысительный трансформатор; 17 — паровые конденсаторы; 18 — трубопроводы охлаждающей воды; 19 — конденсатные насосы; 20 — регенеративные подогреватели низкого давления; 21 — питательный насос; 22 — регенеративные подогреватели высокого давления; 23 — дутьевой вентилятор; 24 — золоуловитель; 25 — шлак, зола.

Образующиеся в топке высокотемпературные продукты сгорания при движении по газоходам котла отдают свою теплоту рабочему телу цикла в теплообменных поверхностях нагрева, где последовательно вода нагревается,

превращается в пар, который затем перегревается. Пар от котла подается на паровую турбину, расширяется в ступенях ее проточной части и приводит во вращение ротор турбины и соединенный с ним ротор электрогенератора, в котором возбуждается электрический ток.

Вырабатываемая электроэнергия с помощью повышающих трансформаторов преобразуется в ток высокого напряжения, передается на открытое распределительное устройство (ОРУ) и затем в энергосистему.

Для снабжения электроэнергией электродвигателей, осветительных устройств и приборов электростанции используется распределительное устройство собственных нужд.

Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор. Образовавшийся там конденсат подается конденсатными насосами через регенеративные подогреватели низкого давления (ПНД) в деаэратор. Здесь при температуре, близкой к температуре насыщения, происходит удаление растворенных в воде газов, вызывающих коррозию оборудования. Потери конденсата (утечки через неплотности в трубопроводах станции или в линиях потребителей) восполняются химически очищенной (обессоленной) в специальных установках водой, добавляемой в конденсатор или деаэратор.

Деаэрированная и подогретая питательная вода подается питательными насосами в регенеративные подогреватели высокого давления (ПВД), а затем в экономайзер котла.

Цикл преобразования рабочего тела повторяется.

Устройства для химической обработки добавочной воды находятся в химическом цехе.

Охлаждающая вода от источника технического водоснабжения подается в конденсатор циркуляционными насосами, расположенными в насосной станции. Нагретая охлаждающая (циркуляционная) вода сбрасывается в систему охлаждения (градирню) или в природный водоем на некотором расстоянии от места забора, достаточном для того, чтобы подогретая вода не подмешивалась к забираемой.

В схемах КЭС может быть предусмотрена небольшая сетевая подогревательная установка для теплофикации электростанции и прилегающего поселка. К сетевым подогревателям такой установки пар, необходимый для нагрева сетевой воды, поступает от нерегулируемых отборов турбины.

Газы, образующиеся при сгорании топлива в котле, проходят последовательно топочную камеру (где вода превращается в пар), поверхности пароперегревателя и водяного экономайзера, где отдают теплоту рабочему телу, а затем в воздухоподогревателе – подаваемому к горелочным устройствам котла воздуху. Затем в золоуловителях (электрофилтрах) газы очищаются от летучей золы и через дымовую трубу дымососами выбрасываются в атмосферу.

Воздух, необходимый для горения, подается в воздухоподогреватели парового котла дутьевым вентилятором. Забор воздуха осуществляется из верхней части котельного отделения и (или) снаружи главного корпуса.

Контроль и управление работой ТЭС осуществляются с пульта управления.

На рис. 2.3 приводятся рабочие процессы расширения пара в турбине для паротурбинных установок, схемы которых показаны на рис. 2.1, а и б.

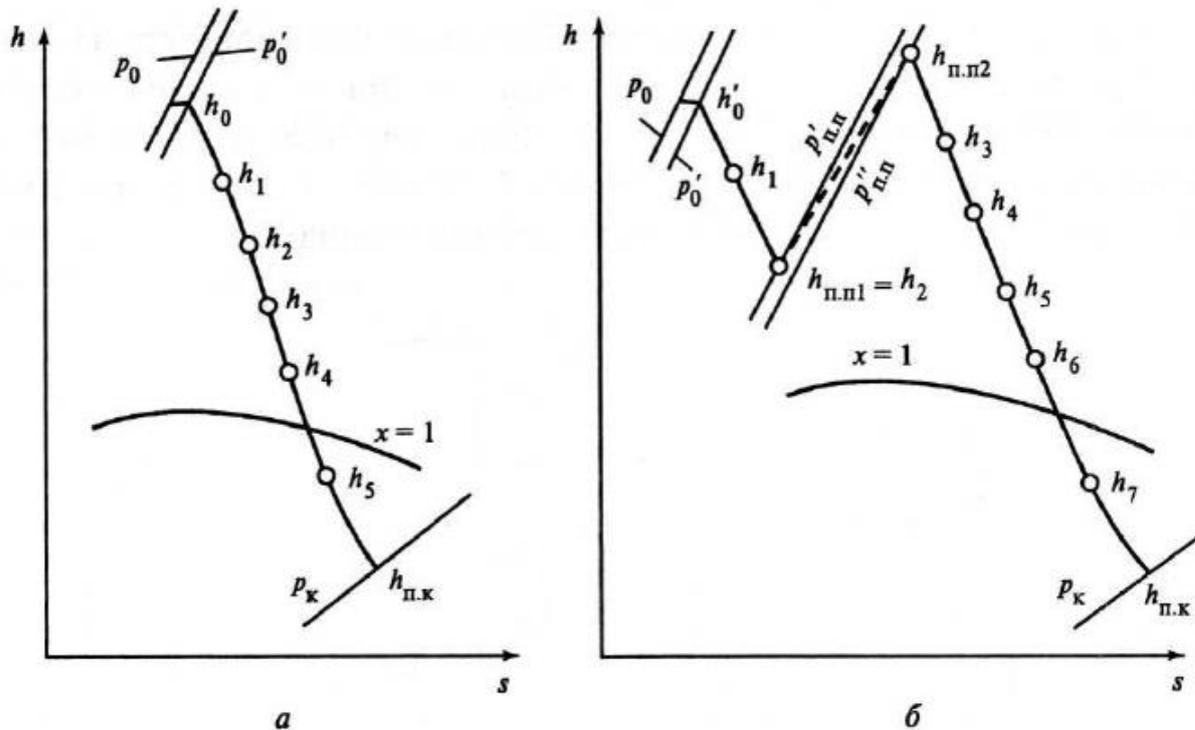


Рис. 2.3. Рабочий процесс расширения пара в $h-s$ - диаграмме для конденсационных установок на перегретом паре без промежуточного перегрева (а) и с промежуточным перегревом (б):

$h_1 - h_7$ - энтальпия пара в первом - седьмом отборах соответственно; $h_0, h_{п.к}$ - энтальпия пара на входе в турбину и конденсатор; s - энтропия; x - степень сухости

Для привода электрических генераторов применяется большое число типоразмеров паровых турбин, отличающихся назначением (только для выработки электрической энергии или для комбинированной выработки тепловой — для производственного или отопительного потребителя — и электрической энергии), мощностью, начальными параметрами пара, конечным давлением, частотой вращения ротора, модификациями.

Буква «К» в маркировке означает, что турбина конденсационная.

Буква «Т» в маркировке турбины означает наличие одного или нескольких регулируемых теплофикационных отборов пара. Регулировка осуществляется поворотной диафрагмой. Пар с такого отбора поступает в сетевые подогреватели — теплообменники, где пар передаёт своё тепло сетевой воде

Буква «П» в маркировке турбины означает наличие промышленного отбора пара, то есть часть пара с таких турбин уходит на какое-либо стороннее производство (завод, фабрику и т.д.). Пар может возвращаться обратно на электростанцию в виде конденсата, а может и полностью теряться

Буква «Р» в маркировке турбины означает, что у таких турбин отсутствует конденсатор, а отработавший пар идёт или на производство (промышленное противодавление) или на сетевые подогреватели (теплофикационное противодавление).

После буквенного обозначения типа турбины указывается электрическая мощность в МВт (иногда в виде дроби: в числителе — номинальная, а в знаменателе — максимальная мощность). Далее указывается начальное давление в МПа. Часто в обозначениях это давление приводится в кгс/см².

На чисто отопительных ТЭЦ применяют паровые турбины типа Т, на промышленных — типа Р, на промышленно-отопительных ТЭЦ применяют установки типа ПТ, а также Р, ПР и ПТР

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) имеют более высокие энергетические показатели по сравнению с КЭС, так как часть теплоты, отработавшего в турбине пара, полезно используется. При полном использовании теплоты, отработавшего в турбине пара (турбины с противодавлением), потери тепла в холодном источнике отсутствуют, а при частичном — в холодном источнике (конденсаторе) теряется меньше тепла, чем на КЭС.

В схемах с турбинами с противодавлением (типа Р) (рис. 2.4, а) весь отработавший пар подается тепловому потребителю, поэтому существует прямая зависимость между вырабатываемой электрической энергией и расходом этого пара. На установках с турбинами, имеющими регулируемые отборы (рис. 2.4, б), выработка электрической энергии и отпуск теплоты могут изменяться независимо в достаточно широких пределах.

Для резервирования отпуска пара потребителю применяют редуционно-охлаждающее устройство (РОУ). В РОУ (рис. 2.4, а,б) снижаются (редуцируются) параметры: давление и температура пара до требуемых потребителем.

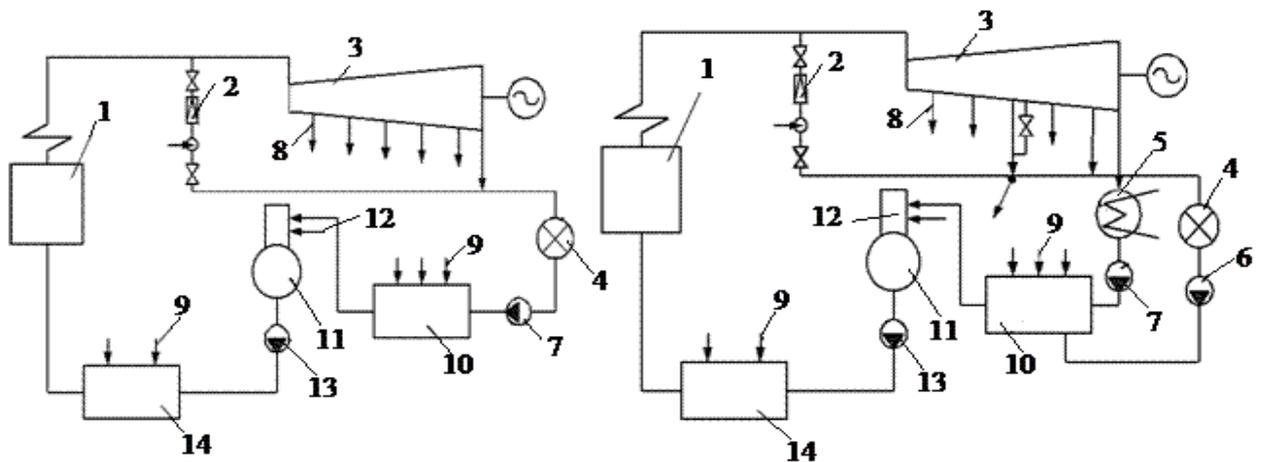


Рис. 2.4. Схемы ТЭЦ на органическом топливе: а — с турбиной с противодавлением; б — с турбиной с регулируемым отбором пара

1 — паровой котел; 2 — РОУ; 3 — турбоагрегат; 4 — тепловой потребитель; 5 — конденсатор; 6 — насос обратного конденсата; 7 — конденсатный насос; 8 — пар из отборов; 9, 12 — пар на регенеративный подогрев и в деаэрактор; 10, 14 — регенеративные подогреватели низкого и высокого давлений; 13 — питательный насос

Рабочий процесс пара в турбинах с противодавлением или регулируемы отборами качественно не отличаются от приведенных на рис. 2.3, однако на паротурбинных установках с противодавлением он может

заканчиваться на $h-s$ - диаграмме до пограничной кривой (в области слабоперегретого пара).

2.2. Атомные электрические станции

Атомная электростанция (АЭС) – электростанция, вырабатывающая электрическую энергию путём преобразования тепловой энергии, выделяющейся в ядерном реакторе (реакторах) в результате управляемой цепной реакции деления (расщепления) ядер атомов радиоактивного вещества.

Принципиальное отличие АЭС от ТЭС в том, что вместо использующих органическое топливо *котельных установок* используется *ядерный реактор* – устройство, в котором осуществляется управляемая цепная ядерная реакция, сопровождающаяся выделением энергии.

АЭС классифицируются в соответствии с установленными на них реакторами:

- реакторы на тепловых нейтронах, использующие специальные замедлители для увеличения вероятности поглощения нейтрона ядрами атомов топлива – это одноконтурные схемы с реакторами кипящего типа и двухконтурные схемы;

- реакторы на быстрых нейтронах – это трехконтурные схемы.

По виду отпускаемой энергии атомные станции делятся на:

- атомные электростанции (АЭС), предназначенные для выработки только электроэнергии;
- атомные теплоэлектроцентрали (АТЭЦ), вырабатывающие как электроэнергию, так и тепловую энергию.

На АЭС широко применяется насыщенный пар. Это объясняется тем, что в ряде случаев перегрев пара непосредственно в ядерном реакторе весьма усложняет конструкцию реактора и схему установки, требует существенных дополнительных капитальных затрат. В то же время на АЭС стоимость топлива (ядерного горючего), отнесенная к единице выработанной энергии, значительно ниже, чем на электростанциях обычного типа. Поэтому здесь производство электроэнергии на менее дорогих установках даже при более низких значениях КПД экономически оправдано.

Схема АЭС может быть одно-, двух- и трехконтурной (рис. 2.5).

На АЭС, работающей по *одноконтурной схеме* (рис. 2.5, а), пар образуется в активной зоне реактора и оттуда направляется в турбину. Одноконтурная схема наиболее проста. Однако образующийся в реакторе пар радиоактивен, поэтому большая часть оборудования АЭС должна иметь защиту от излучений. В процессе работы электростанции в паропроводах, турбине и других элементах оборудования могут скапливаться выносимые из реактора с паром твердые вещества (содержащиеся в воде примеси, продукты коррозии), обладающие наведенной активностью, что затрудняет контроль за оборудованием и его ремонт.

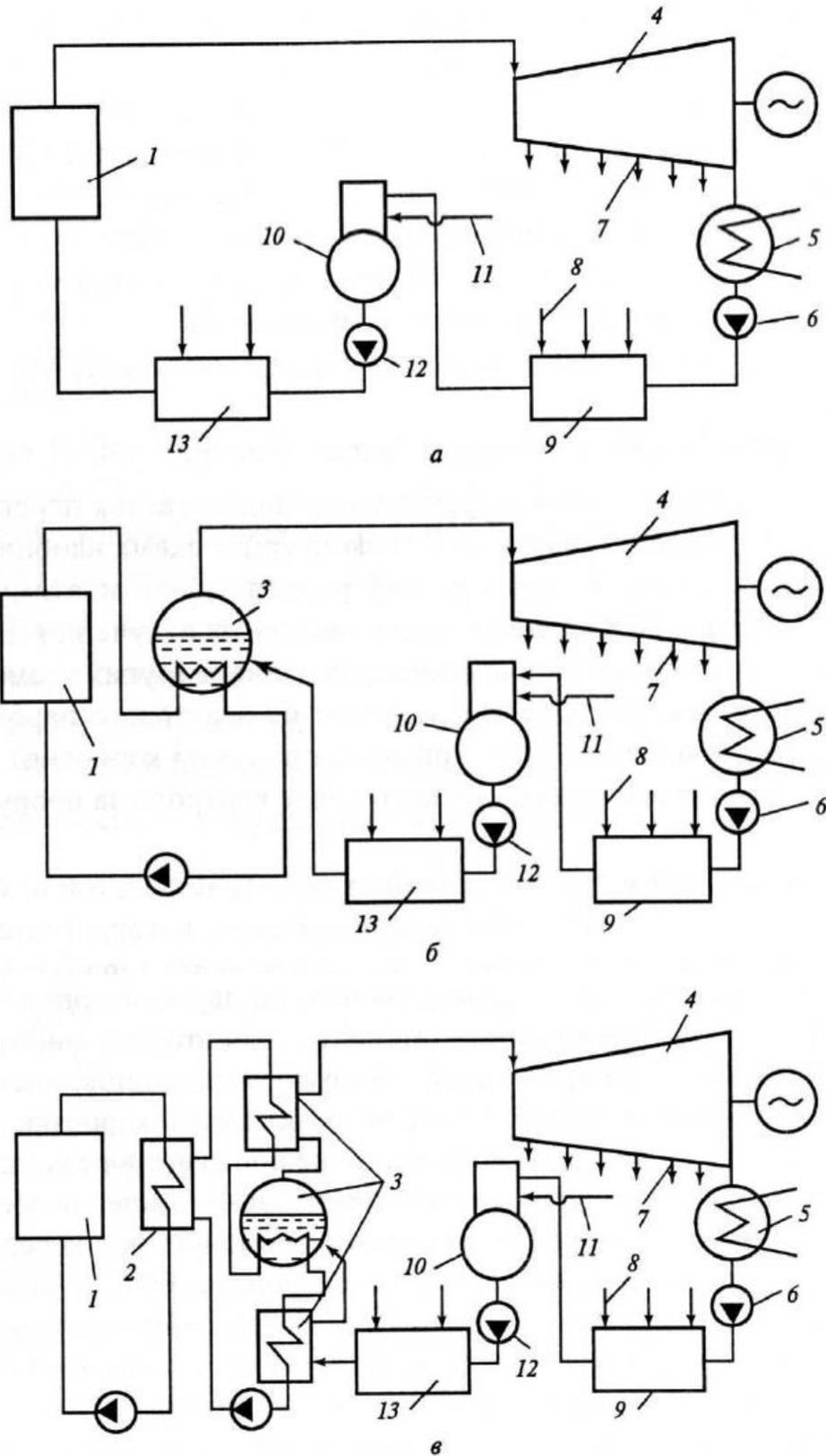


Рис. 2.5. Одноконтурная (а), двухконтурная (б) схемы АЭС:

1 - реактор; 2 - промежуточный теплообменник; 3 - парогенератор; 4 - турбогенератор; 5 - конденсатор; 6 - насосом конденсатами; 7 - пар от отбора; 8 - пар на регенеративный подогреватель; 9, 13 - регенеративные подогреватели низкого и высокого давления; 10 - деаэратор; 11 - пар на деаэратор; 12 - питательный насос

В *двухконтурной* (рис. 2.5, б) и *трехконтурной* (рис. 2.5, в) схемах отвод теплоты из реактора осуществляется теплоносителем, который затем передает теплоту рабочей среде непосредственно или через теплоноситель промежуточного контура.

На АЭС, работающих по двухконтурной или трехконтурной схеме, рабочая среда и теплоноситель второго контура в нормальных условиях нерадиоактивны, поэтому эксплуатация электростанций существенно облегчается. Кроме того, продукты коррозии паропроводов, конденсаторов и турбинного тракта не попадают в реактор. Однако капитальные затраты в этом случае значительно выше, особенно при трехконтурной схеме.

Такие схемы следует применять, когда вероятность контакта активного теплоносителя с водой должна быть полностью исключена, например, при использовании в качестве теплоносителя жидкого натрия, так как его контакт с водой может привести к крупной аварии. В трактах АЭС, работающих по двухконтурной схеме, даже при небольших нарушениях плотности, возможен контакт активного натрия с водой, и ликвидировать аварию было бы довольно трудно. При трехконтурной схеме контакт активного натрия с водой исключен.

Во всех приведенных на рис. 2.5 схемах конденсат после конденсатора турбины проходит систему регенеративного подогрева, которая, по существу, не отличается от применяемой на обычных электростанциях.

Технологическая схема первого контура двухконтурной АЭС показана на рис. 2.6.

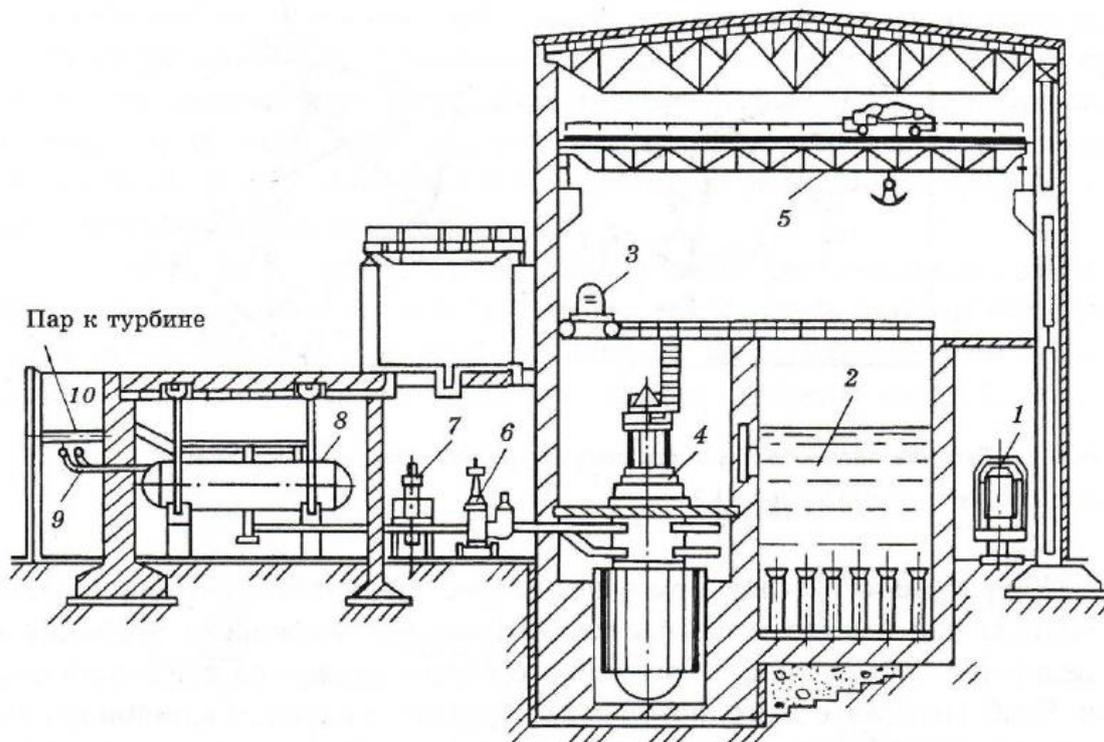


Рис. 2.6. Технологическая схема первого контура АЭС:

1 - контейнер; 2 - бассейн; 3 - перегрузочный кран; 4 - реактор; 5 - мостовой кран реакторного зала; 6 - главная задвижка; 7 - главный циркуляционный насос; 8 - парогенератор; 9 - трубопроводы питательной воды; 10 - трубопроводы вторичного пара

Ядерное топливо, находящееся в тепловыделяющих элементах (ТВЭлах) определенной формы, доставляется в контейнерах 1 на электростанцию и с помощью перегрузочного крана 3 загружается в активную зону реактора 4. Кассеты с отработавшими ТВЭлами помещаются в бассейн 2, где выдерживаются в течение определенного времени. Когда радиоактивность горючего и материала кассет уменьшается до нормативных значений, кассеты в контейнерах вывозят на перерабатывающие заводы.

Теплота, выделяющаяся в реакторе и воспринятая теплоносителем, передается рабочей среде в парогенераторе 8. При трехконтурной схеме между теплоносителем первого контура и рабочей средой имеется еще промежуточный контур (см. рис. 2.5, в).

Пар, образовавшийся в парогенераторе (при двухконтурных и трехконтурных схемах) или в реакторе (при одноконтурной схеме), направляется по паропроводу к турбине. На схеме первого контура двухконтурной АЭС (рис. 2.5) пар направляется к турбине по трубопроводу 10, питательная вода подается в парогенератор по линии 9.

При работе на насыщенном паре в проточной части турбины пар быстро увлажняется. Возрастание влажности приводит к увеличению интенсивности эрозийного износа элементов проточной части.

Чтобы избежать этого, поток пара перед поступлением в цилиндр низкого давления (ЦНД) турбины пропускается через сепаратор, в котором его влажность понижается до значений, не превышающих 0,5%. На крупных современных блоках после сепаратора пар перегревается до температуры $t_{\text{пп}}$, близкой к начальной температуре t_0 (при некоторых схемах организации промежуточного перегрева $t_{\text{пп}} \approx t_0$).

На рис. 2.7 приведены рабочие процессы пара в турбине в h - s -диаграмме при работе по циклу с сепарацией пара (рис. 2.7, а) и по циклу с сепарацией и промежуточным перегревом (рис. 2.7, б).

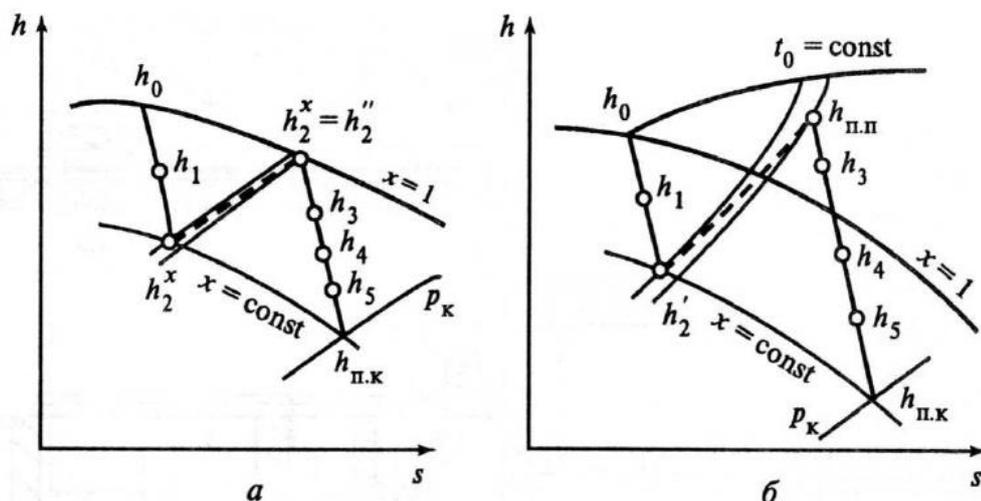


Рис. 2.7. Рабочий процесс в h - s -диаграмме в турбинах насыщенного пара: обозначения те же, что и на рис. 2.3

Проект Белорусской АЭС

Белорусская АЭС суммарной мощностью до 2400 МВт расположена на Островецкой площадке Гродненской области.

Для Белорусской АЭС выбран российский проект «АЭС-2006» с двумя энергетическими реакторами водо-водяного типа нового поколения «3+» ВВЭР-1200/491 ОАО «СПбАЭП». Проект АЭС-2006 разработан на базе проекта ВВЭР-1000 с общим опытом эксплуатации более 130 реакторо-лет и позволяет достичь современных показателей безопасности и надежности при улучшенных технико-экономических показателях и оптимизированных капитальных вложениях на сооружение станции.

Основные целевые технико-экономические характеристики АЭС-2006:

- установленная номинальная мощность энергоблока – 1200 МВт(э);
- число энергоблоков – 2;
- срок службы энергоблока – 50 лет;
- коэффициент полезного действия (нетто) – 33,9%;
- расход электроэнергии на собственные нужды станции – не более 7,48% от номинальной мощности.

Обеспечение уровня безопасности в соответствии с требованиями нормативных документов России, рекомендациями МАГАТЭ и требованиями EUR достигается за счет выбора оптимальной конфигурации систем безопасности на основе традиционных активных и дополнительных пассивных систем, максимального использования разнопринципности оборудования и функционального резервирования, уменьшения влияния человеческого фактора. Предусмотрена защита от землетрясения, цунами, урагана, падения самолета.

Примерами усовершенствований являются двойная защитная оболочка реакторного зала (контайнмент); «ловушка» расплава активной зоны, расположенная под корпусом реактора; пассивная система отвода остаточного тепла, внедрение систем контроля и дожигания водорода в помещениях АЭС. Учитывая уроки аварии на японской АЭС «Фукусима» повышено внутреннее резервирование по обеспечению потребителей АЭС энергией, в том числе подача при аварии электропитания от аварийных передвижных дизель-генераторов.

Проект АЭС-2006 обеспечивает повышенную автономность в отношении действий оператора и внешних источников электропитания; имеет систему контроля летучих форм йода, препятствующую увеличению радиационного фона.

Более подробно о устройстве и работе АЭС говорится в:

Атомные электрические станции [Электронный ресурс] : учебно-методический комплекс для студентов специальности 1-43 01 08 "Паротурбинные установки атомных электрических станций" / Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" ; сост.: А. В. Седнин, Н. Б. Карницкий. – Минск : БНТУ, 2017. <http://rep.bntu.by/handle/data/27473>

2.3. Энергетические показатели ТЭС

Показатели тепловой экономичности конденсационных электростанций

Тепловая экономичность КЭС характеризуется значениями КПД, удельного расхода теплоты и условного топлива или значением удельного расхода ядерного топлива на АЭС. При этом на обычных ТЭС удельный расход условного топлива является основным показателем.

Как известно, в основе цикла паротурбинной установки лежит цикл Ренкина. На рис. 2.8 показаны схема простейшей паротурбинной установки и циклы Ренкина для нее при работе на насыщенном и перегретом паре.

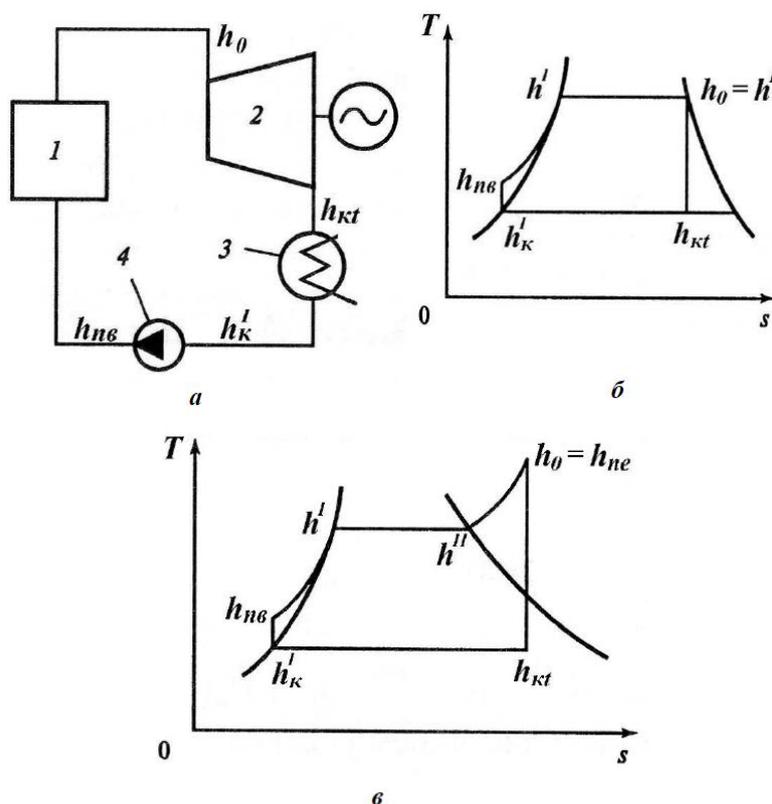


Рис. 2.8. Схема простейшей паротурбинной установки (а) и циклы Ренкина для нее при работе на насыщенном (б) и перегретом (в) паре: 1 – паровой котел, парогенератор или реактор; 2 – турбогенератор; 3 – конденсатор; 4 – насос

Из общего выражения, определяющего термический КПД:

$$\eta_t = (q_0 - q_k) / q_0, \quad (2.1)$$

для простейшей установки, работающей по идеальному циклу Ренкина, получаем:

$$\eta_t = \frac{(h_0 - h_{пв}) - (h_{кт} - h'_к)}{h_0 - h_{пв}} = \frac{(h_0 - h_{кт}) - (h_{пв} - h'_к)}{h_0 - h_{пв}}. \quad (2.2)$$

Здесь q_0, q_k – количество теплоты, подведенной к 1 кг пара в паровом котле, парогенераторе или реакторе и отведенной от него в конденсаторе, кДж/кг;

$h'_k, h_{пв}$ – энтальпия воды на выходе из конденсатора и после насоса, кДж/кг;

$h_0, h_{кт}$ – энтальпия пара перед турбиной и на входе в конденсатор при адиабатическом (теоретическом) расширении в турбине, кДж/кг.

На рис. 2.9 изображен рабочий процесс пара в турбине в $h-s$ – диаграмме. Из рисунка видно, что разность $(h_0 - h_{кт})$ в (2.2) представляет собой располагаемый (адиабатический) перепад энтальпии H_0 . Разность $(h_{пв} - h'_k)$ в рассматриваемых условиях выражает затраты энергии в насосе $H_{а.н.}$, отнесенные к 1 кг воды при ее адиабатическом сжатии.

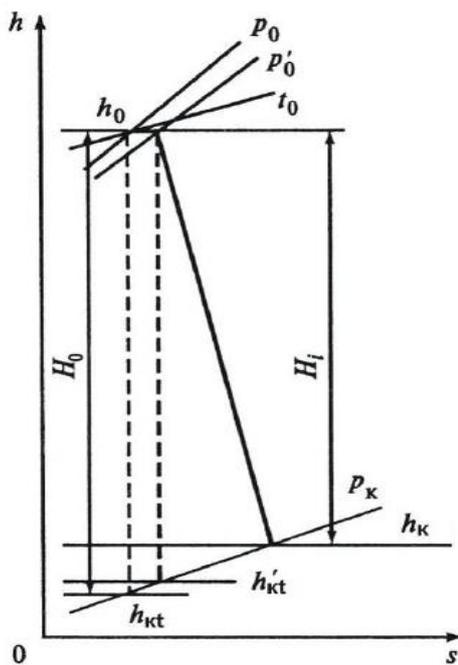


Рис. 2.9. Рабочий процесс пара в турбине для простейшей паротурбинной установки в $h-s$ -диаграмме

С помощью термического КПД оценивается эффективность идеального цикла (когда используется весь располагаемый перепад энтальпии).

В реальных условиях из-за потерь энергии потоком в проточной части турбины, во входных и регулирующих устройствах, с выходной скоростью, а также из-за протечек пара через уплотнения используется лишь часть этого перепада H_1 , (рис. 2.9).

Отношение использованного перепада H_1 к располагаемому H_0 , характеризующее совершенство проточной части турбины, называют внутренним относительным КПД турбины η_{oi} . Обычно $\eta_{oi} = 0,8 - 0,9$.

Из диаграммы рабочего процесса пара в турбине (рис. 2.9) видно, что энергетические потери, оцениваемые η_{oi} , увеличивают энтальпию пара на выходе из турбины h_k на $\Delta h = h_k - h_{кт}$. Очевидно, что на такое же значение возрастает количество теплоты, передаваемое охлаждающей воде в конденсаторе 1 кг пара (потери с охлаждающей водой).

Доля теплоты, превращенной в работу в реальной установке, характеризуется внутренним абсолютным КПД η_i . С учетом энергии, затрачиваемой на привод насосов, этот КПД определяется из выражения

$$\begin{aligned} \eta_i &= \eta_t \cdot \eta_{oi} = \\ &= \frac{(h_0 - h_k) - (h_{пв} - h'_k)}{h_0 - h_{пв}}. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Наряду с потерями в конденсаторе $Q_{конд}$ существуют еще механические потери в турбине (обусловленные трением ее движущихся частей и затратой энергии на привод масляного насоса и системы регулирования), а также электрические и механические потери в генераторе. Эти потери $\Delta N_{эм}$ оцениваются механическим КПД турбины η_m и КПД генератора η_g соответственно.

Баланс теплоты и мощности конденсационной паротурбинной установки:

$$Q_0 = N_э + \Delta N_{эм} + Q_{конд} \quad (2.4)$$

При этом

$$Q_{конд} = D_k \cdot (h_k - h'_k);$$

$$Q_0 = D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) - \text{для цикла без промперегрева};$$

$$Q_0 = D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) + D_{пп} \cdot (h_{пп2} - h_{пп1}) - \text{для цикла с промперегревом}.$$

Здесь D_k – расход пара в конденсатор; $D_{пп}$ – расход пара через промежуточный пароперегреватель, $(h_{пп2} - h_{пп1}) = \Delta h_{пп}$ – повышение энтальпии в промежуточном пароперегревателе.

Таким образом, из общего количества теплоты Q_0 , подведенного со свежим паром D_0 кг пара, в реальном цикле турбогенераторной установки вырабатывается электрическая энергия в количестве

$$N_э = Q_0 \cdot \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_g = Q_0 \cdot \eta_i \cdot \eta_{мг} = Q_0 \eta_э. \quad (2.5)$$

где $\eta_{мг} = \eta_m \eta_g$ – электромеханический КПД,
 $\eta_э$ – абсолютный электрический КПД паротурбинной установки

$$\eta_э = \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_g = \eta_i \cdot \eta_{мг} = N_э / Q_0, \quad (2.6)$$

Оценка тепловой экономичности установки проводится также по удельному расходу теплоты на выработку электроэнергии

$$q_э^{бр} = Q_0 / N_э = 1/\eta_э^{бр}, \text{ кДж/(кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (2.7)$$

Для современных турбин механический КПД находится в пределах $\eta_m = 0,98 \dots 0,99$, а КПД генератора $\eta_g = 0,97 \dots 0,99$ (при номинальных нагрузках).

На электростанциях, работающих на органическом топливе, наряду с потерями в паротурбинной установке имеются потери в паровом котле и трубопроводах, учитываемые КПД $\eta_{ка}$ и $\eta_{тр}$ соответственно. Ориентировочно $\eta_{ка} = 0,93$, $\eta_{тр} = 0,98$. При этом КПД энергоблока определяется выражением

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{бр}} = \eta_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ка}}, \quad (2.7)$$

При этом

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{бр}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{топл}}} = \frac{N_{\text{э}}}{B_{\text{э}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{1}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} b_{\text{э}}^{\text{выр}}} = \frac{123}{b_{\text{э}}^{\text{выр}}}, \quad (2.8)$$

где $Q_{\text{топл}} = Q_0 / (\eta_{ка} \cdot \eta_{тр})$ – количество теплоты, подведенной с топливом;
 $B_{\text{э}}$ – расход топлива на производство электроэнергии;
 $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания топлива.

Здесь удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии $b_{\text{э}}^{\text{выр}}$, являющийся основным показателем тепловой экономичности электростанций на органическом топливе, определяется из уравнения теплового баланса блока (электростанции):

$$B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} = N_{\text{э}} / \eta_{\text{бл}}^{\text{бр}}, \quad (2.9)$$

откуда:

$$b_{\text{э}} = B / N_{\text{э}} = 1 / (Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{бл}}^{\text{бр}}) = 3600 / (29300 \cdot \eta_{\text{бл}}^{\text{бр}}) \approx 0,123 / \eta_{\text{бл}}^{\text{бр}}, \quad (2.10)$$

Значение $\eta_{\text{бл}}^{\text{бр}}$ не учитывает расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции и поэтому рассматривается как КПД брутто. Если мощность механизмов собственных нужд составляет $N_{\text{сн}}$, то КПД блока (электростанции) $\eta_{\text{бл}}^{\text{нет}}$ с учетом энергии, затрачиваемой на собственные нужды (КПД нетто), определится из выражения

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{нет}} = (N_{\text{э}} - N_{\text{сн}}) / Q_{\text{топл}} = \eta_{\text{бл}}^{\text{бр}} (1 - \varepsilon_{\text{сн}}) \quad (2.11)$$

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{нет}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{нет}}}{Q_{\text{топл}}} = \frac{(N_{\text{э}} - N_{\text{сн}})}{Q_{\text{топл}}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{нет}}}{B_{\text{э}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{1}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} b_{\text{э}}^{\text{отп}}} = \frac{123}{b_{\text{э}}^{\text{отп}}}, \quad (2.12)$$

где $\varepsilon_{\text{сн}} = N_{\text{сн}} / N_{\text{э}}$ – доля электрической мощности, расходуемая на собственные нужды станции.

$b_{\text{э}}^{\text{отп}}$ – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, определяемый с учетом расходов энергии на собственные нужды.

Показатели тепловой экономичности теплоэлектроцентралей

Баланс теплоты и мощности теплофикационной турбоустановки:

$$Q_0 = N_{\text{э}} + \Delta N_{\text{эм}} + Q_{\text{конд}} + Q_{\text{отп}}, \quad (2.13)$$

где $Q_{\text{отп}}$ – отпуск теплоты из отборов турбоустановки (суммарный отпуск теплоты с горячей водой и с паром).

Для турбин с противодавлением, когда отработавший в турбине пар полностью используется для отпуска теплоты (пара) потребителю полностью исключаются потери теплоты в холодном источнике $Q_{\text{конд}} = 0$

$$Q_0 = N_{\text{э}} + \Delta N_{\text{эм}} + Q_{\text{отп}}, \quad (2.14)$$

и турбоустановка работает с максимальной тепловой экономичностью.

В общем случае в теплофикационных турбинах расход пара условно можно разделить на два потока: идущий после использования в турбине на тепловое потребление $D_{\text{отб}}$ и поступающий в конденсатор $D_{\text{к}}$, охлаждаемый циркуляционной водой.

При этом полную мощность $N_{\text{э}}$ теплофикационной турбоустановки на клеммах генератора можно представить как сумму *теплофикационной* $N_{\text{тф}}$ и *конденсационной* $N_{\text{к}}$ мощностей, выработанных, соответственно по теплофикационному и конденсационному циклам

$$N_{\text{э}} = N_{\text{тф}} + N_{\text{к}}, \quad (2.15)$$

Здесь

$$N_{\text{тф}} = D_{\text{отб}} (h_0 - h_{\text{отб}});$$

$$N_{\text{к}} = D_{\text{к}} (h_0 - h_{\text{к}}),$$

где $h_{\text{отб}}$ – энтальпия пара в теплофикационном отборе.

Важной характеристикой теплофикационной установки является **удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении** – соотношение двух видов совместно производимой энергии: электроэнергии и теплоты

$$W_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{тф}}}{Q_{\text{отп}}} = \frac{h_0 - h_{\text{отб}} + \Delta h_{\text{пп}}}{h_{\text{отб}} - h_{\text{ок}}} \eta_{\text{эм}}, \quad (2.16)$$

где $N_{\text{тф}}$ – теплофикационная мощность энергоустановки, полученная без потерь теплоты в «холодном источнике», т.е. на базе отпуска теплоты $Q_{\text{отп}}$.

Одним из критериев тепловой экономичности теплофикационных установок является **коэффициент использования теплоты топлива** – отношение суммарной производимой энергии к затрачиваемой теплоте топлива:

$$\eta_{\text{ит}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{э}} + Q_{\text{отп}}}{B_{\text{ТЭЦ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}}. \quad (2.17)$$

Однако этот показатель не учитывает различной энергоценности электроэнергии и теплоты.

При определении показателей ТЭЦ необходимо выбрать **метод распределения расходов теплоты свежего пара и топлива между совместно производимыми электроэнергией и теплотой**.

При использовании *физического метода* на производство теплоты $Q_{\text{отп}}$ относится «физически» необходимое количество теплоты, то есть $Q_{\text{отп}}$, а на

производство электроэнергии относится оставшаяся часть теплоты свежего пара

$$Q_3 = Q_0 - \sum Q_{\text{отп}}; \quad (2.18)$$

- для турбоустановок с отборами пара и конденсатором

$$Q_3 = N_3 + \Delta N_{\text{эм}} + Q_{\text{конд}}; \quad (2.19)$$

- для противодавленческих турбоустановок

$$Q_3 = N_3 + \Delta N_{\text{эм}}. \quad (2.20)$$

В соответствии с этим КПД производства электроэнергии на ТЭЦ существенно повышается и для противодавленческих турбоустановок фактически становится равным электромеханическому КПД

$$\eta_{\text{э,тф}}^{\text{бр}} = N_3 / Q_3 = N_3 / (N_3 + \Delta N_{\text{эм}}) = \eta_{\text{эм}} \quad (2.21)$$

Благодаря более полному использованию тепловой энергии КПД ТЭЦ достигает 65..85%, а КПД КЭС — не более 40...45%.

Как видно, для теплофикационного потока основные потери (в «холодном» источнике) исключаются и удельный расход теплоты на выработку электроэнергии $q_{\text{тф}}$ — величина обратная электромеханическому КПД, то есть $q_{\text{тф}}$ отличается от единицы (теплового эквивалента) на небольшую величину потерь: механических и в генераторе

$$q_{\text{тф}} = \frac{3600}{\eta_{\text{м}}\eta_{\text{г}}} \text{ кДж}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) = \frac{860}{\eta_{\text{м}}\eta_{\text{г}}} \text{ ккал}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}). \quad (2.22)$$

Для конденсационного потока $q_{\text{к}}$ дополнительно учитывает потери в конденсаторе:

$$q_{\text{к}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_3}{N_3} = \frac{3600}{\eta_{\text{ик}}\eta_{\text{м}}\eta_{\text{г}}} \text{ кДж}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) = \frac{860}{\eta_{\text{ик}}\eta_{\text{м}}\eta_{\text{г}}} \text{ ккал}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}), \quad (2.23)$$

где $\eta_{\text{ик}}$ — внутренний КПД конденсационного потока.

В общем случае удельный расход теплоты на выработку электроэнергии определяется в зависимости от соотношения мощности, развиваемой на теплофикационном $N_{\text{тф}}$ и конденсационном $N_{\text{к}}$ потоках

$$q_{\text{т}} = \frac{q_{\text{тф}}N_{\text{тф}} + q_{\text{к}}N_{\text{к}}}{N_{\text{тф}} + N_{\text{к}}}. \quad (2.24)$$

С увеличением доли теплофикационной мощности $q_{\text{т}}$ снижается.

Для современных турбин $q_k/q_{тф} = 1,7...2,5$. При этом конденсационная выработка на теплофикационных турбинах менее экономична, чем на конденсационных тех же начальных параметров: $q_k^{ТЭЦ} > q_k^{КЭС}$.

При использовании *физического метода разделения топливных затрат* на производство электроэнергии и теплоты на отпуск теплоты относится физически необходимое количество топлива, а основной эффект от теплофикации относится на отпуск электроэнергии.

При этом удельный расход топлива на отпуск теплоты от ТЭЦ и котельных оказываются близкими, а удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ существенно в 1,5..2,5 раза ниже, чем на КЭС.

Удельный расход топлива на отпуск теплоты находится через тепловой эквивалент топлива

$$b_{тэ}^{отп} = \frac{34,1}{\eta_k^n \cdot \eta_{тп}} \text{ кг у.т./ГДж} = \frac{143}{\eta_k^n \cdot \eta_{тп}} \text{ кг у.т./Гкал}, \quad (2.25)$$

где $34,1 = 10^6/29300$ – физический эквивалент 1 ГДж теплоты (низшая теплота сгорания условного топлива $Q_{н,у}^p = 29300$ кДж/(кг у.т.));

$143 = 10^6/7000$ – физический эквивалент 1 Гкал теплоты ($Q_{н,у}^p = 7000$ ккал/(кг у.т.));

η_k^n – КПД нетто котельной установки;

$\eta_{тп} = \eta_{тр}$ – КПД теплового потока (трубопроводов).

При этом полный расход топлива, относимый на отпуск теплоты,

$$B_{тэ} = Q_{отп} \cdot b_{тэ}^{отп}, \quad (2.26)$$

а полный расход топлива, относимый на отпуск электроэнергии,

$$B_э = B_{ТЭЦ} - B_{тэ} = \mathcal{E}_{отп} \cdot b_э^{отп}, \quad (2.27)$$

Тогда удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$b_э^{отп} = \frac{B_э}{\mathcal{E}_{отп}}, \quad (2.28)$$

где $B_{ТЭЦ}$ – полный расход топлива на ТЭЦ.

Экономия топлива за счет теплофикации, то есть за счет совместного производства электроэнергии и теплоты на ТЭЦ, при котором частично или полностью исключаются потери в «холодном источнике» (отводимая от цикла теплота полезно используется)

$$\begin{aligned} \Delta B_{эк} &= B_{зам} - B_{ТЭЦ} = (B_{э,КЭС} + B_{тэ,кот}) - (B_{э,ТЭЦ} + B_{тэ,ТЭЦ}) = \\ &= (B_{э,КЭС} - B_{э,ТЭЦ}) + (B_{тэ,кот} - B_{тэ,ТЭЦ}) = \end{aligned} \quad (2.29)$$

$$= N_{\text{э}} (b_{\text{э,КЭС}} - b_{\text{э,ТЭЦ}}) + Q_{\text{отп}} (b_{\text{тэ,кот}} - b_{\text{тэ,ТЭЦ}}),$$

где $B_{\text{зам}}$, $B_{\text{ТЭЦ}}$ – расход условного топлива в схеме замещения и на ТЭЦ;
 $B_{\text{э,КЭС}}$, $B_{\text{тэ,кот}}$, $B_{\text{э,ТЭЦ}}$, $B_{\text{тэ,ТЭЦ}}$ – расход условного топлива на производство равного количества электроэнергии и теплоты на КЭС, в котельной и на ТЭЦ соответственно.

Если пренебречь разностью удельных расходов топлива на производство теплоты в котельной $b_{\text{тэ,кот}}$ и на ТЭЦ $b_{\text{тэ,ТЭЦ}}$, то экономия топлива за счет теплофикации определяется разностью удельных расходов топлива на производство электроэнергии на КЭС $b_{\text{э,КЭС}} = b_{\text{зам}}$ и на ТЭЦ $b_{\text{э,ТЭЦ}}$

$$\Delta B_{\text{эк}} = N_{\text{э}} (b_{\text{э,КЭС}} - b_{\text{э,ТЭЦ}}) = Q_{\text{отп}} W_{\text{тф}} (b_{\text{э,КЭС}} - b_{\text{э,ТЭЦ}}). \quad (2.30)$$

В сравнительных расчетах удобно использовать не абсолютную, а относительную величину экономии топлива

$$\Delta B_{\text{эк}}^{-\text{ТЭЦ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ТЭЦ}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} = \frac{N_{\text{э}} b_{\text{зам}} + Q_{\text{отп}} b_{\text{кот}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} - 1. \quad (2.31)$$

2.4. Методы повышения эффективности ТЭС

Влияние начальных параметров на тепловую экономичность

При увеличении начальной температуры пара перед турбиной t_0 (при прочих равных условиях) средний температурный уровень подвода теплоты в цикле увеличивается и, следовательно, термический КПД непрерывно возрастает. На рис. 2.10 приведена зависимость термического КПД η_t идеального цикла Ренкина от t_0 для насыщенного и перегретого пара.

Для перегретого пара зависимости $\eta_t = f(t_0)$ построены для различных значений начального давления P_0 .

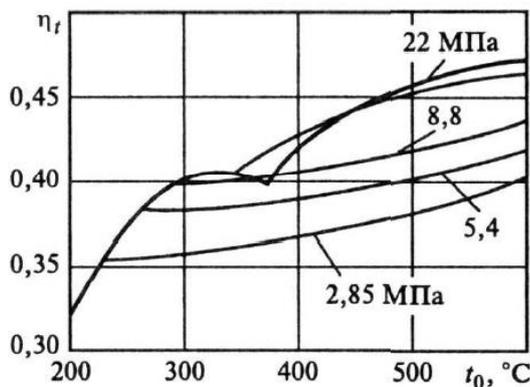


Рис. 2.10. Зависимость η_t , идеального теплового цикла Ренкина от начальной температуры пара t_0

Повышение начальной температуры приводит также к уменьшению влажности пара на выходе из турбины. Вследствие этого снижаются потери в проточной части турбины, то есть возрастает η_{oi} и улучшаются условия

работы лопаток. Содержащаяся в паровом потоке влага вызывает эрозийный износ лопаток. Для предотвращения заметного износа и обеспечения нормального срока службы проточной части турбины влажность пара должна быть не выше 13 %.

Максимальное допустимое значение t_0 зависит от свойств материалов оборудования. Для сталей перлитного класса наивысшая температура t_0 , которая может быть достигнута без появления разрушений в условиях длительной эксплуатации, равна примерно 540°C , для сталей аустенитного класса – $600 \dots 650^\circ\text{C}$.

Влияние начального давления P_0 на η_t неоднозначно. При одном и том же значении t_0 первоначально с ростом P_0 адиабатический (располагаемый) перепад H_0 увеличивается, а затем после определенного значения H_{0max} начинает уменьшаться (рис. 2.11).

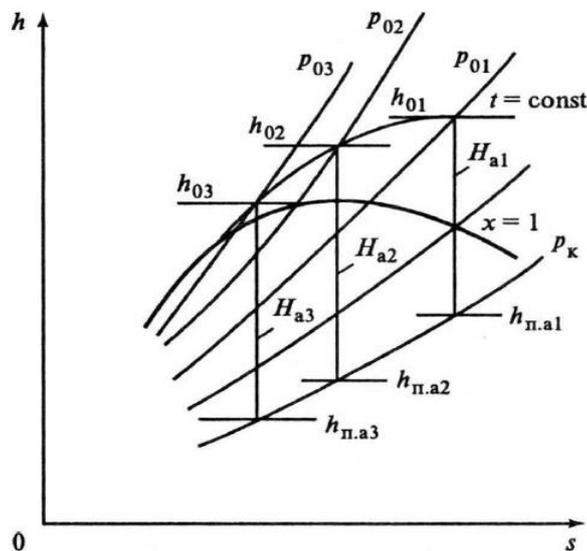


Рис. 2.11. К установлению зависимости адиабатического перепада энthalпии H_0 от начального давления P_0 ($t_0 = const$)

С изменением начального давления P_0 при постоянной температуре t_0 наибольшее значение η_t устанавливается в условиях, когда относительное уменьшение располагаемого теплоперепада становится равным относительному уменьшению потерь в конденсаторе.

Как видно из рис. 2.12 для $t_0 = 400^\circ\text{C}$ увеличение давления начиная с 20 МПа уже не дает заметного положительного эффекта; для давлений выше 30 МПа η_t понижается. При более высоких значениях t_0 переход через максимум на кривых $\eta_t = f(P_0)$ наступает при бóльших начальных давлениях.

Тепловая экономичность установки зависит не только от η_t , но и от коэффициентов, оценивающих потери в турбине, генераторе, трубопроводах и др. В свою очередь, внутренний относительный КПД η_{oi} зависит от параметров установки и конечной влажности пара. С возрастанием начальной температуры η_{oi} увеличивается, а с ростом давления, наоборот, уменьшается.

Это приводит к тому, что давление P_0 , при котором устанавливается наибольшее значение внутреннего абсолютного КПД η_i , ниже определяемого по рис. 2.12 (по максимуму η_t).

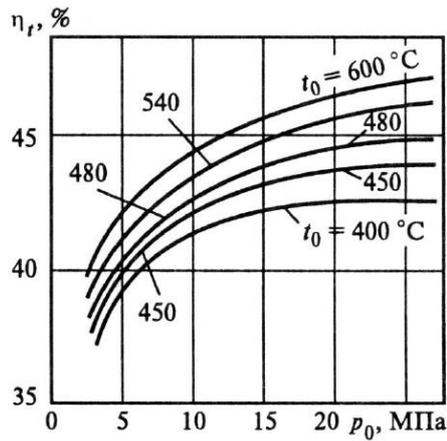


Рис. 2.12. Зависимость термического КПД η_t от начального давления P_0 при различных начальных температурах t_0 ($P_k = 0,004$ МПа)

Влияние t_0 и P_0 на η_{oi} проявляется сильнее при меньших пропусках пара через турбину, вследствие чего при прочих равных условиях предельные значения P_0 для турбин большей мощности выше.

С увеличением давления при одном и том же значении t_0 конечная влажность пара возрастает (см. рис. 2.11). Поэтому другим фактором, ограничивающим увеличение начального давления пара при выбранной начальной температуре t_0 (для циклов без промежуточного перегрева), является допустимая влажность пара на выходе из турбины.

Так как увеличение t_0 приводит к уменьшению влажности пара ω_k , а увеличение P_0 – к ее повышению, то возможно такое совместное изменение этих величин, при котором конечная влажность пара будет оставаться одной и той же (рис. 2.13, а).

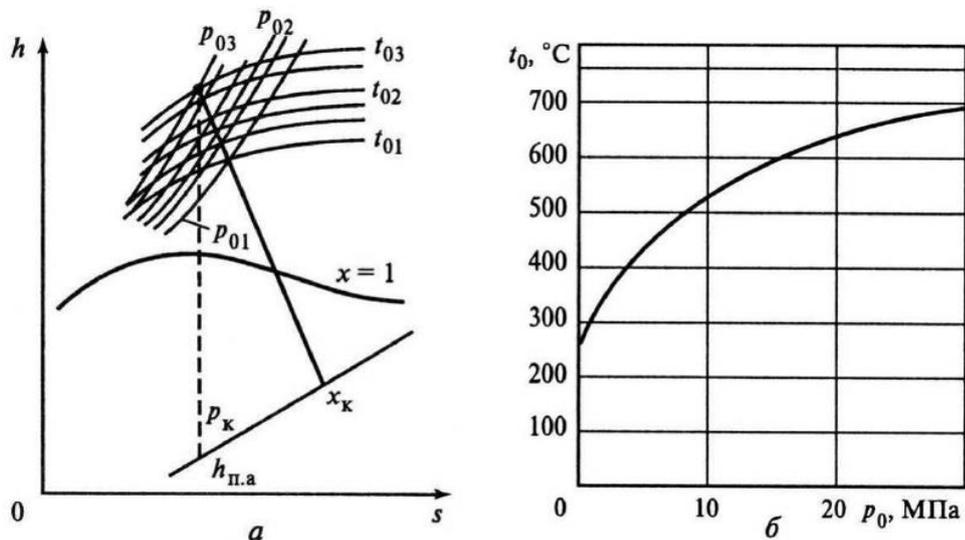


Рис. 2.13. К определению сопряженных начальных параметров пара: а – рабочий процесс при различных сопряженных начальных параметрах пара; б – зависимость между P_0 и t_0 при постоянной конечной влажности $\omega_k = 13\%$ ($P_k = 0,004$ МПа)

Начальное давление и температура, обеспечивающие одно и то же значение конечной влажности пара, называют *сопряженными начальными параметрами*. Типичная кривая, устанавливающая изменение сопряженных параметров, приведена на рис. 2.13, б (для $\omega_k = 13\%$).

При применении перегретого пара с начальной температурой не выше 540°C в циклах без промежуточного перегрева пара предельно допустимая конечная влажность пара достигается при давлениях $P_0 = 13 \dots 14$ МПа.

Влияние конечного давления на тепловую экономичность
Термический КПД цикла может быть определен из выражения:

$$\eta_i = 1 - T_k / T_{0_{\text{экв}}}, \quad (2.32)$$

где $T_{0_{\text{экв}}}$ – средняя температура подвода теплоты в цикле, равная начальной температуре в эквивалентном цикле Карно.

Даже относительно небольшое снижение T_k должно оказывать существенное влияние на тепловую экономичность установки. Однако при изменении конечного давления P_k изменяются также потери с выходной скоростью, внутренний относительный КПД последней ступени турбины, расход пара в конденсатор (при одном и том же расходе на турбину) и конечная влажность пара.

Все это приводит к изменениям η_i и общей мощности установки.

На рис. 2.14 приведена типичная кривая изменения мощности турбины в зависимости от P_k .

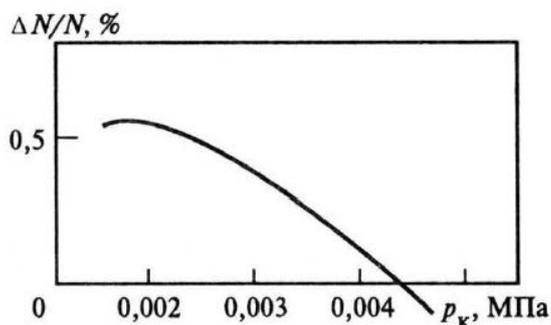


Рис. 2.14. Типичная зависимость изменения мощности турбины от конечного давления

Сначала с понижением P_k (несмотря на возрастание потерь с повышением выходной скорости и увеличением конечной влажности) мощность растет, но затем, достигнув максимума, снижается. Такое изменение ΔN связано с тем, что при некотором давлении в минимальном сечении каналов лопаточной решетки скорость пара принимает критическое значение.

Дальнейшее снижение P_k приводит к расширению пара в косом срезе, а, когда расширительная способность его оказывается исчерпанной, пар расширяется за пределами ступени и используемый перепад энтальпии уже не изменяется. В то же время температура воды на выходе из конденсатора турбины понижается и, следовательно, в первый регенеративный подогреватель отводится большее количество пара. Это приводит к тому, что расход пара через последние ступени ЧНД падает, а вырабатываемая мощность уменьшается. Несмотря на уменьшение D_k , потери в конденсаторе возрастают, так как при этом снижается температура конденсата.

Таким образом, в реальных условиях уменьшать P_k целесообразно только до определенных значений, называемых *предельным вакуумом* $P_{k,пред}$, которому соответствует максимальная мощность турбоагрегата. При этом технико-экономически оправданные значения P_k (*экономический вакуум*) могут быть заметно выше тех, при которых вырабатывается максимальная мощность.

Действительно, температура, при которой происходит конденсация пара (рис. 2.15), определяется выражением:

$$t_k = t_{e1} + \frac{h_k - h_k^I}{c_p \cdot m} + \delta t = t_{e2} + \delta t. \quad (2.33)$$

где t_{e1}, t_{e2} – начальная и конечная температуры охлаждающей воды, °С;

δt – недогрев воды до температуры насыщения, соответствующей давлению в конденсаторе, °С;

m – кратность охлаждения (количество охлаждающей – воды, приходящееся на 1 кг пара, поступающего в конденсатор, кг/кг).

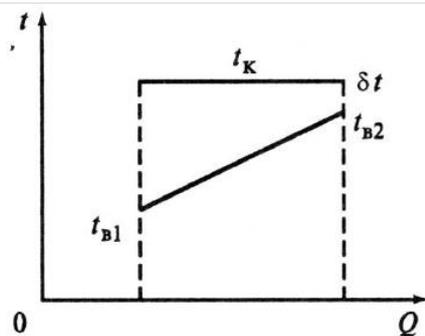


Рис. 2.15. t, Q -диаграмма для конденсатора турбины

Температура охлаждающей воды t_{e1} изменяется в широких пределах, и только при ее низких значениях, высоких кратностях охлаждения и небольших δt могут быть достигнуты давления в конденсаторе, близкие к $P_{k,пред}$. Однако в этих условиях такие значения P_k окажутся неоправданными, если при этом расходы на перекачивание охлаждающей воды циркуляционными насосами (совместно с отчислениями от возросших капитальных затрат) превысят стоимость электроэнергии, выработанной вследствие повышения мощности установки (определенную по приведенным затратам).

Таким образом, значения $t_k(P_k)$, кратности охлаждения m и недогрева δt должны определяться технико-экономическими расчетами. Обычно оптимальные значения кратности охлаждения m находятся в пределах от 50 до 80 кг/кг, а δt – в пределах от 3 до 6 °С.

Обычно для КЭС на органическом топливе оптимальные значения давления $P_k = 0,003 \dots 0,0045$ МПа. Для теплофикационных установок, работающих в летнее время в чисто конденсационном режиме или в конденсационном режиме с небольшим отбором пара на теплофикацию, оптимальные значения P_k выше. В таком режиме эти турбины работают лишь часть общего времени эксплуатации. Поэтому затраты, необходимые для

достижения тех же значений P_k , что и в конденсационной турбоустановке, в этом случае не оправдаются.

Промежуточный перегрев в циклах перегретого пара

Рассматривая цикл простейшей паротурбинной конденсационной установки, легко заметить, что ее термический КПД возрастет, если в начале процесса адиабатического расширения температуру пара периодически повышать. Действительно, когда температура пара восстанавливается до первоначального значения после того, как в турбине использован небольшой перепад δH_0 , к первоначальному циклу Ренкина добавляется цикл, КПД которого близок КПД цикла Карно для температуры подвода теплоты T'_0 (близкой к T_0) и температуры в конденсаторе T_k (рис. 2.16).

Термический КПД дополнительного цикла в этих условиях выше КПД исходного цикла, и тепловая экономичность установки должна возрасти.

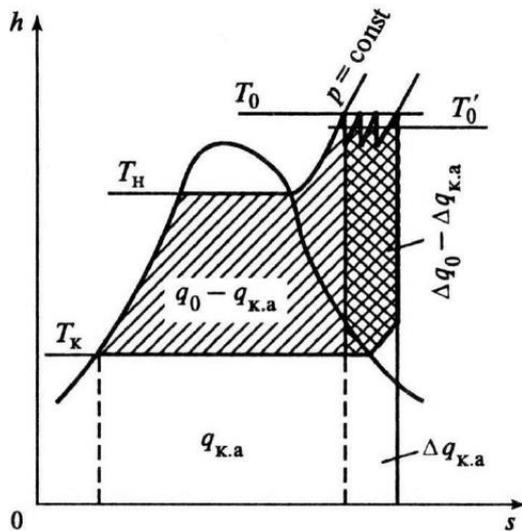


Рис. 2.16. T, s -диаграмма для идеального цикла с периодическим (ступенчатым) перегревом пара в начале процесса расширения

Для осуществления процесса, изображенного на рис. 2.16, необходимо паровой поток неоднократно выводить из турбины и после повышения его температуры вновь вводить в турбину, что осуществить практически невозможно. В промышленных установках промежуточный перегрев осуществляется обычно один раз. Промежуточный перегрев усложняет установку и требует дополнительных капитальных затрат, которые при двукратном перегреве, конечно, выше, чем при однократном. Поэтому двойной промежуточный перегрев пара в настоящее время на ТЭС стран СНГ не применяется.

Промежуточный перегрев может осуществляться различными методами. Однако на электростанциях с органическим топливом применяется исключительно газовый промежуточный перегрев, при котором пар после части высокого давления (ЧВД) турбины получает перегрев в пароперегревателе, расположенном в газоходах парового котла.

Промежуточный перегрев понижает конечную влажность пара ω_k . Первоначально при высоком давлении промежуточный перегрев применялся только в этих целях, поскольку для значений t_0 , достижимых для сталей

перлитного класса (до 540°C) при $P_0 > 13...14$ МПа, в схемах без промежуточного перегрева ω_k выше допустимых значений.

Однократный промежуточный перегрев повышает показатели тепловой экономичности цикла на 6...8 %. Применение двойного промежуточного перегрева при сверхкритических параметрах пара повышает тепловую экономичность еще на 1,5...2 %.

Температуру пара после промежуточного перегревателя $t_{п.п}$ обычно выбирают близкой к начальной температуре пара или равной ей.

Давление $P_{п.п}$, при котором пар отводится в промежуточный перегреватель, выбирают на основе анализа цикла и схемы установки.

Из рассмотрения рабочего процесса в турбине при различных значениях $P_{п.п}$ (рис. 2.17, б) видно, что располагаемый теплоперепад

$$H_{0п.п} = (h_0 - h_{п.а1}) + (h_{п.а2} - h_{к2}) \quad (2.34)$$

при уменьшении $P_{п.п}$ сначала увеличивается, а затем падает, приближаясь к значениям, которые существуют при отсутствии промежуточного перегрева. Соответственно изменяется также используемый теплоперепад

$$H_{ин.п} = (h_0 - h_{п.п1}) + (h_{п.п2} - h_{к2}). \quad (2.35)$$

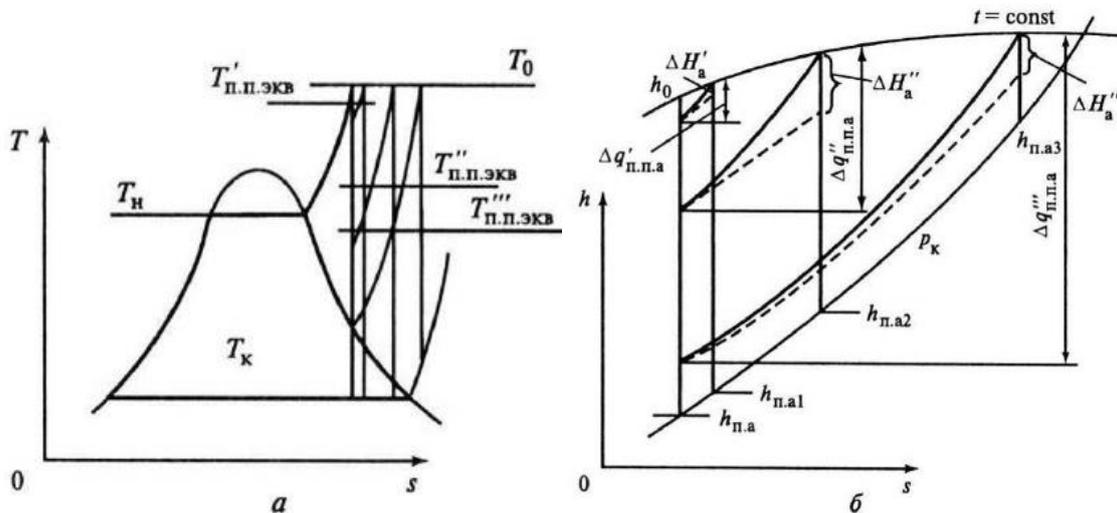


Рис. 2.17. T,s - диаграмма (а) и h,s -диаграмма (б) для идеального цикла с промежуточным перегревом пара при различных значениях $P_{п.п}$

На рис. 2.18 дана кривая изменения отношения внутренних КПД циклов с промежуточным перегревом и без него $\eta_{i\ n.n}/\eta_i$ в зависимости от $P_{п.п}$. Давление, при котором значение $\eta_{ин.п} = H_{ин.п}/q_{0,п.п}$ максимально, зависит от начальных и конечных параметров цикла, схемы регенеративного подогрева питательной воды и температуры питательной воды, а также от абсолютного значения η_{oi} . Здесь $q_{0,п.п} = h_0 - h_{пв} + \Delta q_{п.п}$ – количество теплоты, подводимое для производства 1 кг пара, при этом $\Delta q_{п.п}$ – повышение энтальпии пара в пароперегревателе

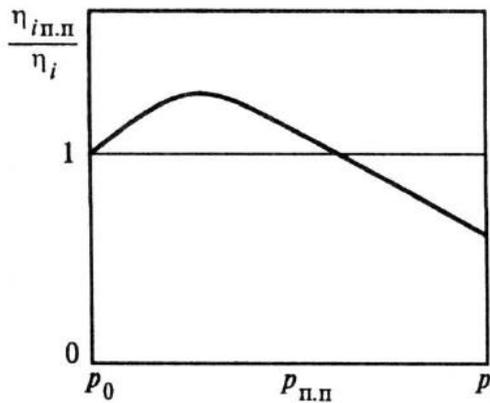


Рис. 2.18. Зависимость относительного изменения КПД от давления промежуточного перегрева $P_{п.п}$

Обычно оптимальные значения $\eta_{i_{п.п}}$ устанавливаются, когда $P_{п.п} \approx (0,15 \dots 0,25) P_0$ при одноступенчатом промежуточном перегреве.

Цикл с промежуточным перегревом пара на ТЭЦ имеет определенные особенности.

В отборе, из которого пар подается тепловому потребителю, давление $P_{т.п}$ всегда выше давления в конденсаторе турбины P_k . Поэтому для потоков, поступающих в теплофикационный (или промышленный) отбор, оптимальные значения $P_{п.п}$ окажутся также более высокими, чем для конденсационного потока при нормальном вакууме. Из этого следует, что на паротурбинной установке с регулируемым отбором при одних и тех же начальных параметрах $P_{п.п \text{ опт}}$ будет выше, чем на установках КЭС. При этом чем выше давление в отборах и больше расход пара, направляемого тепловому потребителю (по отношению к расходу потока, поступающего в конденсатор), тем больше разница в значениях $P_{п.п \text{ опт}}$ для установок ТЭЦ и КЭС.

В то же время эффективность промежуточного перегрева на установках ТЭЦ ниже. Объясняется это тем, что используемый в турбине перепад энтальпий для потоков, направляемых тепловому потребителю, значительно ниже, чем для конденсационного потока, а энтальпия пара, идущего в отбор при применении промежуточного перегрева, возрастает. Последнее приводит к уменьшению расхода пара в отборе $D_{отб}$ и, следовательно, к увеличению потерь теплоты в конденсаторе. Кроме того, эффект от уменьшения влажности в части низкого давления (ЧНД) турбины в циклах с промежуточным перегревом при этом также ниже, так как расход пара по конденсационному потоку D_k резко понижается, а пар потока, направляемого тепловому потребителю, в промышленных отборах является перегретым; в теплофикационных отборах влажность всегда заметно ниже, чем в ЧНД установок конденсационного типа.

По этим причинам промежуточный перегрев на ТЭЦ СНГ применяется на установках, работающих при сверхкритических начальных параметрах, и только на одном типе установок при $P_0 = 12,7$ МПа (с теплофикационными турбинами Т-180/210-130 ЛМЗ).

2.5. Регенеративный подогрев питательной воды и основного конденсата

Регенеративный подогрев основного конденсата и питательной воды является одним из важнейших методов повышения экономичности современных ТЭС. При этом под основным конденсатом понимается поток конденсата рабочего пара от конденсатора до деаэратора, а под питательной водой – поток от деаэратора до котла (парогенератора).

В зависимости от начальных параметров пара и количества отборов пара на регенерацию относительное повышение КПД турбоустановки за счет регенерации составляет от 7 до 15%, что сопоставимо с эффектом, получаемым от повышения начальных параметров пара перед турбиной.

Регенерацию можно рассматривать как процесс комбинированной выработки энергии с внутренним потреблением теплоты пара, отбираемого из турбины. Регенеративный подогрев воды снижает потерю теплоты с отработавшим паром в конденсаторе турбины.

В регенеративном цикле ПТУ конденсат, имеющий после конденсатора температуру 28 – 35°C, прежде чем поступить в парогенератор, подогревается в специальных теплообменниках паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины. Осуществляя ступенчатый подогрев питательной воды за счет ступенчатого отбора теплоты пара в процессе его расширения, можно реализовать идею регенеративного цикла Карно для участка в области насыщенного пара, как это показано на рис. 2.19.

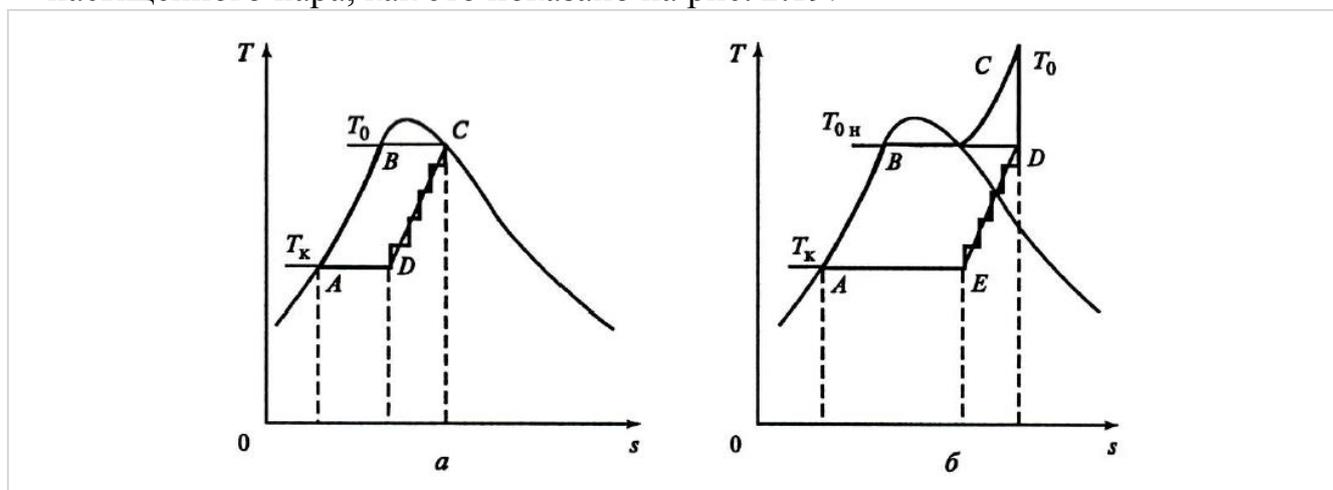


Рис. 2.19. Регенеративный цикл для насыщенного (а) и перегретого (б) пара

Увеличивая число отборов до бесконечности и приближаясь к предельно регенеративному циклу, процесс расширения пара CD можно приблизить к линии, которая будет эквидистантна кривой процесса подогрева AB .

При проектировании энергоблока определению и выбору подлежат следующие параметры и характеристики регенеративного подогрева воды:

- конечная температура подогрева питательной воды ($t_{пв}$);
- число отборов пара и ступеней подогрева воды (z);
- распределение подогрева между отдельными последовательно включенными подогревателями (ступенями).

Конечную температуру питательной воды, как правило, выбирают на основании технико-экономических расчетов энергоблока в целом по минимуму расчетных затрат (см. таблицу 2.1).

Таблица 2.1

Начальное давление	Оптимальная температура питательной воды $t_{пв}$, оС	
	термодинамически	технико-экономически
$P_0 = 13$ МПа	~ 300	~ 230
$P_0 = 24$ МПа	~ 335	~ 265

С повышением $t_{пв}$ тепловая экономичность турбоустановки и энергоблока в целом повышается, расход топлива уменьшается, но снижается КПД котла из-за повышения температуры уходящих газов. Конструкция турбины из-за отборов усложняется, увеличиваются радиальные размеры ЦВД, но сокращаются размеры ЦНД. Конденсатор и система водоснабжения, топливно-зольное хозяйство и тягодутьевая установка ТЭС удешевляются. Расходы энергии на питательные насосы возрастают, а на прочие двигатели собственных нужд – уменьшаются.

С увеличением числа отборов пара и ступеней подогрева воды КПД турбоустановки повышается, однако стоимость подогревательной установки возрастает. При этом каждая новая ступень регенерации дает все меньший дополнительный прирост КПД, а оптимум эффективности смещается в область более высоких температур питательной воды (рис. 2.20).

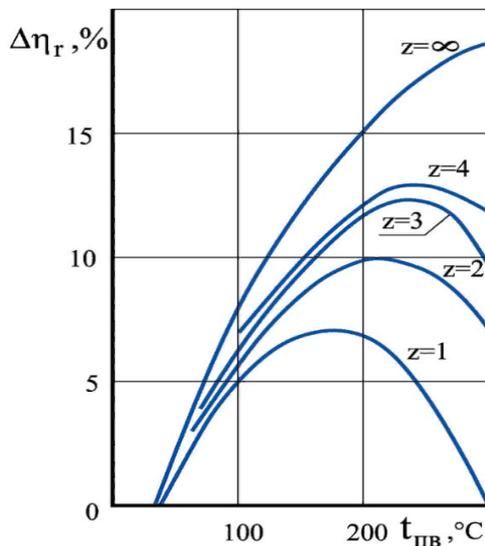


Рис. 2.20. Зависимость относительного повышения КПД турбоустановки от температуры подогрева питательной воды и числа отборов турбины

С учетом этих факторов для современных турбоустановок большой единичной мощности принимают 7...9 регенеративных отборов пара.

Оптимальная величина подогрева в регенеративном подогревателе равна теплоперепаду между вышерасположенным отбором и отбором на данный подогреватель (для последнего по ходу питательной воды ПВД роль вышерасположенного отбора играет вход пара в турбину).

На практике находит применение метод распределения нагрева воды в регенеративных подогревателях, при котором подогрев производится из расчета, чтобы в каждом подогревателе энтропия воды возрастала на одно и то же значение Δs . При подогреве до некоторой температуры $t_{n.в}$ при числе подогревателей z рост энтропии в одном подогревателе определяется как:

$$\Delta s = (s_{n.в} - s_{к})/z, \quad (2.36)$$

где $s_{n.в}$ – энтропия питательной воды при температуре $t_{n.в}$;
 $s_{к}$ – энтропия воды на входе в регенеративный подогреватель последнего отбора.

Отметим, что для схемы с регенеративным подогревом питательной воды внутренний абсолютный КПД определяется по формуле:

$$\eta_{ip} = \frac{\alpha_{к} \cdot (h_0 - h_{н.к}) + \sum_1^z \alpha_{jp} \cdot (h_0 - h_{jp})}{\alpha_{к} \cdot (h_0 - h_{к}) + \sum_1^z \alpha_{jp} \cdot (h_0 - h_{jp})}, \quad (2.37)$$

где $h_0, h_{н.к}$ – энтальпия пара перед турбиной и на входе в конденсатор;
 $h_{к}$ – энтальпия конденсата;
 h_{jp} – энтальпия пара j -го отбора (см. рис. 2.3);
 $\alpha_{jp}, \alpha_{к}$ – доля общего расхода пара на турбину, отбираемая в j -й отбор и поступающая в конденсатор соответственно.

Регенеративные подогреватели могут быть смешивающего и поверхностного типов.

В подогревателях смешивающего типа теплопередача от пара к жидкости осуществляется в процессе барботажа и конденсации пара непосредственно на струях и каплях воды. Питательная вода при этом может быть нагрета до температуры насыщения греющего пара, поступающего из отбора турбины.

Подогреватели поверхностного типа бывают с охладителями перегретого пара и без него. При отсутствии охладителя перегретого пара поток из отбора конденсируется на всех поверхностях теплообмена и температура воды на выходе из подогревателя всегда на $3...5^{\circ}\text{C}$ ниже температуры насыщения конденсирующегося пара. В подогревателях с охладителем перегретого пара после подогрева в части подогревателя, обогреваемой конденсирующимся паром, поток воды проходит еще через поверхности, к которым подведен перегретый пар. Поэтому здесь недогрев до температуры насыщения пара отбора оказывается ниже. Однако так как расход пара здесь относительно невелик (по сравнению с расходом питательной воды), температура воды после поверхностных подогревателей обычно остается ниже $t_{н}$.

Схемы с подогревателями только смешивающего типа применения не нашли, хотя при их использовании повышается тепловая экономичность установки и резко сокращается количество продуктов коррозии, которые образуются в тракте питательной воды и выносятся потоком в котлы и парогенераторы. Это объясняется тем, что в схемах со смешивающими подогревателями необходимо после каждой ступени подогрева устанавливать перекачивающий насос либо подогреватель предстоящей ступени располагать на более высокой отметке (над подогревателем последующей ступени подогрева), чтобы перетекание воды происходило вследствие разности гидростатических уровней.

Однако последнее практически можно осуществить лишь в той части схемы, где для подогрева основного конденсата применяется пар низкого давления и разность давлений между отборами не превышает примерно 0,2 МПа, но даже в этом случае подогреватель нижней ступени должен быть расположен над последующим подогревателем на высоте более 20 м. Поэтому применение находят лишь схемы, в которых смешивающими являются только первые два подогревателя (по ходу основного конденсата). При этом первый располагается на соответствующей высоте и вода из него самотеком перетекает во второй подогреватель, за которым устанавливается последующая ступень конденсатных насосов. Деаэратор, конечно, также является смешивающим подогревателем.

Включение поверхностных подогревателей в систему регенеративного подогрева может проводиться по схемам, приведенным на рис. 2.21.

Тепловая экономичность установки, в которой конденсат греющего пара (дренаж) отводится в линию основного конденсата после подогревателя (рис. 2.21, а), наиболее высокая, так как дренаж при смешивании с основным конденсатом (или питательной водой, если такая схема применена на подогревателях высокого давления) несколько повышает температуру воды после подогревателя.

Если дренаж направлять по линии, показанной пунктиром, тепловая экономичность понизится. Она еще более понизится при каскадном отводе дренажа (рис. 2.21, б), так как здесь во всех подогревателях, кроме первого, часть пара отбора вытесняется паром, образовавшимся при самоиспарении некоторого количества дренажа. Таким образом, вода в этих подогревателях частично нагревается теплотой, отведенной паром предыдущего отбора. При неизменной мощности турбины это приводит к увеличению потерь теплоты в холодном источнике. Особенно заметно увеличивает эти потери отвод из последнего подогревателя, так как при этом часть теплоты, содержащейся в дренируемом конденсате, отдается охлаждающей воде конденсатора. Именно поэтому схема, приведенная на рис. 2.21, б, имеет наиболее низкую тепловую экономичность.

Наличие большого числа дренажных насосов усложняет схему, приведенную на рис. 2.21, а, и делает ее менее надежной в эксплуатации. Поэтому схема не используется. Обычно применяют схему, приведенную на

рис. 2.21, в, тепловая экономичность которой несколько ниже, чем у схемы, изображенной на рис. 2.21, а, но зато требуется лишь один дренажный насос. Работа по схеме, приведенной на рис. 2.21, б, осуществляется, когда дренажный насос по тем или иным причинам не может быть включен.

В регенеративных подогревателях поверхностного типа потоки основного конденсата и питательной воды подогреваются до температуры t_v , отличающейся от температуры насыщения $t_{p.п}$ в подогревателе на значение недогрева Δt_1 . Для принятых значений Δt_1 и других перепадов в характерных точках (Δt_2 и Δt_3) расход пара в подогревателе D_j (α_j) определяется из уравнения теплового баланса.

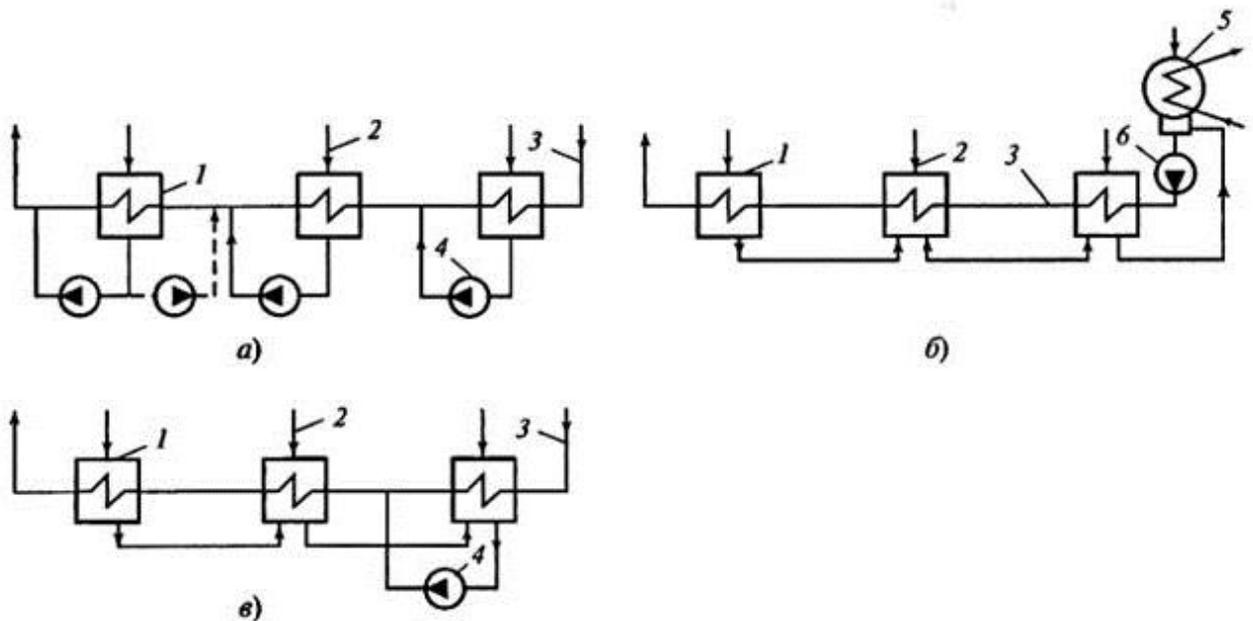


Рис. 2.21. Схема включения поверхностных подогревателей в систему регенеративного подогрева: с дренажными насосами у каждого подогревателя (а); с каскадным отводом конденсата (б) и со смешанным отводом конденсата (в): 1 – регенеративный подогреватель; 2 – подвод пара от отбора турбины; 3 – основной конденсат; 4, 6 – дренажный и конденсатный насосы; 5 – конденсатор

В соответствии с обозначениями, принятыми на рис. 2.22, это уравнение запишется в виде

$$D_v \cdot (h_{v,j} - h_{v,j-1}) \cdot \eta_{p.п} = D_j \cdot (h_{p.п,j} - h_{др,j}) + \sum D_{др} \cdot (h_{др,j+1} - h_{др,j}), \quad (2.38)$$

или в расчете на 1 кг пара, подведенного к турбине,

$$\alpha_v \cdot (h_{v,j} - h_{v,j-1}) \cdot \eta_{p.п} = \alpha_j \cdot (h_{p.п,j} - h_{др,j}) + \sum \alpha_{др} \cdot (h_{др,j+1} - h_{др,j}), \quad (2.38a)$$

где $\sum D_{др}$, $\sum \alpha_{др}$ – сумма расходов всех потоков, перепускаемых каскадно из вышестоящего регенеративного подогревателя в рассматриваемый, в абсолютном и относительном выражениях;

$\eta_{p.п} \approx 0,99$ – коэффициент, учитывающий потери теплоты в окружающую среду.

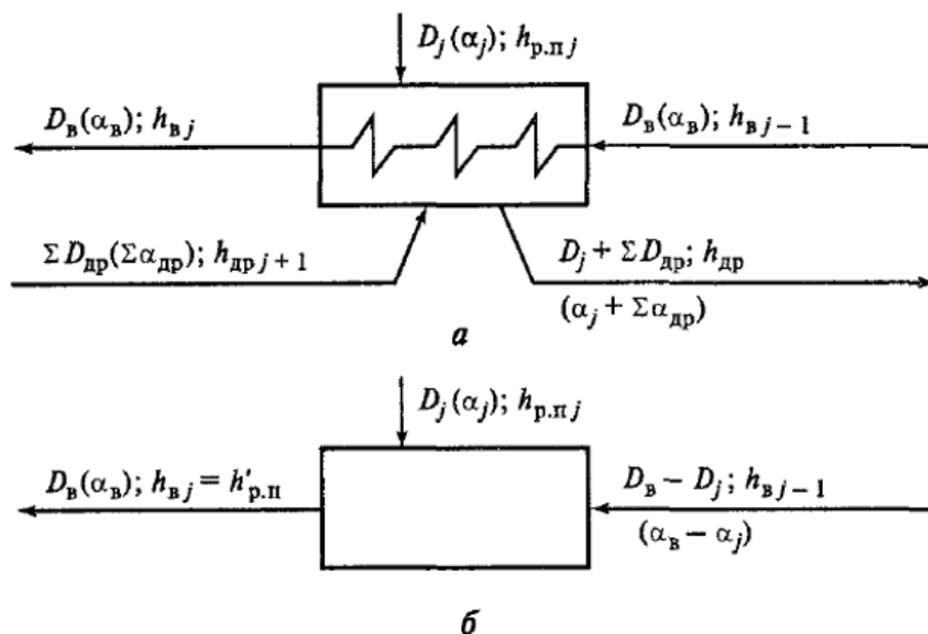


Рис. 2.22. Упрощенная схема поступления воды, пара и дренажей в регенеративные подогреватели поверхностного (а) и смешивающего (б) типов и выхода из них

В регенеративном подогревателе смешивающего типа поток основного конденсата уходит из подогревателя при $t_B = t_{p.п}$, конденсат пара смешивается с основным конденсатом и уравнение теплового баланса принимает вид

$$(D_j h_{p.пj} + (D_B - D_j) h_{Bj-1}) \cdot \eta_{p.п} = D_B h'_{p.п}; \quad (2.39)$$

$$(\alpha_j h_{p.пj} + (\alpha_B - \alpha_j) h_{Bj-1}) \cdot \eta_{p.п} = \alpha_B h'_{p.п}. \quad (2.39a)$$

Эти уравнения позволяют определить количество отборного пара, необходимое для подогрева основного конденсата.

В качестве подогревателей высокого давления применяются поверхностные подогреватели с выделенными охладителями дренажа и перегретого пара (рис. 2.23, в).

На рис. 2.23 приведены t, Q - диаграммы для подогревателей различных типов. Как видно из рисунков, выделенный охладитель дренажа позволяет понизить температуру конденсата, а охладитель перегретого пара – нагреть воду до более высоких температур на выходе из подогревателя при одних и тех же параметрах пара. Все это повышает тепловую экономичность установки.

Тепловая экономичность установки зависит не только от температуры питательной воды и числа регенеративных подогревателей, но и от перепадов температуры между греющим паром и подогреваемой средой в характерных точках $\Delta t_1 - \Delta t_3$ (рис. 2.23, г – е).

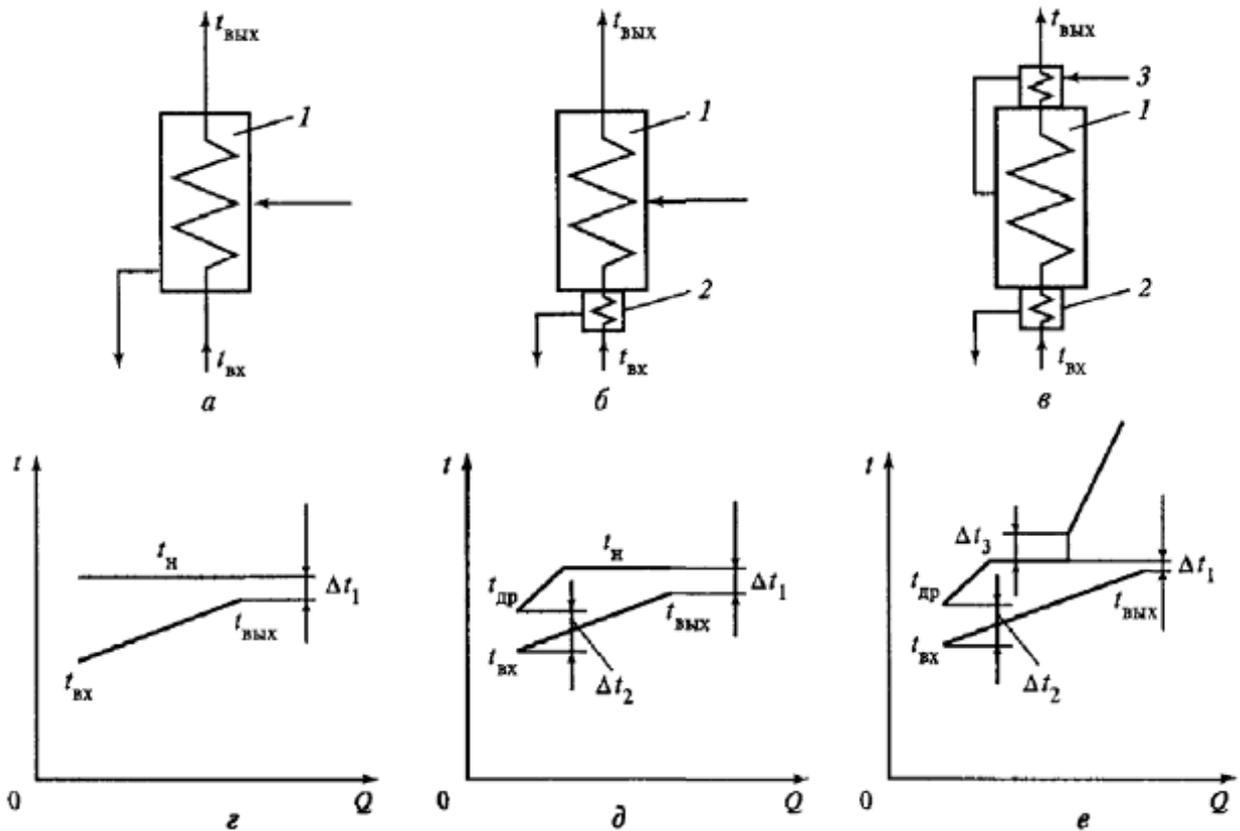


Рис. 2.23. Схемы поверхностных регенеративных подогревателей (а–в) и t, Q - диаграммы для этих схем (г–е):

а – простейший подогреватель; б – подогреватель с охладителем дренажа; в – подогреватель с охладителем дренажа и охладителем пара; 1 – основной подогреватель; 2 – охладитель дренажа; 3 – охладитель перегретого пара

Увеличение температурных напоров приводит к уменьшению размеров поверхностей теплопередачи подогревателей и, следовательно, к уменьшению их стоимости. Однако внутренний абсолютный КПД установок падает, и при одной и той же электрической мощности $N_э$ увеличивается расход топлива. При уменьшении перепада температур Δt наблюдается обратная картина. Оптимальные значения этих величин выбирают исходя из технико-экономических расчетов. Обычно недогрев до температуры насыщения Δt_1 находится около 3°C , минимальный температурный напор в охладителях дренажа Δt_2 – в пределах $4 \dots 8^\circ\text{C}$, а остаточный перегрев пара Δt_3 – в пределах $7 \dots 15^\circ\text{C}$. Большие значения температурных напоров являются оптимальными при дешевых топливах, меньшие – при дорогостоящих.

Обычно через поверхности охладителя пара (ОП) пропускается лишь часть общего потока воды, так как количество теплоты, отбираемой от перегретого пара, относительно невелико и суммарное входное сечение всех труб, по которым проходит вода, оказывается небольшим. Основной поток при этом пропускается через байпас.

Схема, изображенная на рис. 2.24, а, в которой вода, прошедшая через ОП, тут же за подогревателем смешивается с основным потоком, по тепловой экономичности не отличается от схемы, показанной на рис. 2.24, в. Известны

схемы, по которым в охладитель пара отводится вода, прошедшая все регенеративные подогреватели (рис. 2.24, б). При такой схеме теплота, полученная от перегретого пара, увеличивает температуру питательной воды всей установки, поэтому КПД повышается несколько больше, чем при работе по схеме, приведенной на рис. 2.24, а.

Можно также поступающую в пароохладитель воду (как и по схеме рис. 2.24, а) отбирать непосредственно после поверхностей основного подогревателя, а затем смешивать с основным потоком питательной воды за последним подогревателем высокого давления (рис. 2.24, в). Так как при этом пар отбора может быть охлажден в ОП до более низкой температуры, чем при работе по схеме рис. 2.24, б, такая схема наиболее экономична.

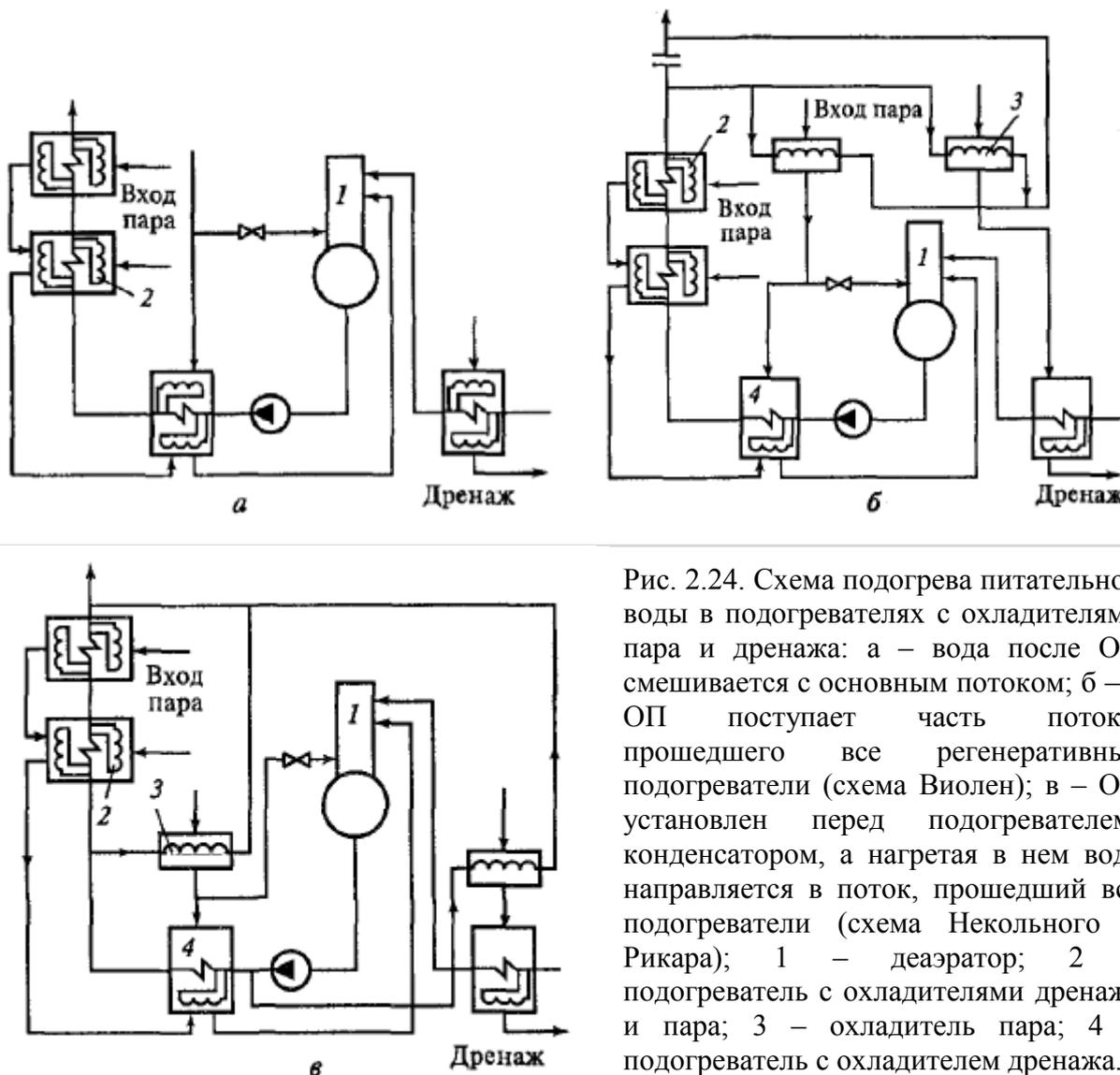


Рис. 2.24. Схема подогрева питательной воды в подогревателях с охладителями пара и дренажа: а – вода после ОП смешивается с основным потоком; б – в ОП поступает часть потока, прошедшего все регенеративные подогреватели (схема Виолен); в – ОП установлен перед подогревателем-конденсатором, а нагретая в нем вода направляется в поток, прошедший все подогреватели (схема Некольного – Рикара); 1 – деаэратор; 2 – подогреватель с охладителями дренажа и пара; 3 – охладитель пара; 4 – подогреватель с охладителем дренажа.

2.6. Баланс пара и конденсата на ТЭС

На тепловых электростанциях реализуется замкнутый цикл движения рабочего тела в трубопроводах и оборудовании, обладающих высокой герметичностью. Однако на ТЭС всегда имеются потери рабочего тела,

обусловленные как неплотностями оборудования и арматуры, так и характером реализованных технологических процессов.

Потери пара и конденсата на ТЭЦ делятся на внутренние $D_{вт}$, потери с продувочной водой барабанов котлов, внешние $D_{вн}$ и технологические $D_{техн}$. К внутренним потерям относятся утечки в элементах оборудования, паровых и водяных линиях электростанции.

Восполнение потерь на ТЭС производится обессоленной водой, при этом расчетную производительность обессоливающей или испарительной установки для конденсационных электростанций и отопительных ТЭЦ следует принимать равной соответственно 1,5...2% паровой производительности установленных котлов.

На газомазутных ТЭС (при использовании пара на разогрев мазута без возврата конденсата) производительность химобессоливающей установки увеличивается на 0,15 т на 1 т сжигаемого мазута.

Утечки вызывают потери пара и воды и снижают тепловую экономичность электростанции. Они существуют на всех линиях пароводяного тракта, однако при расчетах полагают, что они сосредоточены в паропроводе свежего пара (перед турбиной). Это упрощает расчеты и приводит к тому, что найденные таким образом показатели тепловой экономичности бывают несколько занижены, правда, весьма незначительно.

Заметные значения потерь на ТЭС связаны с непрерывной продувкой барабанов котлов. Для уменьшения этих потерь на линиях продувочной воды устанавливают расширители продувки. Применение находят схемы с одной и двумя ступенями расширения (рис. 2.25).

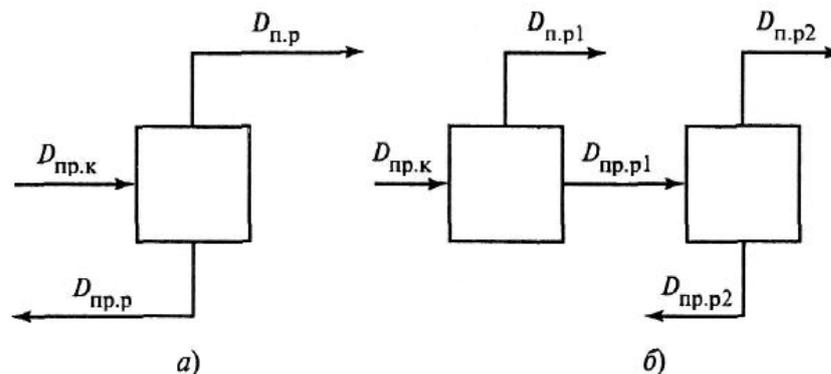


Рис. 2.25. Схемы включения расширителей непрерывной продувки котла:
а – одноступенчатая; б – двухступенчатая

При одноступенчатой схеме (рис. 2.25, а) уравнение теплового баланса расширителя имеет вид

$$D_{пр.к} h_{пр.к} = D_{п.п} h_{п.п} + D_{пр.п} h_{пр.п}, \quad (2.40)$$

а уравнение материального баланса можно записать как

$$D_{пр.к} = D_{п.п} + D_{пр.п}. \quad (2.41)$$

Здесь индексы означают: «пр.к» – продувка котла; «п.п» – пар расширителя «пр.п» – продувка расширителя.

Из (2.40) и (2.41) следует, что

$$D_{\text{пр.р}} = (h_{\text{п.р}} - h_{\text{пр.к}}) / (h_{\text{п.р}} - h_{\text{пр.р}}) \cdot D_{\text{пр.к}} = \beta_{\text{пр.р}} \cdot D_{\text{пр.к}} \quad (2.42)$$

Аналогично записывается уравнение, определяющее продувку расширителя при двухступенчатой схеме расширения продувки котла (рис. 2.25, б). Расход продувочной воды расширителя второй ступени при этом определяется по зависимости

$$D_{\text{пр.р2}} = (h_{\text{п.р2}} - h_{\text{пр.р1}}) / (h_{\text{п.р2}} - h_{\text{пр.р2}}) \cdot D_{\text{пр.р1}} = \beta_{\text{пр.р1}} \cdot \beta_{\text{пр.р2}} \cdot D_{\text{пр.к}}, \quad (2.43)$$

где индексы «1» и «2» соответствуют номеру расширителя.

В схеме продувки котла с одним расширителем пар из последнего направляется обычно в деаэратор основного конденсата турбины. Туда же поступает пар из первого расширителя при двухступенчатой схеме. Пар из второго расширителя направляется обычно в атмосферный или вакуумный деаэратор подпиточной воды тепловой сети.

Внешние потери пара и конденсата $D_{\text{вн}}$ могут быть на ТЭЦ при открытых схемах отпуска теплоты, когда потребители теплоты получают редуцированный свежий пар или пар непосредственно из отборов турбин. Конденсат этого пара («обратный» конденсат) от теплового потребителя может вообще не возвращаться или возвращаться сильно загрязненным. В обоих случаях внешние потери являются полными, т.е. равными расходу пара теплового потребителя $D_{\text{т.п.}}$. Однако обычно «обратный» конденсат ($D_{\text{о.к}}$) с учетом его качества можно непосредственно направить в линию основного конденсата турбины. В этом случае внешние потери связаны с невозвратом конденсата с производства.

Внутренние потери и потери, связанные с продувкой барабанов котлов, восполняются добавочной водой, поступающей в конденсатор турбины, где она проходит предварительную деаэрацию. Внешние потери восполняются добавочной водой, направляемой в деаэратор основного конденсата турбины.

Схема основных потоков пара и конденсата с учетом потерь и восполнения рабочего тела приведена на рис. 2.26.

На ТЭС с внешними потерями рабочего тела добавочная вода, восполняющая их, перед подачей ее в деаэратор основного конденсата турбины должна подогреваться и предварительно деаэрироваться в атмосферном деаэраторе.

Более подробно принцип вопрос рассматривается в:

Вспомогательное оборудование электростанций [Электронный ресурс] : учебно-методический комплекс для студентов специальности: 1-53 01 04 "Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами" / Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" ; сост.: Н. Б. Карницкий, Е. В. Пронкевич, С. А. Качан. – Минск : БНТУ, 2018.

<http://rep.bntu.by/handle/data/43245>

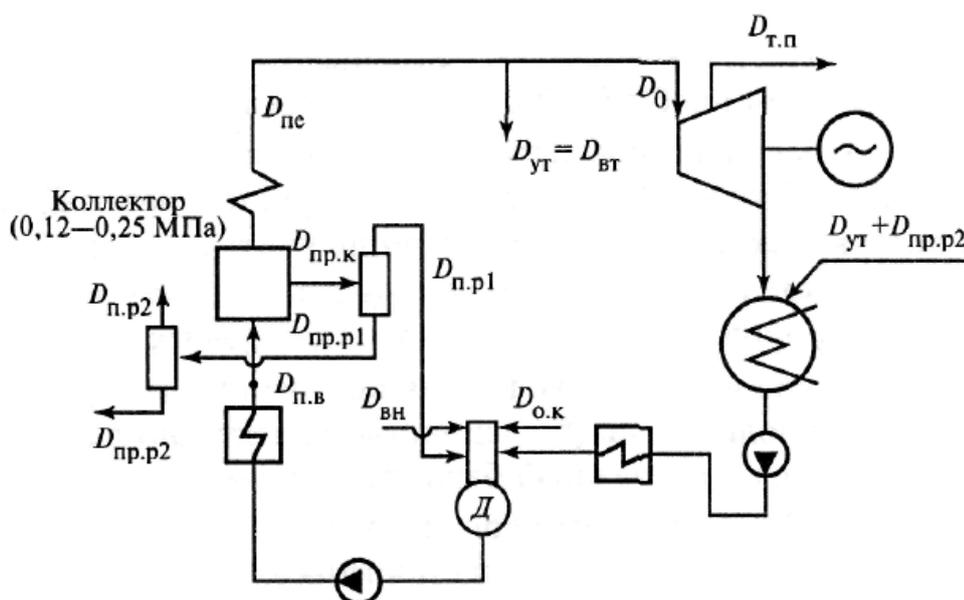


Рис. 2.26. Схема основных потоков пара и конденсата с учетом потерь и восполнения рабочего тела: Д – деаэратор

3. ГАЗОТУРБИННЫЕ И ПАРОГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

3.1. Тепловые схемы, термодинамические циклы и характеристики газотурбинных установок

В энергетике наиболее широкое применение получили простые однофазные ГТУ разомкнутого цикла без регенерации рабочего тела, (см. рис. 3.1).

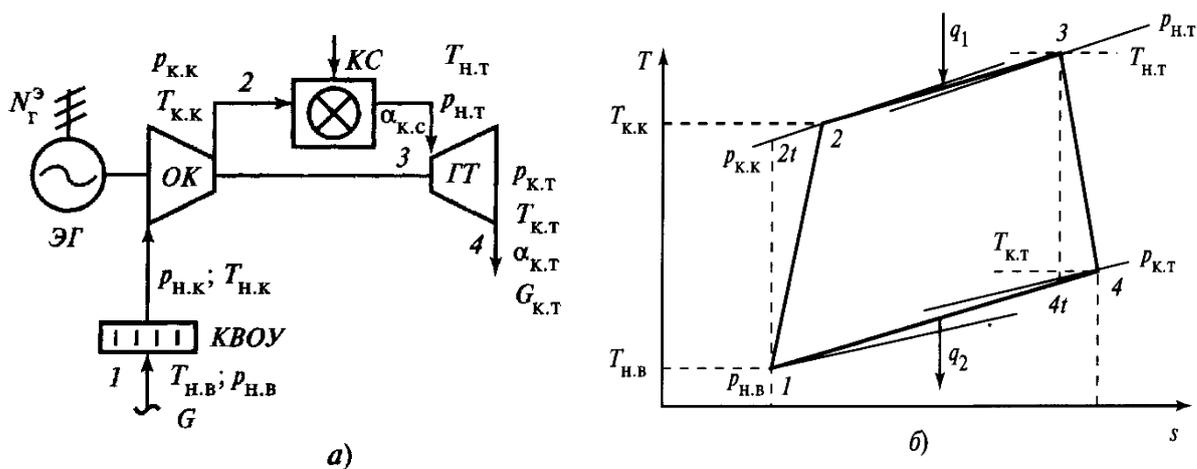


Рис. 3.1. Принципиальная тепловая схема (а) и термодинамический цикл (б) энергетической ГТУ разомкнутого цикла

Энергетический баланс одноцелевой ГТУ (рисунок 3.1,в):

$$Q_{\text{топл}} = B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{p}}^{\text{H}} = N_{\text{э}} + \Delta N_{\text{эм}} + \Delta Q_{\text{тр}} + Q_{\text{ух}}, \quad (3.1)$$

Здесь

$Q_{\text{топл}} = B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{p}}^{\text{H}}$ – теплота сгораемого топлива; $B_{\text{ГТУ}}$ – расход топлива;

$N_{\text{э}} = N_{\text{ГТ}} - N_{\text{к}}$ – электрическая мощность на клеммах генератора (брутто), определяемая как разность мощности газовой турбины $N_{\text{ГТ}}$ и воздушного компрессора $N_{\text{к}}$;

$Q_{\text{ух}}$ – потери теплоты с отработавшими газами, сбрасываемыми в атмосферу;

$\Delta N_{\text{эм}}$ – электромеханические потери, то есть потери на трение в подшипниках и в электрогенераторе;

$Q_{\text{пот}}$ – потери теплоты через тепловую изоляцию;

Основными параметрами работы ГТУ, определяющими ее экономичность, являются начальная температура газов перед турбиной $T_{\text{н.Т}}$ ($t_{\text{н.Т}}$) и степень повышения давления в компрессоре:

$$\pi_{\text{к}} = p_{\text{к.к}}/p_{\text{н.к}}, \quad (3.2)$$

где $p_{\text{к.к}}$, $p_{\text{н.к}}$ – давление на напорной и всасывающей стороне компрессора.

Удельная полезная работа ГТУ

$$l_{\text{ГТУ}} = l_{\text{Т}} - l_{\text{К}}, \quad (3.3)$$

где $l_{\text{Т}}$ – работа расширения газовой турбины

$$l_{\text{Т}} = \gamma C_{\text{рт}} (t_3 + 273)(1 - \pi_{\text{т}}^{-(k_{\text{т}}-1)/k_{\text{т}}}) \eta_{\text{т}}, \quad (3.4)$$

$l_{\text{К}}$ – работа сжатия компрессора

$$l_{\text{К}} = \cdot C_{\text{рк}} (t_1 + 273) (\pi_{\text{к}}^{(k_{\text{к}}-1)/k_{\text{к}}} - 1) / \eta_{\text{к}}; \quad (3.5)$$

$\eta_{\text{к}}$, $\eta_{\text{т}}$ – КПД компрессора и газовой турбины;

$\pi_{\text{т}}$ – степень понижения давления в турбине с учетом гидравлических потерь на различных участках газоздушного тракта;

$\gamma = (G_{\text{к}} + G_{\text{т}})/G_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение расхода газов в турбине $G_{\text{т}}$ по сравнению с расходом воздуха через компрессор $G_{\text{к}}$ на величину расхода топлива $G_{\text{т}}$;

$C_{\text{рк}}$ – средняя теплоемкость воздуха при изменении его температуры от t_1 до t_2 в процессе сжатия в компрессоре;

$C_{\text{рт}}$ – средняя теплоемкость газов при изменении их температуры от t_3 до t_4 в процессе расширения их в газовой турбине;

$k_{\text{к}}$, $k_{\text{т}}$ – показатели адиабаты для процессов сжатия и расширения.

Теплоемкость газов определяется в зависимости от их температуры и коэффициента избытка воздуха за камерой сгорания

$$\alpha = G_{\text{к}} / (G_{\text{т}} \cdot L_0), \quad (3.6)$$

где L_0 – теоретическая масса воздуха, необходимого для сгорания 1 кг топлива.

Главные показатели экономичности одноцелевой ГТУ
- электрический КПД

$$\eta_{э} = \frac{N_{ГТУ}}{B_{ГТУ} Q_H^p} = \frac{l_m - l_k}{q_{кк} / \eta_{кк}} \eta_{эм}, \quad (3.7)$$

- удельный расход теплоты – величина, ему обратная

$$q = \frac{1}{\eta_{э}} = \frac{B_{ГТУ} Q_H^p}{N_{ГТУ}}, \quad (3.8)$$

где $\eta_{кк}$, $\eta_{эм}$ – КПД камеры сгорания и электромеханический КПД ГТУ;

$N_{ГТУ}$ – мощность ГТУ;

$q_{кк}$ – удельная тепловая нагрузка камеры сгорания ГТУ.

Магистральное направление развития ГТУ – увеличение $T_{н.т}$ ($t_{н.т}$) и $\pi_{к.т}$. В таблице 3.1 приведены примерные значения основных показателей работы ГТУ, достигнутых их производителями за последние десятилетия.

Таблица 3.1 – Основные показатели энергетических ГТУ и ПГУ на их основе

Показатель, его размерность	Годы			
	1970-е	1980-е	1990-е	2000-е
Температура газов перед турбиной, °С	900	1150	1250	1350..1500
Максимальная мощность ГТУ, МВт	50	100	175	300
КПД ГТУ, %	28	33	35	40
КПД ПГУ, %	43	48	53	60

Так для ГТУ с $t_{н.т} = 1000 \dots 1200^\circ\text{C}$ их электрический КПД составляет около 32...35% при мощности установок более 5 МВт. При повышении начальной температуры газов до $1200 \dots 1300^\circ\text{C}$ КПД возрастает примерно до 37..39%. При этом температура газов на выходе из ГТУ $t_{к.т}$ составляет около $490 \dots 530^\circ\text{C}$ и $550 \dots 570^\circ\text{C}$ соответственно.

Для обеспечения надежности работы высокотемпературной ГТУ важен **выбор материалов и технологий формообразования**, обеспечивающих длительные сроки службы, надежность и умеренную стоимость их деталей.

Детали турбины и камеры сгорания, которые омываются высокотемпературными газами, содержащими компоненты, способные вызвать окисление или коррозию, и испытывают большие механические и термические нагрузки, изготавливают из жаропрочных сложно-легированных сплавов на основе никеля (нимоники), которые способны при действующих механических нагрузках и необходимом сроке службы выдерживать температуру $800 \dots 850^\circ\text{C}$.

В крупных ГТУ начато применение монокристаллических (получаемых направленной кристаллизацией) лопаток, которые обеспечивают тот же уровень жаропрочности и жаростойкости (сопротивление коррозии), но при более высокой (примерно на 50°C) температуре. В перспективе – внедрение дисперсионно–упрочненных сплавов, сохраняющих прочность при еще более высоких ($1000 \dots 1100^\circ\text{C}$) температурах, и конструкционной керамики.

Поверхности наиболее горячих деталей защищают покрытиями, препятствующими коррозии и понижающими температуру основного металла.

Лопатки интенсивно охлаждаются и выполняются со сложными внутренними трактами методом точного литья, позволяющим использовать материалы и получить формы деталей невозможные при иных технологиях.

Для **охлаждения высокотемпературных элементов** большинства современных ГТУ используется воздух, отбираемый за различными ступенями воздушного компрессора. При этом применяются в основном схемы открытого охлаждения, когда воздух, нагретый в охлаждаемых деталях, сбрасывается в проточную часть ГТУ.

Есть ГТУ, в которых **в качестве охладителя используется водяной пар**. Кроме того, что пар является лучшим хладагентом, дополнительное преимущество его применения – повышение давления не компрессором, а в состоянии воды – насосом. Однако применение пара в качестве охладителя усложняет схему и снижает маневренные характеристики установки.

Оптимальная величина π_k^{opt} растет с увеличением $t_{\text{н.т}}$ и существенно различается для одноцелевых ГТУ, работающих без утилизации теплоты уходящих газов, и для теплофикационных ГТУ, использующих сбросную теплоту газов после газовой турбины.

Снижение π_k (соответственно и степени понижения давления в турбине $\pi_T = p_{\text{н.т}}/p_{\text{к.т}}$) при том же значении $t_{\text{н.т}}$ приводит к увеличению $t_{\text{к.т}}$.

Более высокие значения $t_{\text{к.т}}$ позволяют повысить эффективность использования утилизируемой теплоты. Например, если ГТУ предназначена для работы в составе утилизационной ПГУ, то при росте температуры газов на входе в котел–утилизатор, можно повысить параметры получаемого в котле–утилизаторе пара и увеличить КПД паровой турбины $\eta_{\text{ПГУ}}$ и ПГУ $\eta_{\text{ПГУ}}$ в целом.

Чем более эффективно используется теплота газов после ГТУ, тем ниже π_k^{opt} , приближаясь к тем значениям, при которых обеспечивается максимальная удельная работа ГТУ $l_{\text{ГТУ}} = l_T - l_K$.

Обычно параметры современных ГТУ, выпускаемых различными фирмами–производителями примерно соответствуют оптимальным для условий применения ГТУ в составе утилизационных ПГУ (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Оптимальные значения π_k^{opt}

Оптимальные значения π_k^{opt}	$t_{\text{н.т}}, ^\circ\text{C}$			
	1000	1100	1200	1300
– одноцелевая ГТУ	24	28	>30	>30
– ГТУ в составе УПГУ	12	14	16	22

Максимальная единичная мощность ГТУ к настоящему времени достигла 500 МВт и более; КПД при автономной работе – 36...40% (в многовальных ГТУ, созданных на базе авиадвигателей (рис. 3.2) с высокими π_k , до 45%); $t_{\text{н.т}} = 1300...1500^\circ\text{C}$; $\pi_k = 20...30$ и выше.

С целью повышения экономичности производители ГТУ также идут на усложнение тепловой схемы.

Например, специалисты *General Electric* используют промежуточное охлаждение воздуха при сжатии (рис. 3.2, а), специалисты фирмы *Alstom* — промежуточный перегрев газов при расширении (рис. 3.2, б).

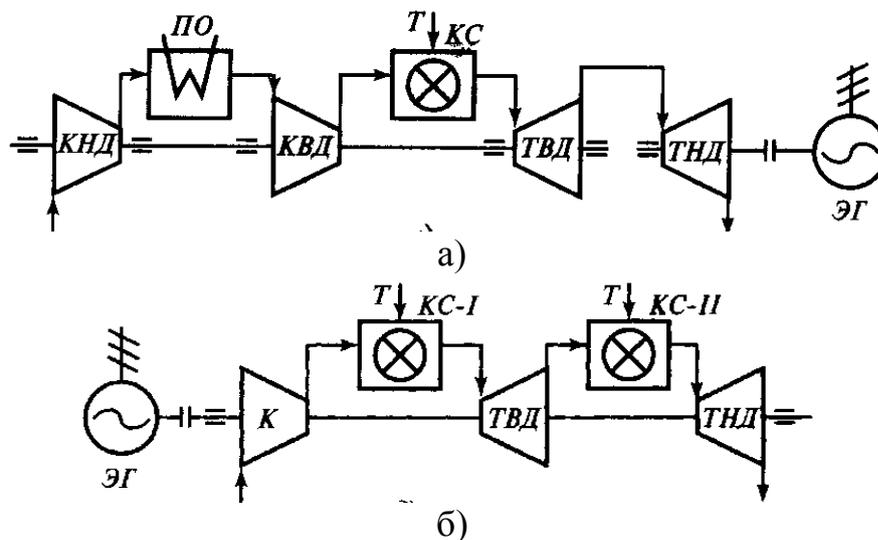


Рис. 3.2. Схема ГТУ с промежуточным охлаждением циклового воздуха (а) и промежуточным перегревом газов при расширении (б)

Влияние нагрузки на показатели ГТУ

Электрическую мощность ГТУ регулируют воздействием на топливные клапаны системы топливоподачи: расход топлива снижают для работы на частичных нагрузках или повышают для получения максимального (пикового) значения.

Изменение мощности N_3 возможно двумя способами регулирования: *количественным*, то есть изменением расхода рабочего тела G , и *качественным* — за счет изменения полезной удельной работы $l_{ГТУ}$.

При *качественном* регулировании снижение нагрузки сопровождается понижением $t_{нт}$ ($T_{нт}$) и π_k при небольшом повышении G .

Ориентировочно при снижении нагрузки 50% начальная температура перед турбиной $T_{нт}$ снижается до ~60%, π_k — до ~ 60..70%, а G возрастает на 8..10%. При этом происходит значительное падение $l_{ГТУ}$ и КПД ГТУ η_3 .

Количественное регулирование при практически неизменных температуре и давлении рабочего тела легко достигается изменением частоты вращения вала приводного двигателя n .

В энергетических ГТУ валы компрессора и генератора имеют постоянную частоту вращения, поэтому компрессор при неизменной его геометрии работает с практически постоянным объемным расходом воздуха G_b . Если при неизменном G_b (*качественное регулирование*) для снижения мощности уменьшается расход топлива G_t в камеру сгорания, происходит падение температуры газов перед $t_{нт}$ и за $t_{кт}$ газовой турбиной, соответственно экономичность работы ГТУ резко снижается (рис. 3.3,а).

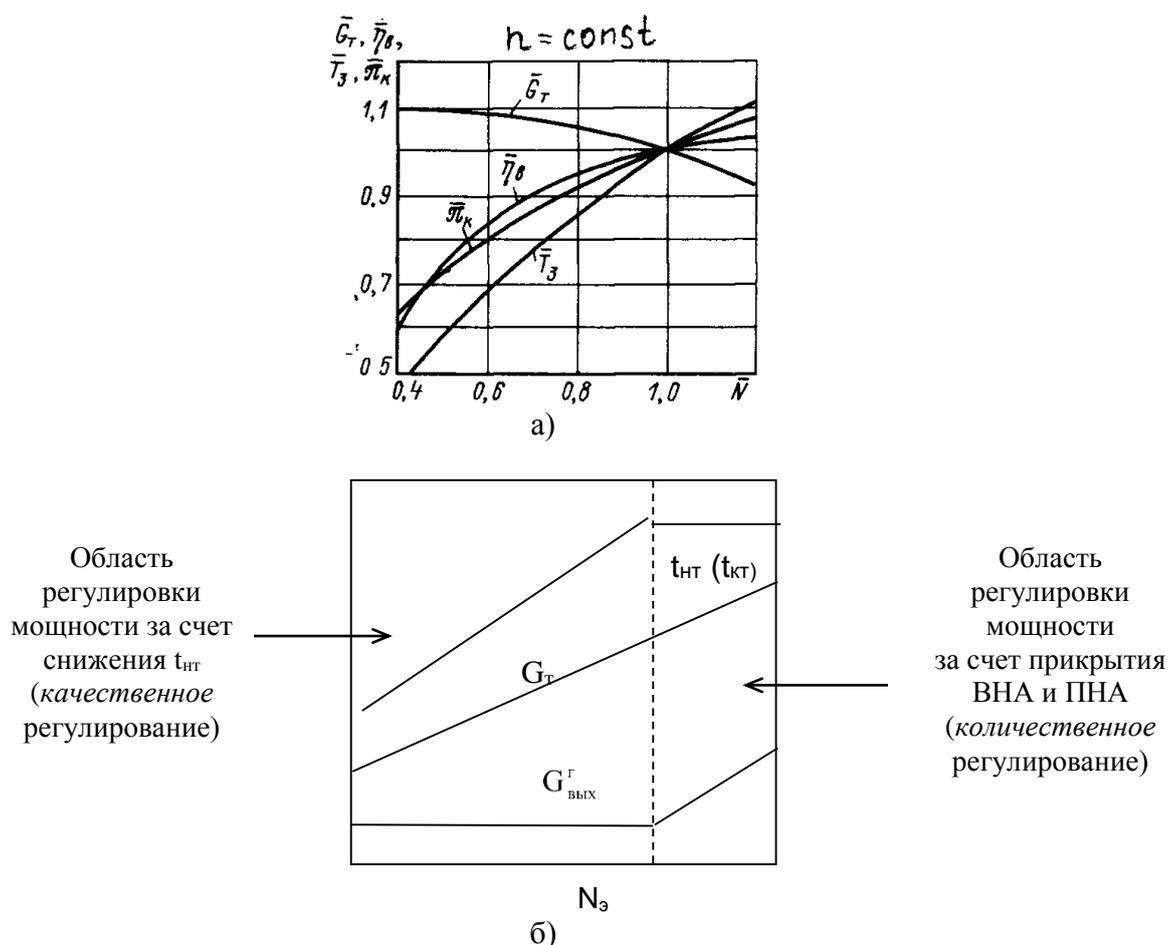


Рис. 3.3. Характеристика одновальная энергетической (генераторной) ГТУ

Для снижения расхода рабочего тела компрессоры современных энергетических ГТУ имеют поворотные лопатки входного направляющего аппарата (ВНА), а также нескольких первых рядов направляющих лопаток (ПНА). Прикрытие ВНА и ПНА позволяет изменять проходное сечение и, соответственно, расход воздуха, то есть реализовать *количественное регулирование*. При этом можно поддерживать постоянным соотношение топливо–воздух и t_{HT} , t_{KT} в некотором диапазоне частичных нагрузок (до 40...60% номинальной мощности) (рис. 3.3, б).

Такая программа регулирования также приводит к снижению экономичности ГТУ, но она важна для ГТУ, работающих в составе ПГУ, так как позволяет поддерживать практически постоянными параметры генерируемого в котле-утилизаторе пара. Кроме того ВНА предназначены для повышения запаса устойчивости при пусковых режимах.

Влияние параметров атмосферного воздуха на показатели ГТУ

Спроектированная для определенных условий газовая турбина (ГТ) ведет себя как сопло критического истечения с постоянным массовым расходом, то есть G_k и T_{HT} жестко определяют P_{HT} и π_k (P_{HT} и π_k определяются пропускной способностью ГТУ). Отклонение параметров наружного воздуха от параметров по ISO отражается на работе ГТУ.

Работа сжатия компрессора составляет примерно половину полезной мощности ГТ. При снижении *температуры атмосферного воздуха* $t_{НВ}$

увеличиваются его плотность и массовый расход через компрессор G_k при той же потребляемой мощности. При этом мощность N_3 и экономичность работы ГТУ повышаются, то есть электрический КПД η_3 растет, а удельный расход теплоты q уменьшается (рис. 3.4).

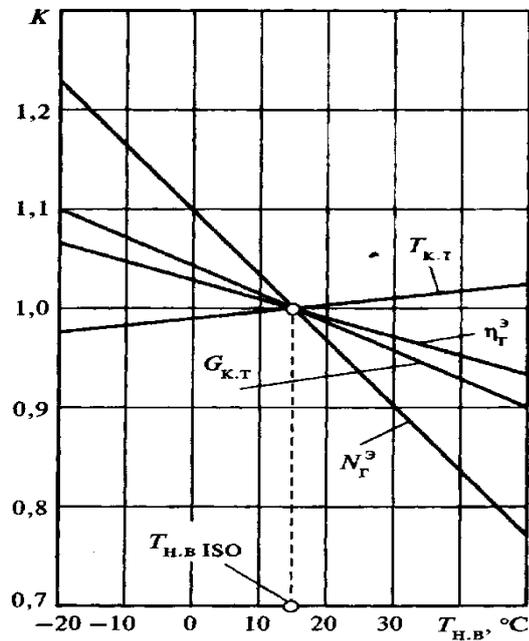


Рис. 3.4. Влияние температуры атмосферного воздуха на основные показатели ГТУ

При очень низкой $t_{нв}$ требуется ограничение подачи топлива и всасываемого компрессором воздуха, то есть перехода на частичную нагрузку, величина которой определяется пропускной способностью компрессора и максимальной нагрузкой электрогенератора.

При снижении $t_{нв}$ температура $t_{кт}$ также несколько снижается вследствие повышения π_k (и π_r), что важно учитывать при работе установок с утилизацией отработавших в ГТУ газов.

3.2. Тепловые схемы парогазовых установок

Использование парогазовых технологий является основной тенденцией развития современной мировой теплоэнергетики, что связано с разработкой надежных и экономичных ГТУ с высокой начальной температурой и достаточно высокой температурой отработавших газов. Их тепло может быть использовано для теплоснабжения или утилизировано в паровом цикле, с повышением эффективности комбинированной парогазовой установки (ПГУ).

Соединение высокотемпературного газового и низкотемпературного парового циклов в одной установке в настоящее время обеспечивает наибольшую эффективность ТЭС, работающих на органическом топливе. Бинарный цикл обеспечивает увеличение среднеинтегральной температуры

подвода теплоты в газотурбинном цикле при сохранении низкой температуры отвода теплоты, характерной для паротурбинных циклов. Применение ПГУ обеспечивает повышение тепловой экономичности выработки электроэнергии и теплоты, экономию капиталовложений в развитие энергосистемы, улучшение экологических показателей.

Возможны и практически применяются различные сочетания газового и парового циклов. Рассмотрим некоторые из них.

Утилизационные ПГУ (УПГУ) максимально реализуют преимущества бинарных циклов и имеют наибольшую экономичность.

В схеме УПГУ связь объединяемых газового и парового циклов осуществляется по котлу-утилизатору, в котором отработавшие в ГТУ газы отдают свою теплоту на производство пара для паровой турбины (рис. 3.5, 3.6)

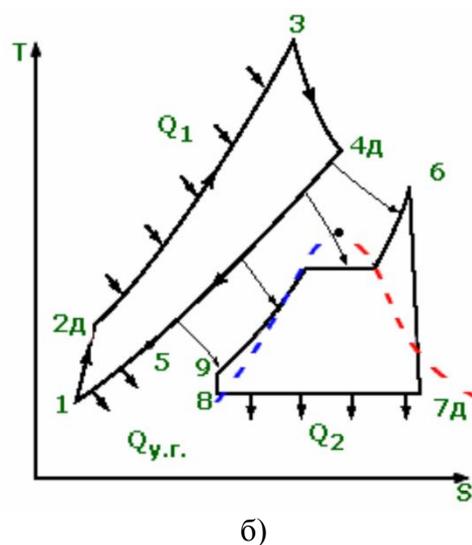
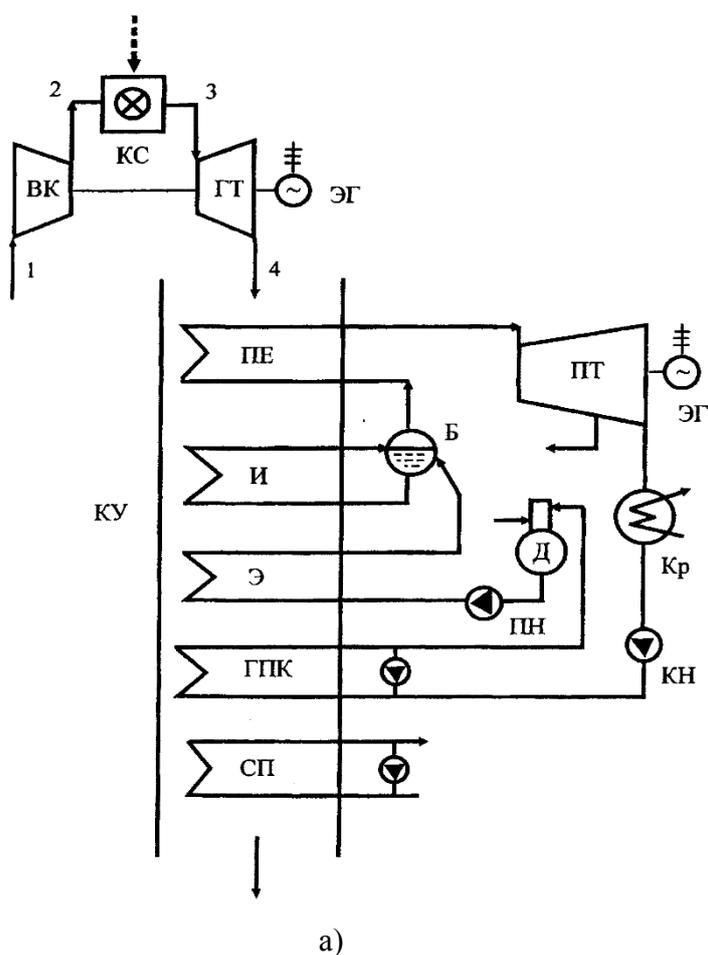


Рис. 3.5. Схема УПГУ с котлом-утилизатором одного давления: ВК - воздушный компрессор; КС - камера сгорания; ГТ - газовая турбина; КУ - котел-утилизатор;

ПЕ - пароперегреватель; И - испаритель; Э - экономайзер; Б - барабан; ГПК - газовый подогреватель конденсата; СП - сетевой подогреватель; ПТ - паровая турбина; Д - деаэратор; Кр - конденсатор; КН - конденсатный насос; ПН - питательный насос; ЭГ - электрогенератор;

Рис. 3.6. Циклы Брайтона и Ренкина утилизационной ПГУ (б): Q_1 , Q_2 , $Q_{ух}$ - подвод теплоты в камере сгорания ГТУ, отвод теплоты в конденсаторе ПТУ и отвод теплоты с уходящими газами котла-утилизатора

Поскольку топливо сжигается только в высокотемпературном газовом цикле, и его энергия используется для производства электроэнергии сначала в ГТУ, а затем в ПТУ за счет пара, полученного в котле-утилизаторе (рис. 3.5), то преобразуемая в электроэнергию доля исходной энергии топлива увеличивается против цикла ПТУ примерно в 1,5 раза.

Доля мощности газовой части достигает двух третей общей электрической мощности ПГУ и является наибольшей в сравнении с ПГУ других типов, что в основном и определяет их высокий КПД. Так КПД конденсационных УПГУ (55..60%) примерно в 1,5 раза выше, чем в конденсационных ПТУ и ГТУ (35..40%).

Снижаются также удельные выбросы вредных веществ в атмосферу как за счет повышения тепловой экономичности цикла, так и за счет использования "чистых", газотурбинных видов топлива и современных конструкций камер сгорания газовых турбин.

Основным недостатком схемы является то, что ГТУ могут надежно работать только на дорогом топливе: чистом газообразном или жидком газотурбинном топливе, близком по качественным показателям к моторному дизельному топливу. Поэтому такие установки получают наибольшее развитие в странах, где в качестве энергетического топлива широко используется природный газ.

При реконструкции действующих электростанций (в том числе тех, в топливном балансе которых велика доля мазута или угля, но имеется и природный газ, в количестве, достаточном для работы ГТУ) могут оказаться целесообразными термодинамически менее эффективные газотурбинные надстройки по «сбросной» схеме, «параллельной» схеме и другие.

«Сбросные» схемы парогазовых установок, иначе называемые **схемами полного дожигания**, начали применяться в Европе и Америке с середины 60-х годов. Это были самые эффективные по тепловой экономичности парогазовые установки до конца 70-х годов, т.е. пока КПД и уровень температуры газов на входе и выходе газовых турбин оставался низким по сравнению с нынешними стандартами.

В настоящее время такая схема, может применяться для реконструкции действующих паротурбинных ТЭС с преобразованием простого паротурбинного цикла в парогазовый (рис. 3.7).

В схеме «сбросной» ПГУ (СПГУ) отработавшая в газовой турбине смесь, состоящая из воздуха и продуктов сгорания топлива и содержащая около 15% O₂, направляется в горелочные устройства парового котла, где используется как окислитель вместо горячего воздуха. То есть ГТУ играет роль дутьевых вентиляторов и воздухоподогревателей традиционных котельных установок.

Чтобы реконструировать обычный паротурбинный энергоблок по "сбросной схеме", необходимо заменить дутьевые вентиляторы ГТУ, построить байпасную дымовую трубу, реконструировать горелки котла, демонтировать воздухоподогреватель, разместить в газоходах новые поверхности нагрева (ГВП – газоводяные подогреватели) для передачи тепла

газов питательной воде и конденсату, подвести к этим поверхностям питательную воду и конденсат из схемы регенерации паровой турбины по байпассирующим трубопроводам регенеративных подогревателей высокого (ПВД) и низкого (ПНД) давления.

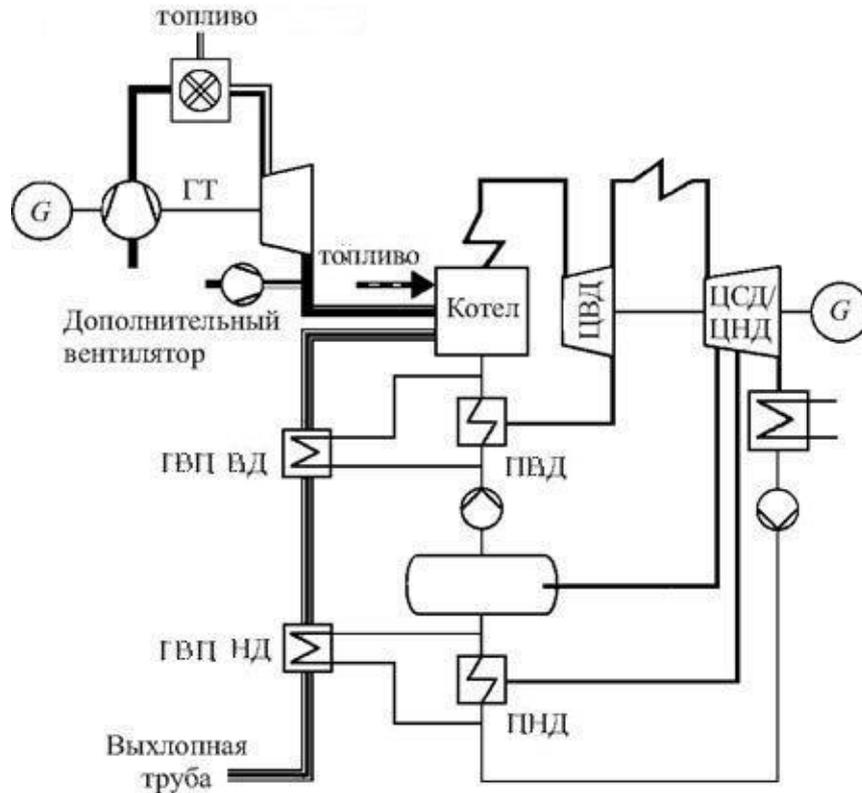


Рис. 3.7. Схема «сбросной» ПГУ: ГВПВД, ГВПНД – газоводяные подогреватели высокого и низкого давления

Прирост мощности после реконструкции $\Delta N_{СПГУ}$ равен сумме вновь вводимой мощности ГТУ $\Delta N_{ГТУ}$ и приращения мощности паровой турбины $\Delta N_{ПТ}$ вследствие вытеснения регенерации $\Delta N_{СПГУ} = \Delta N_{ГТУ} + \Delta N_{ПТ}$.

В ПГУ «параллельной» схемы применяются несколько независимых источников для обеспечения паром существующей паровой турбины. То есть к параллельно работающему паровому котлу с проектным для него видом топлива устанавливается ГТУ с котлом-утилизатором, который может быть рассчитан на производство дополнительного пара начальных для паровой турбины параметров, пара горячего промперегрева или пара низкого давления, а так же на подогрев конденсата и питательной воды для частичного или полного замещения подогрева этих потоков в системе регенерации паровой турбины.

Пример принципиальной схемы ПГУ с подачей пара из котла-утилизатора в линию горячего промперегрева приведен на рис. 3.8.

Параллельную схему, в которой котел-утилизатор используется только для подогрева конденсата и питательной воды, называют **схемой с вытеснением регенерации**.

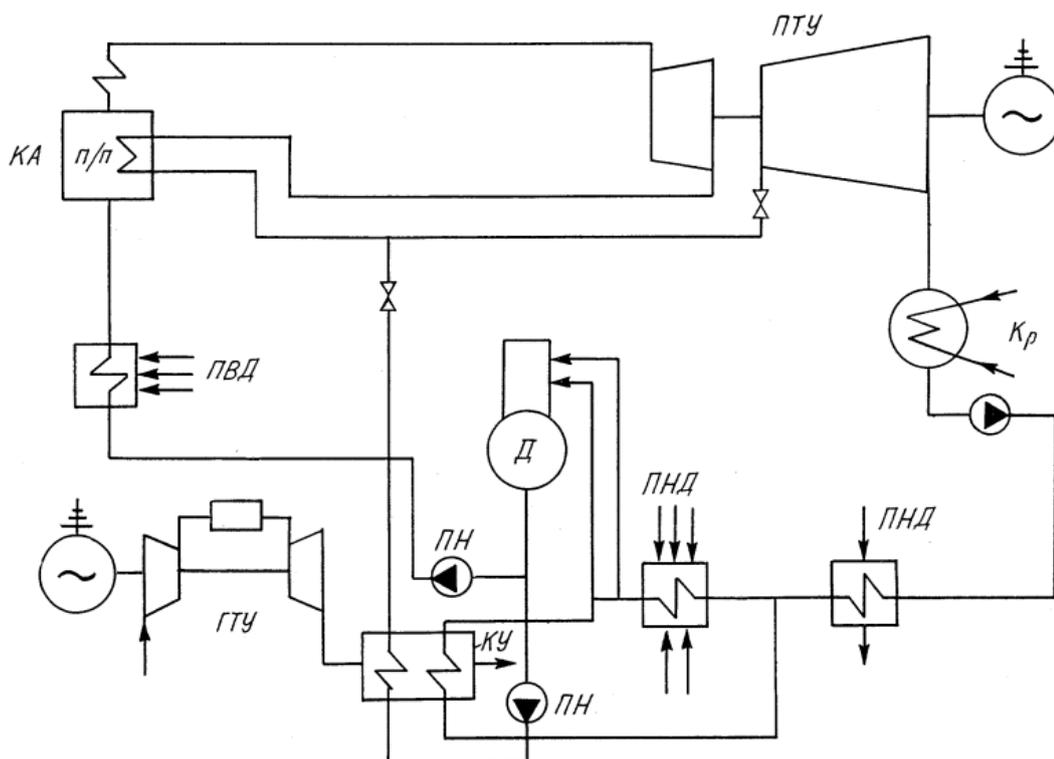


Рисунок 3.8. Принципиальная тепловая схема газотурбинной надстройки паротурбинного энергоблока с подачей пара из котла-утилизатора в линию горячего промпрегрева: ГТУ – газотурбинная установка, КУ – котел-утилизатор, КА – паровой котельный агрегат, ПТУ – паротурбинная установка, Кр – конденсатор, ПНД – группа подогревателей низкого давления, ПВД – группа подогревателей высокого давления, Д – деаэратор питательной воды, ПН – питательный насос

Важнейшими преимуществами параллельной схемы являются ее приспособляемость к условиям размещения существующего оборудования, независимость от вида топлива, сжигаемого в топке основного котла, и возможность работы парового и парогазового циклов независимо друг от друга, что повышает маневренные характеристики установки.

Недостатком параллельных схем является меньшая по сравнению с утилизационной ПГУ тепловая экономичность получаемой ПГУ.

В некоторых случаях возможно **комбинирование нескольких типов схем**. Например, для устаревшей электростанции с поперечными связями часть существующих паровых котлов может демонтироваться, а вместо них устанавливаться утилизационная ГТУ подходящей мощности с котлом-утилизатором. Котел-утилизатор вырабатывает и подает пар в главный паровой коллектор при соответствующих параметрах, а для углубленной утилизации тепла газов за контуром высокого давления применяются элементы параллельной технологической схемы – паровой контур низкого давления или контур вытеснения регенерации остающихся в работе паровых турбин.

Похожая схема ПГУ реализована на Гродненской ТЭЦ-2 (рис. 3.9).

3.3. Парогазовые установки с котлами-утилизаторами

ПГУ с котлами-утилизаторами (КУ) можно классифицировать:

- по числу контуров давления (одного, двух или трех давлений);
- по количеству сочетаемых ПТУ и ГТУ (моноблок, дубль-блок, полиблок).

При этом моноблочные ПГУ могут быть одновальными (с одним электрогенератором в схеме на суммарную мощность) и многовальными, в которых каждая турбина имеет свой генератор. Одновальные ПГУ требуют меньших капитальных затрат, однако имеют недостатки – снижение маневренности ПГУ, затруднение проведения ремонтных работ.

На рис. 3.5 изображена принципиальная тепловая схема УПГУ с котлом-утилизатором одного давления, а на рис. 3.10 – УПГУ, выполненной по принципу дубль-блока (две ГТУ с КУ, работающими на одну паровую турбину) с двумя контурами генерации пара.

В основном применяются **котлы-утилизаторы** барабанного типа, которые по характеру движения газов разделяют на КУ горизонтального и вертикального типа. Горизонтальные котлы могут быть как с принудительной, так и с естественной циркуляцией, вертикальные – только с принудительной. В стесненных условиях предпочтительнее использовать вертикальные котлы-утилизаторы, однако в таких котлах дымовая труба опирается непосредственно на каркас КУ и поэтому высота ее ограничена.

Применяются также котлы с естественной циркуляцией в контурах среднего (СД) и низкого (НД) давления и прямоточным испарителем высокого давления (ВД). Замена барабана ВД на тонкостенный узел (сепаратор) позволяет существенно улучшить маневренные характеристики ПГУ.

Поскольку преобладающим способом теплообмена является конвективный, то для интенсификации теплообмена поверхности нагрева выполняются оребренными с газовой стороны.

Параметры и мощность паровой и газовой частей в схемах УПГУ однозначно связаны параметрами пара в котле-утилизаторе. Электрический КПД УПГУ $\eta_{УПГУ}^э$ зависит в основном от электрического КПД газовой $\eta_{ГТУ}^э$ и паровой $\eta_{ПТУ}^э$ частей схемы, а также от КПД КУ $\eta_{КУ}$.

КПД конденсационной УПГУ по выработке электроэнергии

$$\eta_{УПГУ}^э = \frac{N_{ПГУ}^э}{Q_{ПГУ}^{топл}} = \frac{N_{ГТУ}^э + N_{ПТУ}^э}{B_{ГТУ} Q_n^p} \quad (3.9)$$

или

$$\eta_{УПГУ}^э = \eta_{ГТУ}^э + (1 - \eta_{ГТУ}^э) \eta_{ПТУ}^э \cdot \eta_{КУ}, \quad (3.10)$$

где $N_{ПГУ}^э$, $N_{ГТУ}^э$, $N_{ПТУ}^э$ – электрическая мощность УПГУ в целом и газотурбинной и паротурбинной установок в ее составе;

$Q_{ПГУ}^{топл} = B_{ГТУ} Q_n^p$ – подвод теплоты с топливом $B_{ГТУ}$ к ПГУ (в камеру сгорания ГТУ).

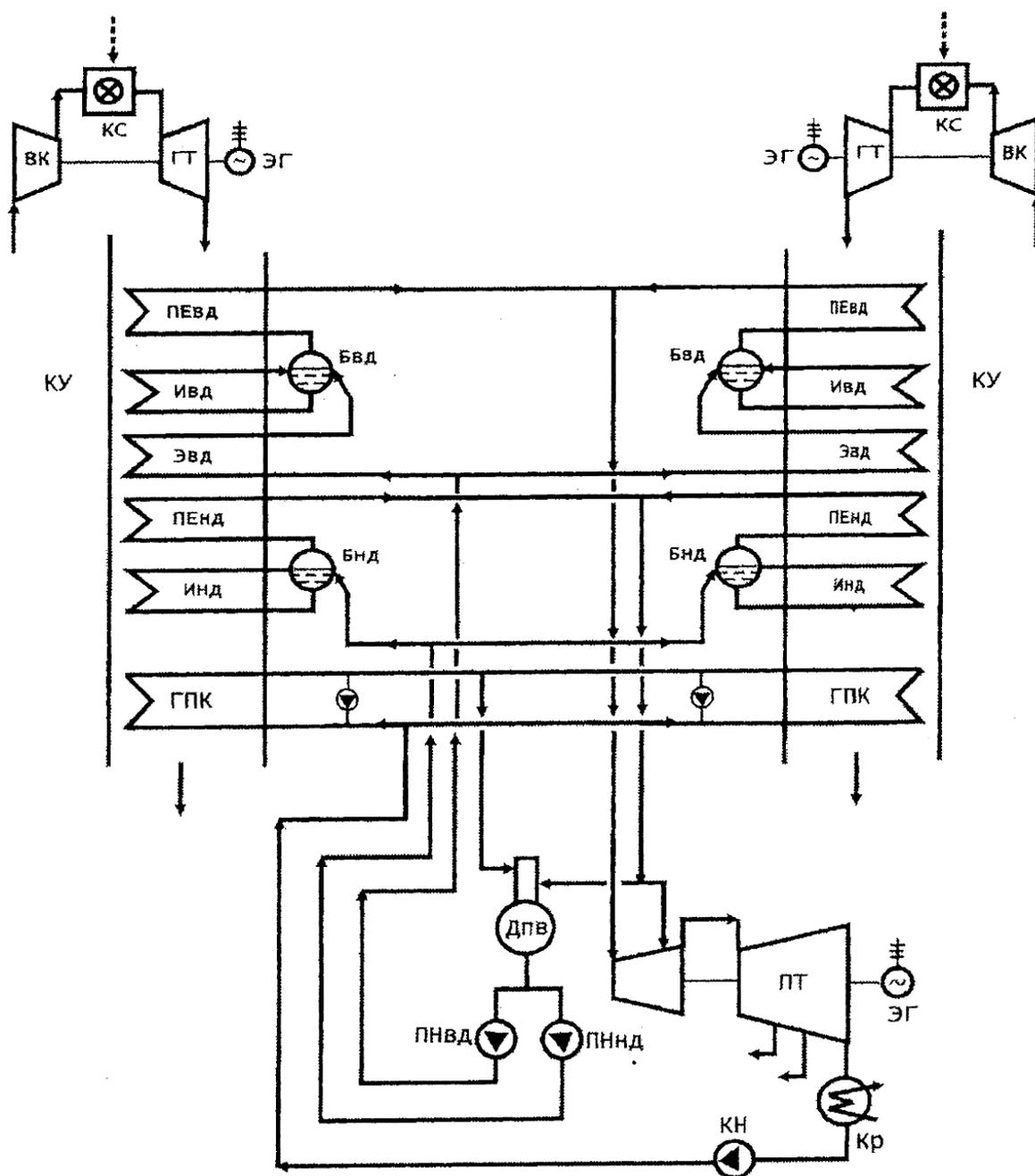


Рис. 3.10. Схема дубли-блока УПГУ с котлами-утилизаторами двух давлений:

ВК - воздушный компрессор; КС - камера сгорания; ГТ - газовая турбина; КУ - котел-утилизатор; ПЕ - пароперегреватель; И - испаритель; Э - экономайзер; Б - барабан; ГПК - газовый подогреватель конденсата; СП - сетевой подогреватель; ПТ - паровая турбина; Д - деаэрактор; Кр - конденсатор; КН - конденсатный насос; ПН - питательный насос; ЭГ - электрогенератор; ВД, НД - высокое и низкое давление

КПД котла-утилизатора определяется иначе, чем для традиционных топливоиспользующих котлоагрегатов. Величина $\eta_{ку}$ показывает эффективность утилизации теплоты уходящих газов ГТУ и находится как отношение действительной степени утилизации теплоты газов в котле-утилизаторе к теоретически возможной при их охлаждении до температуры наружного воздуха:

$$\eta_{КУ} = \frac{h_{\Gamma} - h_{\text{yx}}}{h_{\Gamma} - h_{\text{н.в}}} \eta_{\text{охл}}, \quad (3.11)$$

где h_{Γ} , h_{yx} , $h_{\text{н.в}}$ – энтальпия газов после газовой турбины (на входе в КУ), после котла-утилизатора и при температуре наружного воздуха, соответственно, кДж/кг;

$\eta_{\text{охл}}$ – коэффициент, учитывающий потери теплоты на наружное охлаждение.

Вследствие более высокого избытка воздуха в камере сгорания ГТУ в сравнении с избытком воздуха в топках традиционных энергетических котлов, КПД котлов-утилизаторов при той же температуре уходящих газов ниже, чем энергетических котлов, и составляет около $\eta_{КУ} \approx 0,75..0,85$.

В схемах утилизационных ПГУ паровая регенерация заменяется газовой: отсутствуют подогреватели высокого и низкого давления, а вместо них устанавливаются газовые подогреватели конденсата (ГПК). Обычно даже установка одного подогревателя низкого давления экономически не целесообразна. Поэтому электрический КПД паровой части схемы

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = \eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_{\Gamma}, \quad (3.12)$$

ниже КПД традиционных ПСУ.

В случае одноконтурного котла-утилизатора, в котором производится пар одного давления (см. рис. 3.5),

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = \frac{h_0 - h_{\kappa}^{\text{ад}} - \Delta h_{\text{н}}}{h_0 - h'_{\kappa} - \Delta h_{\text{н}}} \eta_{oi} \eta_m \eta_{\Gamma}, \quad (3.13)$$

где h_0 , $h_{\kappa}^{\text{ад}}$, h'_{κ} – энтальпия свежего пара, пара в конце адиабатного расширения и конденсата в конденсаторе, кДж/кг;

$\Delta h_{\text{н}}$ – повышение энтальпии в питательном насосе, кДж/кг.

Задача оптимизации параметров пара в котле-утилизаторе по наибольшему КПД УПГУ сводится к оптимизации по наибольшему КПД паросиловой установки (ПСУ)

$$\eta_{\text{ПСУ}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} \eta_{КУ}. \quad (3.14)$$

Очевидно, что параметры пара существенно зависят от температуры газов на входе в котел.

При этом для **конденсационных УПГУ** с генерацией пара одного давления существует оптимальная величина относительного расхода пара, обеспечивающего равенство водяных эквивалентов газов и воды в экономайзерной поверхности котла-утилизатора и наименьшую температуру уходящих газов КУ.

При повышении параметров вырабатываемого в КУ пара, происходит снижение его расхода $G_{\text{п}}$ против оптимальной величины, что приводит к

увеличению температуры уходящих газов t_{yx} и потерь теплоты с ними. При этом КПД ПТУ растёт, но КПД котла-утилизатора падает. При снижении параметров пара, наоборот, значения G_p и $\eta_{ку}$ увеличиваются, но падает КПД паротурбинной части установки.

В современных конденсационных УПГУ в одноконтурном котле-утилизаторе нельзя снизить температуру газов до приемлемой величины, поэтому применяются многоконтурные КУ, в которых возможно повышение параметров пара верхнего контура при минимальных потерях теплоты с уходящими газами после дополнительного парового контура.

Так, в одноконтурной схеме конденсационной УПГУ $t_{yx} \approx 150^\circ\text{C}$ и даже выше. При работе на топливе с низким содержанием серы и использовании циклов двух и трех давлений генерации пара, обеспечивается температура уходящих из котла-утилизатора газов в диапазоне $t_{yx} \approx 80...100^\circ\text{C}$.

Для паровых турбин конденсационных ПГУ оптимальными следует считать сопряженные начальные параметры пара p_0 и t_0 , соответствующие максимально допустимой его конечной влажности.

При этом обычно начальная температура перегретого пара выбирается по возможности более высокой с учетом температуры газов на входе в КУ и необходимой величины температурных напоров.

Достаточно высокий уровень температуры выхлопных газов t_r современных ГТУ позволяет реализовать любой сколь угодно сложный паросиловой утилизационный контур.

Здесь, однако, следует иметь в виду следующее.

Во-первых, усложнение схемы паротурбинной части УПГУ (увеличение количества контуров генерации пара, ввод промежуточного перегрева) приводит к увеличению поверхности теплообмена котла-утилизатора, его стоимости и аэродинамического сопротивления.

Во-вторых, полезный эффект, связанный с ростом КПД при усложнении паросилового цикла, технико-экономически оправдывает себя только при условии выбора оптимальных значений давления и температуры генерируемого по контурам КУ пара.

В-третьих, при выборе того или иного схемного решения и параметров пара должен быть учтен фактор надежности и долговечности работы паротурбинной установки и УПГУ в целом.

Ввод второй ступени давления генерируемого пара дает по сравнению с циклом одного давления прирост КПД порядка 3,5...4,0%(отн.), а ввод третьей ступени давления – еще примерно 1,5%(отн.).

Ввод промежуточного перегрева для двух и трех ступеней давления примерно в одинаковой степени увеличивает КПД – около 0,5%(отн.).

Схемы **теплофикационных УПГУ** имеют то отличие, что глубокое охлаждение газов и, следовательно, повышение эффективности использования топлива возможно за счет подогрева сетевой воды в установленных после одноконтурного КУ поверхностях сетевых подогревателей (СП) (см. рис. 3.5). По такой схеме, например, выполнены ПГУ, работающие на Оршанской ТЭЦ и Минской ТЭЦ-2.

В современных теплофикационных УПГУ с котлами-утилизаторами одного давления температура уходящих газов может составлять 80...90°C.

Применение одноконтурных КУ позволяет упростить схему и снизить удельную стоимость установок, однако двухконтурные котлы-утилизаторы также широко используются и на теплофикационных ПГУ. Как пример: ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3.

Для теплофикационных ПГУ эффективным может быть дожигание топлива после котла-утилизатора перед поверхностями сетевого подогревателя. Это мероприятие позволяет получать пиковую тепловую мощность с минимальными капитальными вложениями и является более экономичным решением в сравнении с применением пиковых водогрейных котлов (ПВК). В этом случае дожигание топлива производится за счет содержащегося в уходящих газах кислорода, то есть с уменьшением против варианта установки ПВК потерь с уходящими газами.

Покрытие сезонного пика тепловых нагрузок за счет дожигания топлива перед сетевыми подогревателями позволяет снизить коэффициент теплофикации $\alpha_{ТЭЦ}$ для отопительных парогазовых или газотурбинных ТЭЦ и приблизить его к значению $\alpha_{ТЭЦ}$ для паротурбинных ТЭЦ. Например, для отопительной парогазовой ТЭЦ в г. Дрезден $\alpha_{ТЭЦ} \approx 0,5$, то есть половина максимального отпуска теплоты в пики теплопотребления обеспечивается за счет дожигания топлива.

3.4. Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии

Для конденсационных установок основным показателем, характеризующим экономичность их работы, может служить электрический КПД.

Баланс теплоты и мощности конденсационной утилизационной ПГУ (УПГУ):

$$\begin{aligned} Q_{\text{топл}} &= V_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} = N_{\text{ПГУ}} + \Sigma \text{потерь} = \\ &= (N_{\text{ГТУ}} + \Delta N_{\text{эм,ГТУ}}) + (N_{\text{ПТУ}} + \Delta N_{\text{эм,ПТУ}} + Q_{\text{к}}) + Q_{\text{ух,КУ}} \end{aligned} \quad (3.15)$$

где $V_{\text{ГТУ}}$ – расход топлива на УПГУ (в камеру сгорания ГТУ);

$N_{\text{ГТУ}}$, $N_{\text{ПТУ}}$ – электрическая мощность ГТУ и ПТУ, при этом электрическая мощность УПГУ в целом: $N_{\text{ПГУ}} = N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}}$;

$\Delta N_{\text{эм,ГТУ}}$, $\Delta N_{\text{эм,ПТУ}}$ – электромеханические потери ГТУ и ПТУ;

$Q_{\text{к}}$, $Q_{\text{ух,КУ}}$ – теплота конденсации пара ПТУ и теплота уходящих газов КУ.

Доля мощности ГТУ и ПТУ составляет около 2/3 и 1/3 мощности УПГУ соответственно. Значит соотношение мощностей ГТУ и ПТУ в составе УПГУ – около 2/1, то есть мощность ГТУ примерно в 2 раза выше мощности ПТУ.

КПД современных конденсационных УПГУ на базе ГТУ с КПД $\eta_{\text{ГТУ}}^{\circ} = 0,35..0,4$ по (3.10) $\eta_{\text{УПГУ}} = 0,50...0,60$.

В сбросной схеме происходит вытеснение бинарного цикла паротурбинным. В СПГУ только часть теплоты топлива, сожженного в камере сгорания ГТУ, используется в бинарном цикле, а большая его часть, сожженная в топке парового котла, используется только в цикле ПТУ, поэтому экономичность снижается пропорционально снижению относительной мощности ГТУ.

Баланс теплоты и мощности конденсационной сбросной ПГУ (СПГУ):

$$\begin{aligned} Q_{\text{топл}}^{\Sigma} &= V_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} + V_{\text{КА}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} = N_{\text{ПГУ}} + \Sigma \text{потерь} = \\ &= (N_{\text{ГТУ}} + \Delta N_{\text{эм,ГТУ}}) + (N_{\text{ПТУ}} + \Delta N_{\text{эм,ПТУ}} + Q_{\text{к}}) + Q_{\text{ух,КА}} \end{aligned} \quad (3.16)$$

где $Q_{\text{ух,КА}}$ – теплота уходящих газов котлоагрегата (парового котла).

Доля мощности ГТУ и ПТУ составляет около 1/4 и 3/4 мощности СПГУ соответственно. Значит, соотношение мощностей ГТУ и ПТУ в составе СПГУ – около 1/3, то есть мощность ГТУ примерно в 3 раза меньше мощности ПТУ.

При полном дожигании топлива в среде уходящих газов ГТУ в котле при надстройке паротурбинного блока электрический КПД СПГУ приближенно можно оценить по формуле:

$$\eta_{\text{СПГУ}}^{\circ} \approx 1/3 \eta_{\text{УПГУ}}^{\circ} + 2/3 \eta_{\text{ПТУ}}^{\circ} \approx 1/3 0,5 + 2/3 0,4 \approx 0,43. \quad (3.17)$$

Опыт показывает, что реконструкция энергоблоков высокого давления по «сбросной схеме» может обеспечить повышение их тепловой экономичности до 15% относительных, из которых свыше 10% дает сама надстройка и около 5% - совершенствование паровой турбины и тепловой схемы.

В схеме с вытеснением регенерации степень бинарности еще ниже и КПД такой ПГУ еще ближе к КПД ПТУ.

При выводе ГТУ из работы (переход ПГУ в режим ПСУ) имеем $\eta_{\text{ПТУ}}^{\circ}$.

Рассмотрим показатели **теплофикационных установок**, использующих парогазовые технологии.

Тепловой баланс *теплофикационной утилизационной (когенерационной) ГТУ* (рис. 3.11):

$$\begin{aligned} Q_{\text{топл}} &= V_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} = N_{\text{ГТУ}} + Q_{\text{т,ГТУ}} + \Sigma \text{потерь} = \\ &= (N_{\text{ГТУ}} + \Delta N_{\text{эм}}) + Q_{\text{т,ГТУ}} + Q_{\text{ух}}, \end{aligned} \quad (3.18)$$

где $Q_{\text{т,ГТУ}}$ – отпуск теплоты от котла-утилизатора (газоводяного теплообменника);

$Q_{\text{ух}}$ – теплота уходящих газов котла-утилизатора (газоводяного теплообменника).

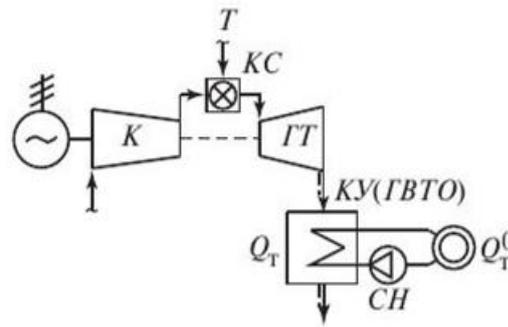


Рис. 3.11. Утилизационная (когенерационная) ГТУ: КУ – водогрейный котел-утилизатор; ГВТО – газовойдяной теплообменник; СН – сетевой насос

Тепловой баланс *теплофикационной утилизационной ПГУ*:

$$Q_{\text{топл}} = B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} = N_{\text{ПГУ}} + Q_{\text{т,ПГУ}} + \Sigma \text{потерь} = \quad (3.19)$$

$$= (N_{\text{ГТУ}} + \Delta N_{\text{эм,ГТУ}}) + (N_{\text{ПТУ}} + \Delta N_{\text{эм,ПТУ}} + Q_{\text{к}} + Q_{\text{т,ПТУ}}) + Q_{\text{т,КУ}} + Q_{\text{ух,КУ}}$$

где $Q_{\text{т,ПТУ}}$, $Q_{\text{т,КУ}}$ – отпуск теплоты от паротурбинной установки и от котла-утилизатора;

$Q_{\text{т,ПГУ}} = Q_{\text{т,ПТУ}} + Q_{\text{т,КУ}}$ – суммарный отпуск теплоты от ПГУ.

Экономичность теплофикационных установок можно оценить по величине *удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении* $W_{\text{тф}}$.

Можно показать, что для *утилизационной (когенерационной) ГТУ*, где теплота сбросных газов ГТУ используется для подогрева сетевой воды (рис. 3.10), $W_{\text{угту}}$ превышает средние значения $W_{\text{пту}}$ примерно в 1,5 раза

$$W_{\text{ГТУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{т,ГТУ}}} = \frac{\eta_{\text{ГТУ}}^3}{(1 - \eta_{\text{ГТУ}}^3 / \eta_{\text{эм}}) \eta_{\text{КУ}}} \approx 0,6..0,7, \quad (3.20)$$

Для *утилизационной ПГУ*, где теплота сбросных газов ГТУ используется не только для подогрева сетевой воды, но также для выработки электроэнергии в паротурбинной установке $W_{\text{упгу}} \approx 0,8..1,2$ превышает средние значения $W_{\text{пту}}$ в 2 и даже более раз.

Наиболее полным критерием экономичности теплофикационных установок является *экономию топлива $\Delta B_{\text{эк}}$ в энергосистеме за счет совместного производства теплоты и электроэнергии против отдельной схемы* (2.29) – (2.31).

В таблице 3.3 приведены значения $W_{\text{тф}}$ и $\Delta B_{\text{эк}}$ для различных теплофикационных установок, полученные при условии $b_{\text{зам}} \approx 320$ г у.т./кВт·ч = 320 кг у.т./МВт·ч, то есть как для паротурбинных блоков Лукомльской ГРЭС, и $b_{\text{кот}} \approx 40$ кг у.т./ГДж = 0,04 кг у.т./МДж ≈ 170 кг у.т./Гкал.

Таблица 3.3. Показатели теплофикационных установок

Показатель	УГТУ		УПГУ		ПТУ
	$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,33,$ $\eta_{\text{ку}} = 0,75$	$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,37,$ $\eta_{\text{ку}} = 0,85$	$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,33,$ $\eta_{\text{ку}} = 0,8$	$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,375,$ $\eta_{\text{ку}} = 0,82$	$\eta_{\text{э}}^{\text{ПТУ}} =$ 0,35..0,46
$W_{\text{тф}}$	0,66	0,7	1,2	1,4	0,2...0,55
$\Delta B_{\text{эк}}$	0,4	0,5	0,45	0,62	0,3...0,4

Как видно, системная экономия топлива при применении газотурбинных и парогазовых теплофикационных установок существенно превышает показатели ТЭЦ на базе паротурбинных установок.

4. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЭС

4.1. Принципиальные и развернутые (полные) схемы паротурбинных электростанций

Тепловой схемой называется условное обозначение взаимного расположения агрегатов и аппаратов электростанции, участвующих в технологическом процессе выработки электроэнергии и теплоты. Она определяет основное содержание технологического процесса преобразования тепловой энергии на электростанции и включает основное и вспомогательное теплоэнергетическое оборудование, участвующее в осуществлении этого процесса и входящее в состав пароводяного тракта электростанции.

Различают принципиальную и полную (развёрнутую) тепловые схемы станции.

Принципиальная тепловая схема (ПТС) электростанции содержит все основное и вспомогательное технологическое оборудование от котельной установки (парогенератора) до турбины по паровым и водяным линиям, а также все оборудование, служащее для отпуска теплоты внешним потребителям, термической подготовки добавочной воды, использования теплоты продувочной воды и др.

На принципиальной схеме показывают лишь те связи (коммуникации) между оборудованием, которые необходимы для осуществления технологического процесса. Резервное оборудование на схеме не указывается. Однотипное оборудование вне зависимости от числа установленных агрегатов изображается одним элементом, а трубопроводы при нескольких параллельных потоках – одной ниткой. Таким образом, ПТС изображается как одноагрегатная и однолинейная схема

Принципиальная тепловая схема должна наглядно показывать взаимную связь основных элементов электростанции, направление, параметры и расходы потоков рабочего тела в узловых точках тепловой схемы.

В левом верхнем углу схемы принято показывать оборудование с наиболее высоким потенциалом рабочего тела (котельная установка или атомный реактор). Остальное технологическое оборудование располагается по часовой стрелке по мере понижения потенциала рабочего тела в цикле: парогенератор, паровая турбина, конденсатор, конденсатный насос, регенеративные подогреватели низкого давления, деаэратор, питательный насос, регенеративные подогреватели высокого давления.

В ПТС должен быть выделен основной контур теплосилового цикла, опущены все второстепенные детали элементы, но показаны основные связи составляющих цикл аппаратов и агрегатов. Всё это облегчает последующее составление тепловых и материальных балансов, тепловые расчеты отдельных аппаратов и агрегатов цикла.

Значения расходов обычно наносятся на принципиальную схему после проведения расчета, т.е. после решения уравнений материальных и тепловых балансов узлов, агрегатов и аппаратов, составляющих схему.

Полная (развернутая) тепловая схема включает все агрегаты: рабочие и резервные, трубопроводы со всеми параллельными «нитками», арматуру, пусковые устройства. На полной схеме кроме основного технологического процесса представлены пусковые, резервные, аварийные схемы. Эта схема отражает все возможные пути движения теплоносителя и все возможные режимы работы оборудования.

Полная (развернутая) тепловая схема делится на три крупные части:

1. Схема главных паропроводов: а) линия острого пара - участок от пароперегревателя котельного агрегата до регулирующих клапанов турбины; б) линия промежуточного перегрева пара - участок от выхлопа цилиндра высокого давления до регулирующих клапанов цилиндра среднего давления турбины.

2. Главные трубопроводы – линия от питательных насосов до питательного узла котла (линия питательной воды).

3. Линия основного конденсата – участок от конденсатора до деаэратора, включая сам деаэратор.

Принципиальная тепловая схема станции для стандартных турбин и парогенераторов имеет в своей основе типовые заводские решения по паротурбинному агрегату: число отборов, число подогревателей, место включения деаэратора, место установки питательного насоса и другие детали схемы.

При разработке принципиальных схем новых типов турбин обычно проводятся полные исследования по рациональному выбору отдельных элементов и всей схемы в целом. При этом стремление к максимальной экономии теплоты в схеме станции должно отвечать условию минимума приведенных затрат при обеспечении максимальной надежности работы оборудования станции.

Выбор и составление принципиальной тепловой схемы является важнейшим этапом проектирования электростанции.

При этом в общем случае выбираются:

- тип турбин и котлов;
- схема включения основного оборудования по технологическим связям (блочная, с поперечными связями);
- схема регенеративного подогрева питательной воды (температура питательной воды, число ступеней подогрева, распределение подогрева воды по ступеням, тип подогревателей, схема отвода конденсата греющего пара и т.п.);
- схема включения питательных насосов, тип привода насосов и схема включения турбопривода в тепловую схему блока;
- схема отпуска теплоты внешним потребителям;
- способ подготовки добавочной воды для восполнения потерь пара и конденсата;
- схема использования теплоты вспомогательных потоков.

В случае применения барабанных котлов разрабатывается схема использования теплоты непрерывной продувки. Возможно применение одно- и двухступенчатой схемы расширителей непрерывной продувки с направлением выпара соответственно в деаэраторы повышенного давления или атмосферные. Двухступенчатая схема расширителей непрерывной продувки применяется на промышленно-отопительных ТЭЦ (с турбинами типа Р и ПТ), одноступенчатая — на КЭС и отопительных ТЭЦ. Теплота продувочной воды расширителей используется для подогрева сырой или добавочной воды.

В установках с промежуточным перегревом пара отбор на один из подогревателей высокого давления (ПВД) выполняется из «холодной» линии промперегрева ввиду более высокой эффективности такого решения по сравнению с отбором пара из горячей линии промперегрева.

Современные теплофикационные турбины обеспечивают двух- или трехступенчатый (с учетом теплофикационных пучков в конденсаторе) подогрев сетевой воды. При этом для деаэрации добавочной воды тепловой сети следует применять вакуумные деаэраторы.

4.2. Методика расчета тепловой схемы паротурбинных электростанций

Цель расчета тепловой схемы — определение параметров и значений расходов потоков, проходящих через все элементы схемы (теплообменники различного назначения, включая регенеративные и сетевые подогреватели, насосы, эжекторы, отсеки турбины и т.д.), а также мощности установки и показателей тепловой экономичности.

Расчет тепловой схемы КЭС, может производиться на различных режимах.

1. Режим максимальной (номинальной) нагрузки блока, по данным расчета которого производится выбор котлов и вспомогательного оборудования.

2. Режим технического минимума нагрузки блоков, определяющий экономичность работы их в часы провала графика электрических нагрузок энергосистемы.

3. Режим промежуточной частичной нагрузки ПТУ.

При частичных нагрузках следует рассмотреть возможность работы блоков сверхкритического давления (СКД) со скользящим начальным давлением пара.

Для отопительных ТЭЦ характерные режимы ПТУ определяются графиками тепловых нагрузок:

а) зимний режим с максимальной тепловой нагрузкой турбины и давлениями в отопительных отборах, определяемыми графиком подогрева сетевой воды при расчетной для отопления температуре наружного воздуха $t_{\text{но}}^{\text{р}}$. По этому режиму выбирают мощность котлов и вспомогательное оборудование;

б) режим максимальной тепловой нагрузки турбины при температуре наружного воздуха соответствующей моменту включения пиковых водогрейных котлов. Этому режиму отвечает максимальная теплофикационная мощность ПТУ;

в) летний режим при заданном расходе теплоты из отборов турбины на горячее водоснабжение;

г) конденсационный режим при отключенных отопительных отборах пара.

Для турбин типа ПТ, кроме отмеченных, могут приниматься режимы, отличающиеся расходом пара из производственного отбора (нулевой, номинальный или максимальный).

Различают следующие основные **методы расчета тепловых схем**:

1) метод расчета в неявном виде, когда расходы пара в отборы определяются в долях от искомого расхода пара на турбину, который затем находится из уравнения мощности турбины с отборами пара;

2) метод последовательных приближений, когда расчет ведется по предварительно принятому расходу пара на турбину с последующим его уточнением,

3) метод расчета по заданному расходу пара в конденсатор;

4) расчет с использованием диаграммы режимов турбины.

В зависимости от постановки задачи и исходных данных могут использоваться все названные методы расчета тепловой схемы.

Так, метод расчета по заданному расходу пара в конденсатор с определением мощности турбины следует применять для режимов работы ТЭЦ по тепловому графику, в частности, с трехступенчатым подогревом сетевой воды. При этом расход пара в конденсатор будет минимально-вентиляционным и определяться давлением перед ЧНД (в нижнем отопительном отборе) $p_{\text{т.н}}$.

Так как обычно исходной величиной является электрическая мощность турбины, то широко используются два первых метода.

В курсовом и дипломном проектировании рекомендуется использовать первый метод, как обеспечивающий достаточно точное решение задачи без последовательных приближений.

Расчет тепловой схемы ПТУ по этому методу предполагает приведенные ниже этапы.

1) Составляется баланс основных потоков пара и воды, величина которых выражается в долях искомого расхода пара – расход пара через проточную часть турбины G_T .

2) Строится процесс расширения пара в турбине на hs -диаграмме. Перед этим определяются значения давлений пара в регулируемых отборах в соответствии с принятым режимом работы турбоустановки и уточняются значения давлений пара нерегулируемых отборах.

3) Определяется состояние пара и воды в системе регенерации.

4) Составляются тепловые балансы и определяется расход пара на теплообменники регенеративной системы в долях от искомого расхода пара G_T . В зависимости от особенностей тепловой схемы производится расчет расширителей непрерывной продувки; системы ПВД; турбопривода питательного насоса; деаэраторов; сетевой установки; системы ПНД.

5) Решается уравнение мощности и определяется расход пара на турбину.

Расход пара на турбоустановку можно определить из уравнения мощности:

$$G_0 = \left(\frac{N_{\text{э}}}{(h_0 - h_k + \Delta h_{\text{пп}}) \cdot \eta_m \cdot \eta_g} + \sum_{i=1}^n G_{\text{отб}i} \cdot y_{\text{отб}i} \right) \cdot (1 + \alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}}), \text{ кг/с}, \quad (4.1)$$

где η_m и η_g – механический КПД и КПД электрогенератора ($\eta_m \cdot \eta_g \approx 0,98$);
 $\alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}}$ – приведенная относительная величина утечек пара через концевые уплотнения турбины ($\alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}} \approx 0,015$.)

В уравнение (4.1) $G_{\text{отб}i}$ подставляется в явном виде, если известны абсолютные значения этих отборов, или в виде $G_{\text{отб}i} = \alpha_{\text{отб}i} G_0$

Решая уравнение (4.1) получаем G_0 , а затем расходы пара в обзоры $G_{\text{отб}i}$ и расход пара в конденсатор

$$G_k = G_0 - \sum_{i=1}^n G_{\text{отб}i} \quad (4.2)$$

Для проверки правильности расчетов проверяется равенство заданной мощности турбины и суммы мощностей, развиваемых на отдельных потоках пара

$$N_{\text{э}} = (h_0 - h_k + \Delta h_{\text{пп}}) \cdot (G_k + \sum_{i=1}^n G_{\text{отб}i} \cdot (1 - y_{\text{отб}i})) \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (4.3)$$

Равенство мощностей по (4.1), (4.3) должно соблюдаться с погрешностью не более 1%.

4.3. Расчёт технико-экономических показателей ТЭС

Суммарный расход теплоты на паротурбинную установку с промперегревом пара и расширителем непрерывной продувки барабанного парогенератора:

$$Q_0 = G_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) + G_{пп} \cdot \Delta h_{пп} + G_p \cdot (h_p'' - h_p'), \quad (4.4)$$

где $G_{пп}$ – расход пара в промежуточный пароперегреватель, кг/с;
 $\Delta h_{пп}$ – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе;
 G_p – расход пара из расширителя непрерывной продувки.

Для теплофикационной турбины расход теплоты на выработку электроэнергии находится с учетом расхода теплоты на тепловое потребление $Q_{отп}$:

$$Q_э = Q_0 - Q_{отп} \quad (4.5)$$

Абсолютный электрический КПД турбоустановки:

$$\eta_э = \frac{N_э}{Q_э}. \quad (4.6)$$

Удельный расход теплоты:

$$q_T = \frac{3600}{\eta_э}, \text{ кДж}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}). \quad (4.7)$$

Расход теплоты от котла:

$$Q_{пе} = G_{пе} \cdot (h_{пе} - h_{пв}) + G_{пп} \cdot \Delta h_{пп} + G_{пр} \cdot (h_{пр} - h_{пв}); \quad (4.8)$$

где $G_{пе}$ – расход перегретого пара от парогенератора, определяемый с учетом утечек в тепловой схеме $G_{пе} = G_0 + G_{ут}$

$G_{пр}$ – расход продувочной воды – для парогенератора барабанного типа.

КПД теплового потока:

$$\eta_{тп} = \frac{Q_0}{Q_{пе}}. \quad (4.9)$$

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии:

$$b_э = \frac{123}{\eta_э \cdot \eta_{тп} \cdot \eta_{ка}^{бр}}, \text{ г у. т.}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}), \quad (4.10)$$

где $\eta_{ка}^{бр}$ – КПД брутто котлоагрегата.

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_T = \frac{143f}{\eta_{тп} \cdot \eta_{ка}^{бр}}, \text{ кг у. т.}/\text{Гкал} = \frac{34,1f}{\eta_{тп} \cdot \eta_{ка}^{бр}}, \text{ кг у. т.}/\text{ГДж}, \quad (4.11)$$

где f – коэффициент, учитывающий потери теплоты, связанные с ее отпуском и учитывающий потери теплоты в тепловых сетях и оборудовании теплофикационных установок, расположенных в ограде станции ($f \approx 1,025$).

4.4. Методы анализа влияния структурных изменений в схеме ТЭС на ее экономичность

Трудности при анализе тепловых схем заключаются в необходимости учета взаимных влияний отдельных элементов схемы, так как при изменении параметров теплоносителя в одном элементе схемы, происходит неизбежное изменение параметров в других элементах.

Например, изменение процесса расширения пара в турбине вследствие больших изменений потока пара и теплоты в отдельных элементах схемы вызывает изменение параметров всех регенеративных элементов.

Кроме этого при анализе тепловых схем паротурбинных установок существуют трудности, связанные с необходимостью учета взаимного влияния отдельных элементов тепловой схемы, оценки массовых и тепловых потоков во вспомогательных аппаратах и элементах и пр.

Для подавляющего большинства инженерных задач допустима приближенная оценка решений с точностью до 3...5%. Это можно сделать путем некоторых упрощений и приближений, например при использовании **метода коэффициентов ценности теплоты**.

Метод основан на использовании понятия относительной ценности теплоты в данном цикле при неизменной мощности N паротурбинной установки. Это понятие введено в начале 30-х годов прошлого века.

Метод дает возможность определить изменение расхода теплоты свежего пара ΔQ_0 , отпускаемой на турбоустановку, а значит изменение расхода теплоты топлива в парогенератор $\Delta Q_{\text{пг}}$, в результате отклонений расходов и параметров теплоносителей в любой точке тепловой схемы.

Считается, что каждый поток теплоты в любой точке тепловой схемы имеет определенную ценность, под которой подразумевается возможная относительная выработка мощности единицей теплоты этого потока по отношению к выработке мощности острым паром.

Наибольшую ценность имеет поток острого пара перед турбиной (и в парогенераторе), его коэффициент ценности, т.е. относительная выработка по сравнению с потоком рабочего тела с начальными параметрами пара P_0 и t_0 равен $\xi_0 = 1$.

Очевидно, что поток пара с параметрами, равными параметрам в конденсаторе, совершить дополнительную работу не может, поэтому коэффициент ценности этого потока $\xi_k = 0$.

Коэффициенты остальных промежуточных потоков пара лежат в пределах $0 \leq \xi_j \leq 1$.

Любое тепловое возмущение $Q_{\text{возм}} = Q_j$ вызывает изменение расхода теплоты на паротурбинную установку $\Delta Q_0 = \xi_j Q_{\text{возм}} = \xi_j Q_j$

Например, при внесении в схему дополнительного теплового потока Q_j , будет уменьшаться расход теплоты Q_0 и $Q_{\text{пг}}$, т.е. уменьшен расход топлива в парогенераторе $B_{\text{пг}}$; а при отводе теплоты, наоборот, произойдет увеличение расхода теплоты и перерасход топлива (мощность установки остается неизменной).

При этом

$$\Delta Q_{\text{пг}} = \Delta Q_0 / \eta_{\text{тп}}, \quad (4.12)$$

где $\eta_{\text{тп}}$ – КПД теплового потока.

Изменение расхода топлива в парогенераторе находится с учетом КПД нетто парогенератора на данном режиме:

$$\Delta B_{\text{пг}} = \Delta Q_{\text{пг}} / (Q_{\text{н}}^{\text{п}} \eta_{\text{ка}}^{\text{н}}) = \xi_j Q_j / (Q_{\text{н}}^{\text{п}} \eta_{\text{тп}} \eta_{\text{ка}}^{\text{н}}). \quad (4.13)$$

Таким образом, применение метода коэффициентов ценности теплоты позволяет любое изменение расхода теплоты в какой-либо точке схемы перевести в изменение расхода топлива в парогенераторе и тем самым быстро определить изменение экономичности всей установки.

Формула Я.М. Рубинштейна для коэффициента ценности теплоты:

$$\xi = y [1 + k (1 - y)], \quad (4.14)$$

где y – коэффициент недовыработки мощности паром отбора турбины;

k – коэффициент, зависящий от начальных параметров установки, состава и особенностей тепловой схемы.

$$k = 1/2 (h'_{\text{во}} - h'_{\text{вк}}) / (h_0 - h'_{\text{вк}}), \quad (4.15)$$

где $h_0, h'_{\text{во}}$ – энтальпия свежего пара и воды при температуре насыщения того же пара; $h'_{\text{вк}}$ – энтальпия конденсата на выходе из конденсатора.

Для стандартных параметров и схем значения k приводятся в таблицах. Для начального давления 13 – 24 МПа в схеме с промежуточным перегревом $k = 0,4 \dots 0,45$.

Коэффициенты недовыработки отборов определяются по формулам:

- для отборов до промежуточного пароперегревателя

$$y_{\text{отб}i} = \frac{h_{\text{отб}} - h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{пп}}}{h_0 - h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{пп}}};$$

- для отборов после промежуточного пароперегревателя

$$y_{\text{отб}i} = \frac{h_{\text{отб}} - h_{\text{к}}}{h_0 - h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{пп}}};$$

Вместо определения добавочного расхода или экономии теплоты ΔQ_0 , получающихся в результате небольшой вариации теплового баланса при

неизменной внутренней мощности N , можно находить изменение внутренней мощности ΔN при одном и том же расходе теплоты Q_0

$$\Delta N = e Q_j, \quad (4.16)$$

где e – коэффициент изменения мощности (КИМ).

$$e = \xi \eta, \quad (4.17)$$

Здесь η – внутренний (абсолютный) КПД установки.

Расчет КИМ производится от конденсатора и все подогреватели нумеруются в обратном порядке. При расчете используются следующие рекуррентные соотношения:

- для поверхностных подогревателей

$$1 - e_J = (1 - e_{J-1}) \cdot \frac{h_K - h_{ДРJ}}{h_J - h_{ДРJ}} \quad (4.18)$$

- для узловых подогревателей (смешивающих или с дренажными насосами)

$$e_J^C = \frac{h_J - h_K - \sum_1^{J-1} e \cdot \Delta h_B}{h_J - h_{B,J-1}} \quad (4.19)$$

4.5. Методы расчета тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций

Методические основы расчета тепловой схемы и показателей топливоиспользования парогазовых установок с примерами расчетов изложены в разработанном автором методическом пособии:

Расчет тепловой схемы утилизационных парогазовых установок: методическое пособие по дипломному проектированию для студентов специальностей 1–43 01 04 – «Тепловые электрические станции», 1–53 01 04 – «Автоматизация и управление энергетическими процессами». / С.А. Качан. – Мн.: БНТУ, 2007. – 130 с.

<http://rep.bntu.by/handle/data/17478>

4.6. Выбор вспомогательного оборудования

Выбор вспомогательного оборудования котельного отделения

На котел паропроизводительностью 500 т/ч и менее, а также на каждый котел дубль-блока устанавливается по одному дымососу и дутьевому вентилятору. На котлах большей паропроизводительности устанавливается по два дымососа и вентилятора. На котлах, работающих под наддувом, дымососы

не устанавливаются. Они могут применяться только как резервные для обеспечения возможности работы котла с уравновешенной тягой.

Если на котел устанавливаются два дымососа и два дутьевых вентилятора, производительность каждого из них должна быть 50%. Для котлов, работающих на АШ и тощих углях, один дымосос или вентилятор должны обеспечивать нагрузку котла не менее 70% номинальной.

Расходы воздуха перед вентиляторами и газов перед дымососами определяются по формулам:

$$Q_{\text{в}} = \alpha_{\text{в}} B_{\text{р}} V_{\text{в}}^{\circ} T_{\text{хв}}/273; \quad (4.20)$$

$$Q_{\text{д}} = B_{\text{р}}(V_{\text{д}}^{\circ} + (\alpha_{\text{д}} - 1) V_{\text{в}}^{\circ}) T_{\text{д}}/273, \quad (4.21)$$

где $\alpha_{\text{в}}$, $\alpha_{\text{д}}$ – коэффициенты избытка воздуха соответственно перед вентилятором и дымососом;

$B_{\text{р}}$ – расход топлива котлом;

$V_{\text{в}}^{\circ}$, $V_{\text{д}}^{\circ}$ – теоретические объемы соответственно воздуха и продуктов сгорания;

$T_{\text{хв}}$, $T_{\text{д}}$ – абсолютные температуры соответственно воздуха на всасе вентиляторов и газов перед дымососом.

Расходы воздуха $Q_{\text{в}}$ и газов $Q_{\text{д}}$ определяются с учетом выбранного типа котлоагрегатов, вида топлива и топочных устройств, принятых значений избытка воздуха в топке $\alpha_{\text{т}}$ и присосов воздуха в газовом тракте; для пылеугольных топок выбирается обычно $\alpha_{\text{т}} = 1,15$, в циклонных и двухкамерных топках $\alpha_{\text{т}} = 1,05 \dots 1,1$, при газомазутном топливе $\alpha_{\text{т}} = 1,05$. В случае сжигания высокосернистого мазута как основного топлива принимают $\alpha_{\text{т}} = 1,02 \dots 1,03$.

Присосы воздуха в газовом тракте парового котла от пароперегревателя до золоуловителя в соответствии с ПТЭ не должны превышать 10% при трубчатом и 20% при регенеративном воздухоподогревателях, в электрофильтрах – 10%, в циклонах или мокрых золоуловителях – 5% от теоретически необходимого объема воздуха.

Расчетная производительность дымососов и вентиляторов выбирается с запасом 10%. Расчетный напор дутьевых вентиляторов и дымососов определяется по данным расчета сопротивления воздушного и газового трактов с запасом соответственно 15 и 20%.

При выборе тяго-дутьевых машин расчетный напор необходимо привести к плотности среды, для которой даются характеристики машин заводом-изготовителем:

$$H_{\text{р}}^{\text{нр}} = H_{\text{р}} \rho / \rho_{\text{зав}}, \quad (4.22)$$

$$H_{\text{р}}^{\text{нр}} = H_{\text{р}}(t + 273)/T_{\text{зав}}, \quad (4.23)$$

где $\rho_{\text{зав}}$, $T_{\text{зав}}$ – соответственно плотность и абсолютная температура среды по заводским условиям.

Формулы записаны без учета изменения барометрического давления.

Заводские характеристики строятся обычно для вентиляторов при $t_{зав} = 30^\circ\text{C}$ ($\rho_{зав} = 1,16 \text{ кг/м}^3$), а для дымососов при $t_{зав} = 100^\circ\text{C}$ ($\rho_{зав} = 0,947 \text{ кг/м}^3$).

Вентиляторы и дымососы выбираются с помощью полей характеристик серийных машин и их индивидуальных аэродинамических характеристик. При этом КПД дымососов и вентиляторов при номинальной нагрузке котла должен быть не менее 90 и 95% соответственно от максимального КПД.

Установленная мощность электродвигателей тяго-дутьевых машин определяется по формуле

$$N_{эл} = \beta_z Q_p H_p / (3600 \eta^p), \quad (4.24)$$

где β_z – коэффициент запаса мощности электродвигателя; принимается равным 1,1;

η^p – эксплуатационный КПД машины на расчетном режиме.

Технические характеристики некоторых типов тягодутьевых машин приведены в:

Вспомогательное оборудование электростанций [Электронный ресурс] : учебно-методический комплекс для студентов специальности: 1-53 01 04 "Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами" / Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" ; сост.: Н. Б. Карницкий, Е. В. Пронкевич, С. А. Качан. – Минск : БНТУ, 2018.

<http://rep.bntu.by/handle/data/43245>

Выбор вспомогательного оборудования турбинного отделения

Важнейшими механизмами собственных нужд ТЭС являются питательные насосы. Они выбираются на подачу питательной воды при максимальной мощности ТЭС с запасом не менее 5%. Расчетный напор питательного насоса должен превышать давление пара на выходе из котла с учетом потерь давления в тракте и необходимой высоты подъема воды. Приближенно можно принять

$$p_{п.н} = (1,25 \dots 1,35) p_0, \quad (4.25)$$

где p_0 – номинальное давление пара перед турбиной.

Для мощных блоков применяется турбинный привод питательных насосов, в других случаях – электропривод.

Для предотвращения кавитации, повышения надежности питательных насосов (особенно высокооборотных с турбоприводом) и снижения высоты размещения деаэратора устанавливают предвключенные низкооборотные бустерные насосы.

Для блоков на давление пара 12,75 МПа применяют питательные электронасосы. На блок устанавливают, как правило, один рабочий насос со 100%-й подачей, а на складе предусматривается один резервный насос для всей электростанции.

На блоках с критическим давлением пара устанавливают питательные насосы с турбоприводом: один подачей 100% или два подачей по 50% (если

принят к установке один турбонасос, то дополнительно устанавливается пуско-резервный насос с электроприводом подачей 30...50%).

На КЭС неблочной структуры, входящих в энергосистему, общая подача питательных насосов выбирается такой, чтобы при выходе из строя наиболее крупного из них оставшиеся обеспечили номинальную паропроизводительность всех котлов.

Резервный питательный насос на ТЭЦ не устанавливается, а предусматривается на складе: один насос для всей электростанции (на каждый тип насоса). На изолированных ТЭС неблочной структуры должно устанавливаться не менее двух резервных турбонасосов.

Если на ТЭС рабочими являются турбонасосы, то необходима установка хотя бы одного электронасоса для первоначального пуска станции.

Конденсатные насосы турбин выбирают с одним резервным насосом: два насоса со 100%-й подачей или три – с 50%-й.

Расчетная подача конденсатных насосов определяется по формуле

$$G_k = (1, 1 \dots 1, 2) G_k^{\max}, \quad (4.26)$$

где G_k^{\max} – максимальный расход пара в конденсатор (для теплофикационных турбин расчет производится по конденсационному режиму работы).

Для турбин с блочной обессоливающей установкой (БОУ) применяют две ступени конденсатных насосов: с небольшим (около 0,9 МПа) напором после конденсатора и с полным – после БОУ.

После смешивающих (контактных) ПНД, которые komponуются без гидростатического подпора, для перекачки конденсата требуется установка перекачивающих насосов, выбираемых с резервом.

Дренажные (сливные) насосы регенеративных подогревателей устанавливают без резерва с применением резервной линии каскадного слива дренажа в конденсатор.

Насосы для питания водой вспомогательных теплообменников (испарители, паропреобразователи и др.), а также насосы бакового хозяйства выбираются преимущественно централизованно на всю ТЭС или часть ее секций с одним резервным насосом.

Регенеративные подогреватели поступают в комплекте с турбиной и устанавливаются без резерва. Как правило, применяется «одноточная» схема подогревателей, хотя на головных образцах наиболее мощных блоков встречается «двухниточная» и даже «трехниточная» схема.

Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу. На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор. На неблочных электростанциях обеспечивается возможность ремонта любого деаэратора при работе остальных.

Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен составлять: для блочных ГРЭС не менее 3,5 мин, для неблочных ГРЭС и ТЭЦ – не менее 7 мин.

На электростанциях создается дополнительный запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемых вне зданий. На блочных ТЭС вместимость баков принимается на 30 мин работы электростанции с максимальной нагрузкой, но не менее 4000 м³. На остальных ТЭС — на 40 мин, но не менее 2000 м³. Указанные емкости включают емкость для сбора загрязненного конденсата.

Деаэраторы добавочной воды и подпитки тепловой сети выбирают централизованно для всей ТЭС или ее очередей.

Испарительные установки для возмещения потерь конденсата устанавливают индивидуально у каждой турбины. Резервных корпусов не применяют. При использовании многоступенчатых испарительных и многокорпусных паро-преобразовательных установок целесообразно иметь один резервный корпус.

Редукционно-охладительные установки (РОУ), предназначенные для резервирования регулируемых отборов пара, идущего на производство, устанавливаются по одной для соответствующих параметров пара; производительность их равна расходу пара из отбора одной турбины. РОУ для резервирования отопительного отбора не устанавливаются.

Основные сетевые подогреватели устанавливаются индивидуально у турбин без резервных корпусов (ремонт их предусматривается в неотапливаемый период). Сетевые подогреватели устанавливают также на двух энергоблоках КЭС с пропускной способностью каждой установки по 80% максимальной.

Пиковые сетевые подогреватели на ТЭЦ с пиковой водогрейной котельной не применяются.

Сетевые, подпорные (сетевые насосы 1-й ступени для турбин с двухступенчатым подогревом воды) и подпиточные насосы выбирают в соответствии с гидравлическим расчетом и режимом тепловых сетей и учетом летнего режима работы (в последнем случае возможна установка насосов с меньшей подачей). Предусматривается установка резервных подпорного и подпиточного насосов, по одному на каждые пять рабочих насосов.

Конденсатные насосы сетевых подогревателей также выбирают с резервом (резервный насос не устанавливается на подогревателе верхней ступени турбин со ступенчатым подогревом сетевой воды, в этом случае предусматривается каскадный сброс конденсата из верхнего подогревателя в нижний).

4.7. Трубопроводы и арматура

Трубопроводы, объединяющие тепловое оборудование, образуют важную часть электростанции. Система трубопроводов включает: трубы, соединительные (фланцы и др.) и фасонные части (колена, отводы, тройники,

крестовины, переходы и др.); компенсаторы тепловых удлинений; арматуру отключающую, регулирующую и предохранительную (защитную) с приводными устройствами; различные крепления – опоры неподвижные и подвижные, подвески; тепловую изоляцию и покрытия.

По виду протекающей среды трубопроводы разделяются на паропроводы и водопроводы; воздухопроводы (воздуховоды) и газопроводы (газоходы); мазутопроводы и маслопроводы; пылепроводы и др.

Ниже рассмотрим трубопроводы пара и воды.

К *паропроводам* относятся: трубопроводы свежего пара от парогенераторов к турбинам; пара промежуточного перегрева — от турбин к парогенераторам («холодные» линии) и от парогенераторов к турбинам («горячие» линии); трубопроводы отборов пара из турбин на регенеративные подогреватели и другие теплообменники; паропроводы приводных турбин вспомогательных машин (питательных насосов, воздуходувок парогенераторов под наддувом); трубопроводы протечек пара из уплотнений турбин; паропроводы мазутного хозяйства, собственного расхода, электростанции, редуционно-охладительных установок и др.

К *водопроводам* относятся: питательные трубопроводы парогенераторов и других теплообменников (испарителей, паропреобразователей); трубопроводы основного конденсата турбин и конденсата греющего пара теплообменников; трубопроводы охлаждающей воды конденсаторов турбин, масло- и газоохладителей турбоагрегатов, сетевой воды; различные дренажные и сливные трубопроводы и др.

В зависимости от вида и параметров протекающей среды трубопроводы разделяют на **несколько категорий**. Первая и вторая категории включают трубопроводы с более высокими параметрами среды, третья и четвертая – с относительно невысокими параметрами среды (табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Категории трубопроводов

Категория	Среда	Рабочие параметры среды	
		Температура, °С	Давление (избыточное), МПа
1	А - перегретый пар Б - перегретый пар В - перегретый пар Г - перегретый пар Д - горячая вода, насыщенный пар	выше 580 от 540 до 580 от 450 до 540 до 450 выше 115	не ограничено то же то же более 3,9 более 8,0
2	А - перегретый пар Б - перегретый пар В - горячая вода, насыщенный пар	от 350 до 450 до 350 выше 115	до 3,9 более 2,2 до 3,9 более 3,9 до 8,0
3	А - перегретый пар Б - перегретый пар В - горячая вода, насыщенный пар	от 250 до 350 до 250 выше 115	до 2,2 более 1,6 до 2,2 более 1,6 до 3,9
4	А -перегретый, насыщенный пар Б - горячая вода	от 115 до 250 выше 115	более 0,07 до 1,6 до 1,6

Трубопроводы различных категорий изготавливают из сталей различных классов: аустенитных высоколегированных (хромоникелевых); ферритно-перлитных (хромистых); перлитных низколегированных (хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых); углеродистых (стали 20 и 10). Легированные добавки в аустенитных сталях составляют до 30% их массы, в хромистых – 10...12%, в перлитных – около 2...4%.

Диаметр трубопровода определяется на основании технико-экономического анализа. Стоимость трубопроводов составляет ощутимую долю стоимости электростанции. С уменьшением диаметра снижаются капитальные затраты, но при этом увеличивается скорость движения среды, увеличивается сопротивление среды, снижается адиабатный теплоперепад, а следовательно и КПД.

Трубопровод (включая арматуру и соединительные части), изготовленный для определенных рабочих параметров (температуры и давления), можно использовать при более высокой температуре, но при пониженном давлении.

Рабочее давление трубопровода при температуре не выше 200°C называют *условным давлением*. Допускаемое повышение температуры при соответствующем снижении рабочего давления зависит от марки стали. Трубопровод вместе с арматурой испытывается гидравлически при *пробном давлении* $p_{пр} = 1,25p_{раб}$, где $p_{раб}$ – допустимое рабочее давление трубопровода.

При монтаже горизонтальные участки паропроводов выполняют с уклоном не менее 0,002 в направлении движения среды и снабжают дренажными устройствами.

Компенсацию тепловых удлинений каждого участка трубопровода между неподвижными опорами обеспечивают самокомпенсацией или устанавливают компенсаторы (П-образные или лирообразные и др.). Неподвижные опоры располагают, исходя из условия самокомпенсации трубопроводов. Сварные соединения трубопроводов должны отстоять от края опоры не менее чем на 200 мм.

Холодный натяг трубопроводов, предусматриваемый проектом, выполняют после сварки соединений, после необходимой термической обработки и контроля сварных соединений.

Несущие конструкции трубопровода, опоры и подвески (кроме пружин) рассчитывают на вертикальную нагрузку от массы трубопровода, наполненного водой, с изоляцией и на усилия, возникающие от термического его расширения.

Трубопроводы с температурой стенки выше 45°C, расположенные в местах, доступных для обслуживающего персонала, покрывают **тепловой изоляцией**, с температурой наружной поверхности не выше 45°C. В местах расположения сварных соединений и точек измерения ползучести металла трубопроводов 1-й категории применяют съемную изоляцию.

В качестве тепловой изоляции главных трубопроводов рекомендуются сегменты известково-кремнеземистые, включая прессованные, с оклейкой стеклянной тканью. Изоляция этих трубопроводов внутри главного корпуса

покрывается листом из алюминиевых сплавов толщиной 0,8 мм, на открытом воздухе – тонколистовой оцинкованной сталью толщиной также 0,8 мм.

Арматура – важный элемент трубопроводов электростанции.

В зависимости от назначения и конструктивного выполнения используют следующие ее виды.

Запорная арматура служит для временного отключения отдельных участков трубопровода и прекращения движения в них среды (пара, воды, газа). К ней относятся задвижки, вентили, краны. Она управляется дистанционно (с щитов и по месту) приводами различного вида.

Регулирующая арматура позволяет изменять расход и параметры среды; регулируя проходное сечение вентиля, клапана, изменяют расход и давление среды. Привод регулирующей арматуры, как правило, автоматизируется. К регулирующей арматуре относятся: регулирующие клапаны турбины, регулирующие клапаны питания парогенераторов, впрыска воды в паропроводы; редуционно-охладительные установки, регуляторы уровня, конденсатоотводчики и т. д.

Предохранительно-защитная арматура служит для защиты оборудования и трубопроводов от недопустимого повышения давления, от обратного тока среды, попадания воды в турбину и т. д.

Применяют предохранительные (атмосферные) клапаны на паропроводах высоких параметров и регулируемых отборов, различном оборудовании (деаэраторы и др.). Устанавливают обратные клапаны на напорной линии насосов при параллельной их работе, на линиях отбора пара из турбин. Перед регулирующими клапанами подвода пара к цилиндру турбины после промежуточного перегрева устанавливают отсечно-защитные клапаны для отвода пара в конденсатор во избежание разноса ротора турбины при сбросе нагрузки.

Регенеративные подогреватели высокого давления отключают автоматически от питательного трубопровода и направляют воду в обвод подогревателей в случае разрыва их трубок, для защиты турбины от попадания в нее воды и т.д.

Контрольная арматура, преимущественно краны или вентили, используется для отбора проб среды и других целей. К контрольной арматуре относят также указатели уровня и т. п.

5. РАЗМЕЩЕНИЕ ТЭС, ГЕНПЛАН, КОМПОНОВКА ГЛАВНОГО КОРПУСА

5.1. Размещение, генплан электростанции

Требования, предъявляемые к площадке ТЭС, весьма разнообразны и диктуются преимущественно стремлением снизить стоимость ее сооружения и повысить экономичность ее эксплуатации.

Районы для сооружения ТЭС определяются народнохозяйственными планами, схемами развития энергосистем и теплоснабжения. Сооружению электростанции должны предшествовать всесторонние изыскания, после чего место и площадку для строительства выбирают на основании технико-экономического сравнения конкурирующих вариантов.

Экономическая целесообразность приближения ТЭС к районам потребления электроэнергии возникает при использовании высококалорийных топлив. При низкосортном топливе, добыче топлива открытым способом, как правило, выгоднее располагать ТЭС ближе к месту добычи.

Площадку для строительства КЭС выбирают как можно ближе к источнику технического водоснабжения. ТЭЦ располагают вблизи от тепловых потребителей, где не всегда имеется удобный источник технического водоснабжения. Поэтому для ТЭЦ обычно применяют оборотную систему с градирнями.

Площадка для строительства электростанции должна быть расположена недалеко от магистральной железной дороги, необходимой для доставки строительных конструкций и оборудования, топлива и другого сырья. В районе площадки для ТЭС необходимы также хорошие шоссейные дороги

Выбор площадки производится с учетом геологического строения почвы, сейсмичности района. Грунт должен быть надежным, не требующим устройства дорогого искусственного основания. Площадка должна иметь по возможности ровную поверхность с разностями отметок не более 4 м во избежание дорогих земляных работ. Уровень грунтовых вод должен находиться на глубине не менее 3 м ниже уровня планировки местности во избежание дорогих гидроизоляционных работ для подземных частей зданий и сооружений. Площадка ТЭС не должна затапливаться паводковыми водами.

При работе на твердом топливе вблизи площадки ТЭС должно быть место для золошлакоотвала (овраг, старое русло реки, выработанный карьер после добычи угля открытым способом). Он рассчитывается на максимальный срок службы электростанции (не менее 25 лет). Должно быть предусмотрено место для сброса засоленных и замазученных вод, изолированное от открытых водоемов.

При выборе площадки для строительства ТЭС следует стремиться к минимальным расходам на отчуждение участка (занятие пахотной земли, снос жилья и др.). Площадка не должна располагаться на землях, содержащих ценные полезные ископаемые, и должна иметь достаточные размеры для размещения всех необходимых сооружений и устройств. В зависимости от мощности электростанции и ее агрегатов требуемая площадь ее составляет 25—30 га.

При выборе места для жилого поселка при ГРЭС учитывается «роза ветров» — поселок размещают на наветренной стороне. Под «розой ветров» понимают годограф, указывающий направление наибольшей годовой продолжительности ветра в данной местности по многолетним метеорологическим наблюдениям.

Для обеспечения охраны воздушного бассейна в окружающей местности должна быть предусмотрена возможность сооружения дымовых труб достаточной высоты. Однако при этом надо учитывать наличие близко расположенных аэродромов и трасс низко летящих самолетов.

Генеральным планом электростанции называется план размещения на ее выбранной производственной площадке всех основных и вспомогательных сооружений и объектов.

К зданиям и сооружениям *основного производственного назначения* относятся объекты, непосредственно задействованные в технологическом процессе производства и выдачи электрической и тепловой энергии: главный корпус; объекты приема, хранения и подготовки топлива к сжиганию; объекты, связанные с техническим водоснабжением, выдачей электрической энергии (главное распределительное электрическое устройство и линии электропередачи (ЛЭП)); главный электрический щит управления.

К *подсобным производственным объектам* относятся: административно-технический корпус, цех химической водоподготовки, ремонтный цех и мастерские, складские помещения, маслохозяйство, компрессорная, железные и автомобильные дороги, оборудование для шлакоудаления и др.

Вспомогательными объектами являются: пожарное депо; гаражи; устройства по очистке сточных вод; проходная и др.

Основными требованиями к генеральному плану ТЭС являются компактность размещения сооружений и их расположение в соответствии с последовательностью технологического процесса, удобный вывод внешних коммуникаций.

При составлении генерального плана ТЭС предусматриваются пожарные разрывы и проезды между всеми объектами, а также подводы железнодорожных путей к главному корпусу, топливному хозяйству, главным трансформаторам, главному электрическому распределительному устройству, складским помещениям.

На генеральном плане ТЭС изображается «роза ветров». С учетом «розы ветров» выбирается место для сооружения градирен относительно ГРУ и ЛЭП во избежание возможного их оледенения и обрыва проводов в зимнее время. С учетом «розы ветров» устанавливаются места для строительства жилого поселка при ГРЭС и других крупных населенных пунктов, а также для золошлакоотвала.

Генеральный план ТЭС должен предусматривать возможность расширения электростанции, для чего в створе главного здания и других основных сооружений со стороны временного торца не должно быть объектов, препятствующих расширению. При сооружении электростанции очередями не должна нарушаться эксплуатация введенной ранее части станции.

Следует предусмотреть удобные транспортные связи основных объектов строительства ТЭС с монтажными площадками и складами для оборудования.

Показателями экономичности генерального плана ТЭС служат удельная площадь площадки, $\text{м}^2/\text{МВт}$, коэффициент застройки территории, представляющий собой отношение площади, занятой зданиями, к полной площади участка в ограде (обычно 9—13 %), и коэффициент использования территории — отношение площади, занятой всеми сооружениями, к полной площади участка в ограде (обычно 45—60 %).

На рис. 5.1 приведен пример генплана газомазутной ТЭЦ.

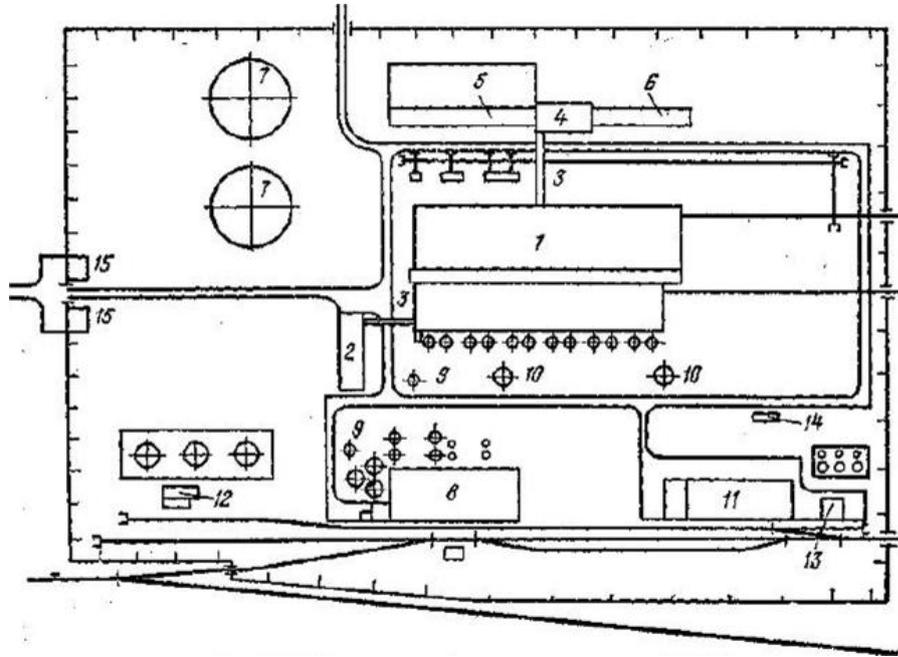


Рис. 5.1. Генеральный план газомазутной ТЭЦ:

1 — главный корпус; 2 — служебный корпус; 3 — переходный мостик; 4 — главный щит управления; 5 — закрытое распределительное устройство 110 кВ; 6 — закрытое распределительное устройство 35 кВ; 7 — градирни; 8 — химводоочистка; 9 — бак конденсата; 10 — дымовые трубы; 11 — объединенный вспомогательный корпус; 12 — мазутное хозяйство; 13 — масляное хозяйство; 14 — ресиверы водорода; 15 — проходная

5.2. Компоновка главного корпуса

Главным корпусом тепловой электростанции называют главное её здание, внутри которого размещается основное и связанное с ним вспомогательное энергетическое оборудование, осуществляющее главный технологический процесс преобразования теплоты сгорания топлива в электрическую энергию.

Под термином «компоновка» понимается взаимное расположение основных производственных цехов и прочих цехов электростанции, а также расположение в них основного и вспомогательного оборудования.

Компоновка главного корпуса ТЭС должна обеспечивать: безопасную, надежную и экономичную эксплуатацию оборудования электростанции, отвечать требованиям противопожарной безопасности и охраны труда; удобство эксплуатации и ремонта оборудования; наилучшие условия труда персонала, надлежащие санитарно-гигиенические условия в помещении главного здания и окружающей местности

Для обеспечения экономичной работы ТЭС оборудование в главном корпусе по возможности следует располагать в последовательности технологического процесса с минимальными расстояниями между технологически связанными агрегатами. Это способствует снижению потерь теплоты и энергии при транспортировке рабочего тела.

На ТЭС основными помещениями главного здания являются котельное и турбинное отделения, дополнительными – деаэрационное и бункерное (при работе ТЭС на твердом топливе). На современных ТЭС часто применяется *параллельно-смонтированная компоновка*, т.е. все эти помещения располагаются параллельно друг другу и вплотную примыкают друг к другу без строительных разрывов, что позволяет уменьшить объем здания и занимаемую им площадь, а также сократить протяженность трубопроводов пара и воды между котельным и турбинным отделениями. Размещение паровых котлов и турбин и расстояния между ними выбираются такими, чтобы длина турбинного и котельного отделений были одинаковыми.

В наших широтах компоновка главного здания выполняется закрытой, когда все основное оборудование размещается в помещениях. Возможна полуоткрытая компоновка, когда паровые котлы устанавливаются на открытом воздухе, и открытой, когда стеновые ограждения отсутствуют и над турбинами.

На современных ТЭС часть оборудования котельной размещается на открытом воздухе. Дымососы и вентиляторы устанавливаются открыто на всех газомазутных электростанциях независимо от климатических условий. Дымовые трубы сооружаются на расстоянии 20–40 м от наружной стенки котельной.

Со стороны временного торца в здание прокладывается железнодорожный путь. Для производства монтажных и ремонтных работ в котельном и турбинном отделениях устанавливаются несколько мостовых кранов.

Компоновка турбинного отделения определяется выбранным способом расположения турбин – вдоль или поперек оси здания. От этого зависят размеры помещения, расстановка вспомогательного оборудования, длина трубопроводов пара, питательной воды и циркуляционной воды.

Оборудование в турбинном зале размещается по «островному» принципу. Вдоль зала с определенным шагом устанавливаются турбинные агрегаты, а около каждого из них – вспомогательное оборудование.

На нулевой отметке конденсационного помещения располагается вспомогательное оборудование (сетевые и конденсатные насосы, масло и газоохладители и др.).

В одной ячейке с турбиной устанавливается система смазки подшипников и регулирования турбины. На отметке 8–9 м располагаются органы управления основными задвижками и вентилями, а также приборный щит турбин.

У постоянного и временного торцов турбинного зала предусматриваются площадки, не занятые оборудованием, которые

предназначаются для раскладки деталей при ремонтных и монтажных работах. К этим площадкам прокладываются тупиковые железнодорожные пути.

Часть оборудования турбинного отделения располагается в деаэрационном отделении, имеющем несколько этажей. На нулевой отметке размещаются распределительные устройства собственных нужд и кабельные коридоры. На некоторых ТЭС здесь же устанавливаются питательные насосы, редуционно-охладительные установки и другое оборудование. На втором этаже располагаются блочные щиты управления; на верхних этажах размещаются деаэраторы и баки питательной воды. Установка деаэраторов на верхних этажах создает дополнительный подпор воды на всосе питательных насосов, что повышает надежность их работы, исключая кавитацию.

В турбинном зале устанавливаются один или два мостовых крана. Их грузоподъемность выбирается из расчета подъема наиболее тяжелой детали оборудования, которой является обычно статор генератора. Отметка расположения крана над площадкой обслуживания, как правило, такая, чтобы можно было снимать цилиндры турбин и переносить их над работающими турбинами на ремонтные площадки.

Вентиляция турбинного зала осуществляется за счет естественной конвекции через аэрационный фонарь, сооружаемый на кровле здания, а при очень больших пролетах для облегчения кровли фонарь не сооружается, а приток воздуха осуществляется с помощью вентиляторов.

На рис. 5.2 приведена компоновка оборудования газо-мазутной ТЭС.

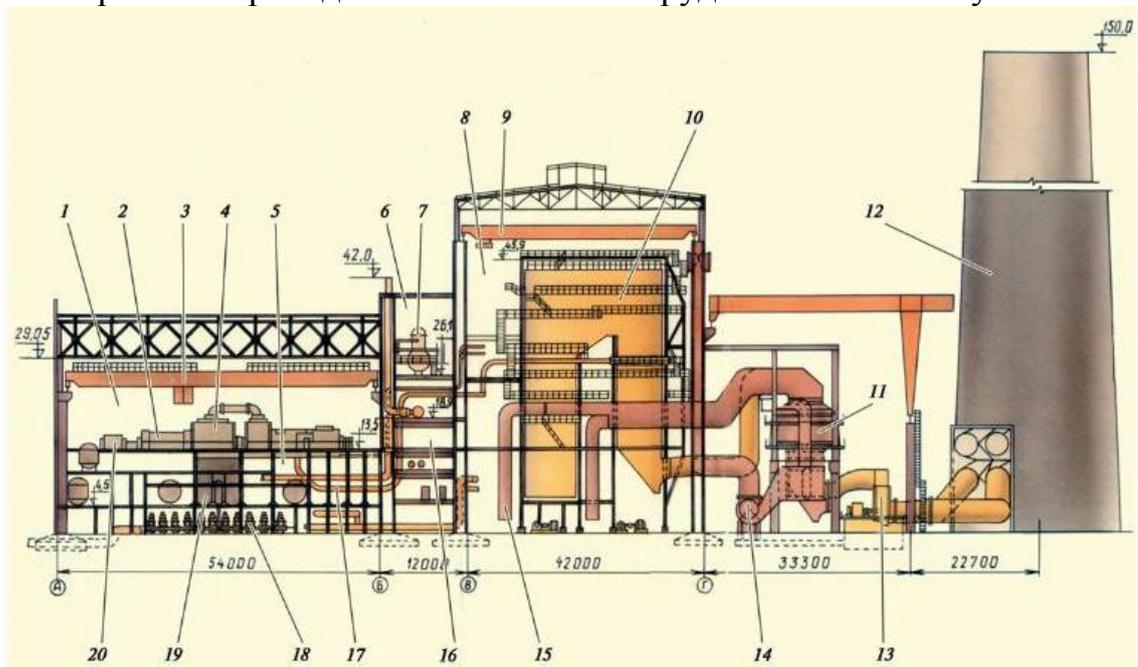


Рис. 5.2. Поперечный разрез по главному корпусу ТЭС:

1 – машинный зал; 2 – электрогенератор; 3 – подъемный кран для монтажных и ремонтных работ; 4 – ЦНД паровой турбины; 5 – конденсационное помещение; 6 – деаэрационная этажерка; 7 – деаэратор; 8 – котельное отделение; 9 – подъемный кран для обслуживания котла; 10 – котел; 11 – воздухоподогреватель; 12 – дымовая труба; 13 – дымосос; 14 – вентилятор рециркуляции горячих газов; 15 – забор воздуха; 16 – помещение блочного щита управления; 17 – паропроводы; 18 – конденсатные насосы; 19 – конденсатор; 20 – возбудитель электрогенератора

6. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ И УСТАНОВКИ ТЭС

6.1. Техническое водоснабжение

Для нормальной работы электростанций требуется надежное и бесперебойное снабжение их водой. Потребителями воды на ТЭС являются конденсаторы турбин и технологические конденсаторы, системы охлаждения подшипников оборудования, водоподготовки и гидравлического золошлакоудаления, многочисленные вспомогательные теплообменники и системы. Так, для технического водоснабжения ТЭС мощностью 1000 МВт в среднем необходимо $0,9 \text{ км}^3$ воды в год, основная часть которой (до 95%) используется для охлаждения конденсаторов турбин. В состав системы технического водоснабжения электростанции входят: источник воды, подводящие и отводящие каналы (водоводы), насосы, охладители воды.

По схеме коммуникаций и способам охлаждения воды системы подразделяют на *прямоточные, оборотные и смешанные*.

Система технического водоснабжения называется **прямоточной**, когда вся вода для электростанции забирается из естественного источника (реки, озера или моря) и после использования сбрасывается в этот же источник. Место сброса выбирают ниже по течению, если источником является река, и в удаленном от забора месте, если источником является озеро или море. Схема коммуникаций прямоточной системы показана на рис. 6.1.

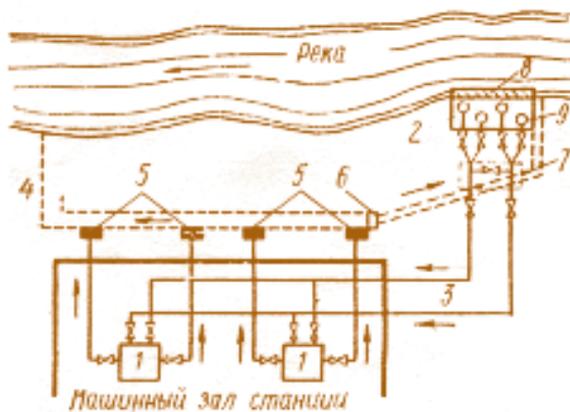


Рис. 6.1. Схема прямоточного водоснабжения с береговой насосной станцией: 1 – конденсаторы; 2 – береговая насосная станция; 3 – напорные водоводы; 4 – отводящий канал; 5 – сифонные колодцы; 6 – перепускной канал; 7 – переключательный колодец; 8 – сетки; 9 – циркуляционные насосы

Вода от источника на электростанцию подается по напорным водоводам или самотечным каналам. При напорной подаче на берегу источника сооружается насосная станция, от которой к главному зданию прокладываются железобетонные или металлические водоводы. От водоводов к каждой турбине делаются ответвления. При значительном удалении электростанции от источника, а также при большом перепаде высоты между конденсаторами и уровнем воды в источнике сооружается дополнительная насосная станция перекачки. Отработавшая вода сбрасывается по закрытым подземным водоводам, переходящим в открытые каналы.

Возможности применения прямоточной системы определяются законодательством страны, условиями охраны окружающей среды, параметрами стока реки.

Наиболее широко применяется **оборотная система водоснабжения**, когда один и тот же объем воды используется многократно, требуя лишь небольшой добавки (подпитки) для восполнения потерь воды. Эта система представляет собой замкнутый контур, состоящий из охладителя воды, насосов и водоводов.

На современных крупных ТЭС применяются системы оборотного водоснабжения, а также смешанные.

В качестве охладителей используются чаще всего

- искусственные водоемы,
- градирни
- брызгальные бассейны.

Примерная схема с водоемом-охладителем показана на рис. 6.2.

На КЭС экономически более выгодна схема с охладителем в виде водоема, обеспечивающая более низкую температуру охлажденной воды и более глубокий вакуум в конденсаторах турбин.

В системах с градирнями (рис. 6.3 – 6.4) уменьшается площадь отчуждаемой земли, однако среднегодовая температура охлажденной воды после испарительных градирен и безвозвратное водопотребление выше, чем в оборотных системах с водохранилищами.

В схеме с брызгальными бассейнами увеличивается безвозвратное водопотребление.

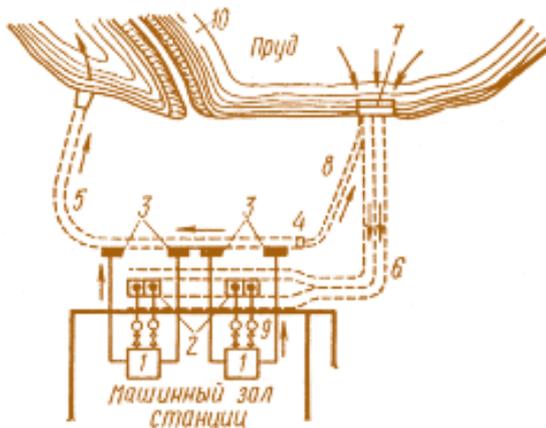


Рис. 6.2. Схема оборотного водоснабжения с водоемом-охладителем: 1 – конденсаторы; 2 – приемные колодцы; 3 – сифонные колодцы; 4 – переключательный колодец; 5 – сбросной канал; 6 – самотечный подводящий канал; 7 – водоприемник; 8 – перепускной канал; 9 – циркуляционные насосы; 10 – струнаправляющая дамба

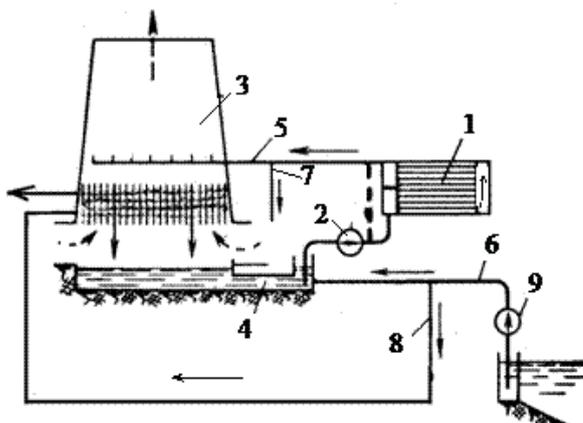


Рис. 6.3. Схема оборотного водоснабжения с градирнями: 1 – конденсаторы турбин; 2 – циркуляционные насосы в машинном отделении; 3 – градирня; 4 – подводящие самотечные водоводы к циркуляционным насосам; 5 – сливные напорные трубопроводы к градирне; 6 – трубопроводы подпитки циркуляционной системы; 7 – трубопроводы продувки циркуляционной системы и подачи воды в систему гидрозолоудаления; 8 – трубопроводы подачи воды на водоподготовку; 9 – насос добавочной воды

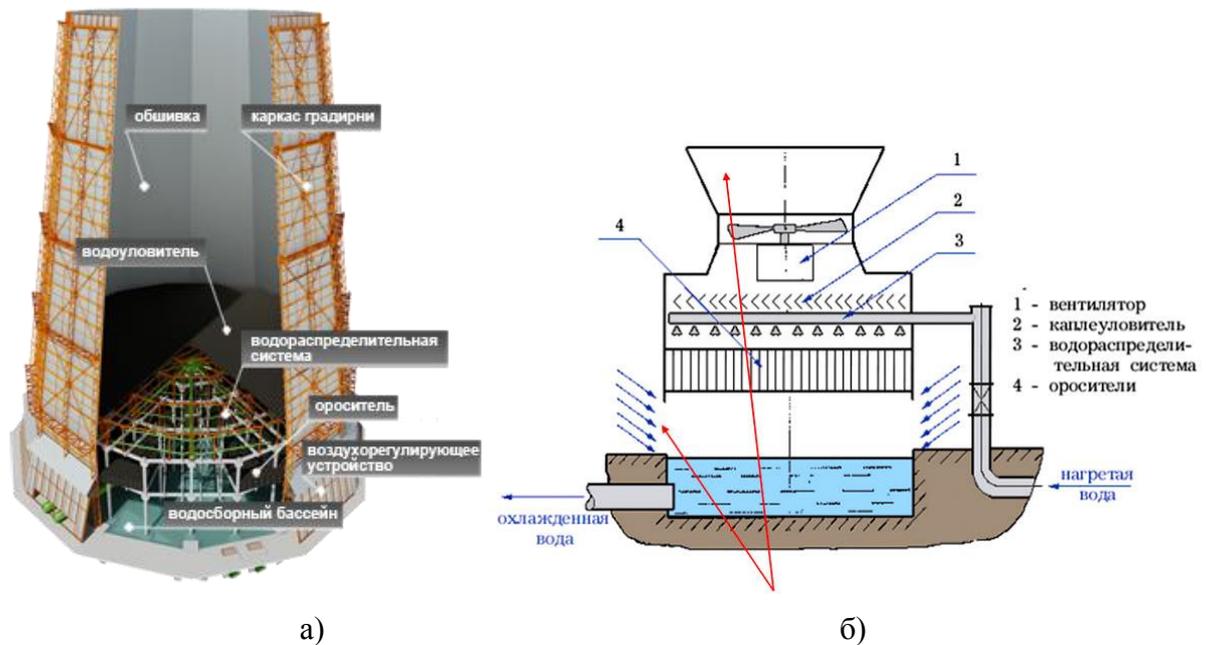


Рис. 6.4. Устройство башенной (а) и вентиляторной (б) градирни

При оборотной системе водоснабжения около 5% общего объема должна составлять подпитка свежей водой для компенсации безвозвратных потерь воды в технологическом цикле ТЭС (в основном на испарение) и продувки системы охлаждения для поддержания в ней допустимого солевого режима. При продувке продувочная вода сбрасывается в водные объекты (река или водохранилище), в которые с этой водой попадают сульфаты, хлориды и др. При оборотной системе с испарительными градирнями безвозвратные потери воды составляют 1,5–2% общего водопотребления.

Техническое водоснабжение электростанций тесно связано с проблемой защиты окружающей среды. Сброс подогретой воды (с повышенным содержанием солей при продувке) в источник водоснабжения или рассеяние теплоты охлаждаемой воды в атмосфере могут отрицательно влиять на экологическую обстановку прилегающего района.

При выборе систем технического водоснабжения важнейшим условием является минимизация отрицательных последствий для окружающей среды.

6.2. Топливное хозяйство ТЭС

Топливное хозяйство электростанций – это комплекс технологически связанных устройств, механизмов и сооружений, служащих для подготовки и подачи топлива в котельную. Структура топливного хозяйства и применяемое оборудование различны при использовании твердого, жидкого и газообразного топлива.

Комплекс хозяйства **твердого топлива** выполняется в виде непрерывной технологической линии, началом которой является приемо-разгрузочное устройство, а концом – главное здание, куда подается подготовленное топливо. Топливоподача и топливное хозяйство размещаются

со стороны котельного отделения не ближе чем в 200–250 м от главного корпуса. Минимальное расстояние определяется допустимым углом подъема конвейеров топливоподачи.

Подача топлива совмещается с различными этапами его подготовки, а также операциями складирования, взвешивания, отбора проб. Совокупность всех операций именуется переработкой топлива.

Подготовка твердого топлива заключается в подсушке и измельчении его до размера не крупнее 25 мм и освобождении от посторонних предметов. Жидкое топливо в процессе подготовки фильтруется через сетки, подогревается и подается в котельную при строго определенных значениях температуры и давления. Газовое топливо подготовки практически не требует.

Переработка топлива как основная задача топливного хозяйства складывается из следующих основных операций: прием топлива и организация его контроля по количеству и качеству; разгрузка прибывающих вагонов; своевременная и бесперебойная подача топлива в бункера котельной, а при использовании газа и мазута – к горелкам паровых котлов; удаление из топлива случайных металлических и неметаллических предметов и измельчение кусков твердого топлива до размера 15–25 мм; хранение топлива на складах (за исключением газового). На КЭС, использующих в качестве топлива уголь, торф, сланцы, топливное хозяйство состоит из пристанционных железнодорожных путей (путевого хозяйства), разгрузочного устройства, топливоподачи, дробильного корпуса, бункеров в главном здании и склада. В районах с континентальным климатом и при систематическом поступлении вагонов со смерзшимся топливом, кроме вышперечисленных объектов, сооружается размораживающее устройство.

Типовое топливное хозяйство КЭС, работающей на угле, показано на рис. 6.5. Топливо, как правило, доставляется железнодорожным транспортом. Прибывающие вагоны с топливом подаются в разгрузочное устройство, оборудованное вагоноопрокидывателями. Перед разгрузочным устройством установлены вагонные весы для определения количества поступающего топлива. При разгрузке уголь высыпается в приемный бункер и питателем подается на первый конвейер топливоподачи.

В разгрузочном устройстве топливо проходит первый этап подготовки, заключающийся в измельчении его до кусков размером 200–300 мм. Крупные куски угля задерживаются на решетке, закрывающей сверху приемный бункер, и измельчаются с помощью дробильно-фрезерной машины (ДФМ). На решетке задерживаются также крупные посторонние предметы, которые затем удаляются. При отсутствии ДФМ грубое измельчение угля производится дискозубчатыми дробилками, устанавливаемыми между питателем и конвейером топливоподачи.

Из разгрузочного устройства уголь поступает в узел пересыпки, откуда его можно направить на склад или в дробильный корпус. В дробильном корпусе устанавливаются молотковые дробилки, измельчающие уголь на куски. Перед дробилками устанавливаются грохоты, с помощью которых уголь, не требующий измельчения, пропускается мимо дробилок.

При движении по конвейеру топливо освобождается от случайных металлических предметов. Металл улавливается с помощью подвесных и шкивных электромагнитов (сепараторов-металлоуловителей).

Из дробильного корпуса уголь подается конвейером в главное здание на горизонтальный конвейер и с него сыпается в бункера сырого угля паровых котлов.

На схеме показан склад топлива, в котором в качестве перевалочных механизмов использованы скреперы и бульдозеры. Со склада уголь подается в бункера конвейера, с помощью которого уголь поступает в узел пересыпки

и далее в дробильный корпус. Склады также оборудуются кранами-перегрузчиками, роторными погрузчиками и штабелерами. Количество топлива, которое может быть принято, переработано и подготовлено к сжиганию или закладке на хранение, характеризует производительность топливного хозяйства. Определяющей характеристикой производительности является суммарный расход топлива всеми котлами при номинальной нагрузке ТЭС с учетом поправок на неравномерность поступления топлива и остановки оборудования.

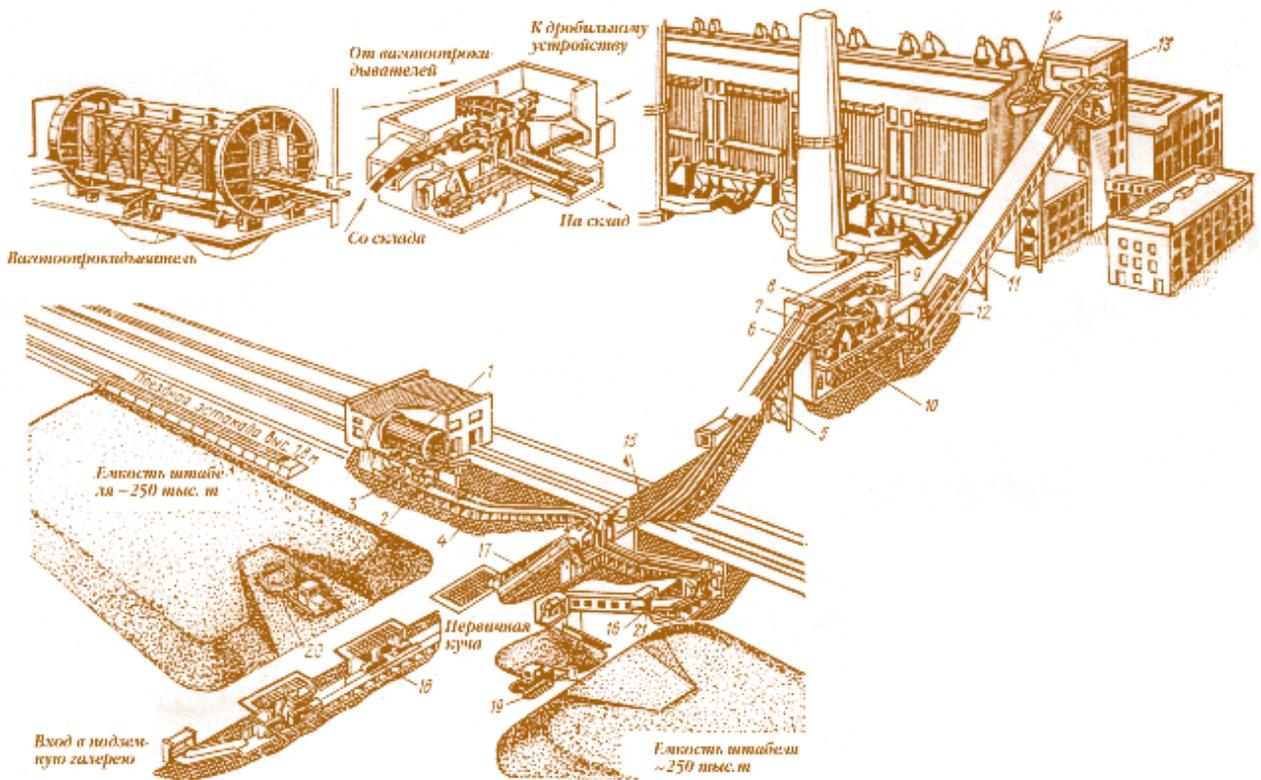


Рис. 6.5. Общая схема топливного хозяйства мощной КЭС: 1 – вагоноопрокидыватель; 2 – ленточные питатели; 3 – дробилка; 4, 5, 10, 11, 13, 15, 16, 17 – конвейеры; 6 – молотковые дробилки; 7 – колосниковый грохот; 8 – подвесной металлоуловитель; 9 – шкивный металлоуловитель; 12 – конвейерные весы; 14 – сбрасывающие плужки; 18 – ленточные питатели конвейеров склада; 19 – бульдозер; 20 – скрепер; 21 – конвейерные весы склада

Бункера главного здания предусматриваются для создания запаса топлива и непрерывной его выдачи при остановке топливоподачи. Выполняются они в виде 4-гранной призмы, переходящей внизу в усеченную пирамиду (воронку), имеющую в конце отверстие выпуска. Объем бункеров рассчитывается на 4–6-часовой запас топлива.

Склады служат для создания запаса топлива на случай прекращения его доставки. Склад выполняет также роль буферной емкости, позволяющей сглаживать неравномерность доставки топлива.

Емкость складов выбирается в зависимости от мощности КЭС, вида топлива и расстояния до поставщика. Для КЭС, работающих на угле, емкость склада рассчитывается на 30-суточный запас. При расстоянии до поставщика менее 100 км запас снижается до 2-недельного.

Мазутным хозяйством именуется комплекс устройств и сооружений, предназначенных для приемки, хранения, подготовки и подачи мазута в котельную. Основными объектами мазутного хозяйства являются: приемно-разгрузочное устройство, хранилище (склад), насосная станция, мазутопроводы. Эти объекты вместе с мазутопроводами образуют технологическую схему, типичный вид которой изображен на рис. 6.6.

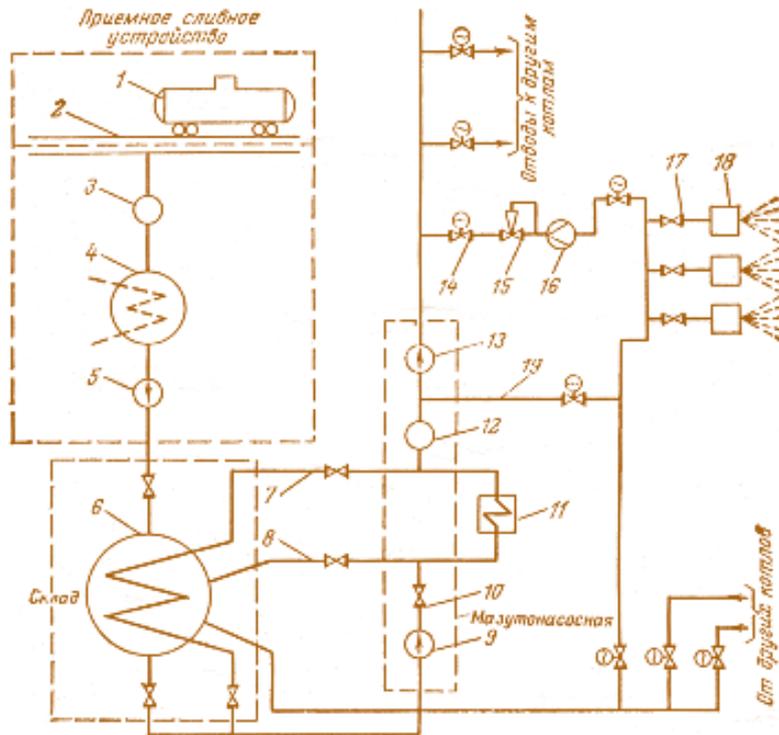


Рис. 6.6. Технологическая схема мазутного хозяйства ТЭС: 1 – цистерна; 2 – сливное устройство; 3 – фильтр грубой очистки; 4 – приемный резервуар; 5 – перекачивающий насос; 6 – основной резервуар; 7, 8, 19 – линии рециркуляции мазута; 9 – насос первого подъема; 10 – обратный клапан; 11 – подогреватель мазута; 12 – фильтр тонкой очистки; 13 – насос второго подъема; 14 – запорная задвижка; 15 – регулятор расхода; 16 – расходомер; 17 – задвижка; 18 – форсунки котла

Основное мазутное хозяйство размещается обычно за пределами территории ТЭС не ближе 500 м от ближайшего населенного пункта. Это диктуется мерами пожарной безопасности и стремлением улучшить показатели генплана ТЭС. На площадку подводится линия электропередачи, сооружается железнодорожная ветка и автомобильная дорога. Все объекты мазутного хозяйства оборудуются надежной грозозащитой.

Мазут на ТЭС доставляется железнодорожным, водным или трубопроводным транспортом и сливается в приемный резервуар. В лотках перед резервуарами устанавливаются фильтры грубой очистки, служащие для задержки посторонних предметов. Из приемных резервуаров мазут насосами перекачивается в основные резервуары-хранилища, служащие для создания запаса мазута.

Из резервуаров-хранилищ мазут самотеком или с помощью насосов подается в здание насосной станции, где устанавливаются насосы, теплообменники и фильтры тонкой очистки. Здесь мазут подогревается, очищается и под заданным давлением подается в котельное отделение.

В технологической схеме предусматриваются линии рециркуляции мазута, за счет которых обеспечивается непрерывное движение его по трубам в трубопроводах. Это предупреждает его застывание при остановке котлов.

Мазут на электростанциях используется не только как основное, но и как вспомогательное топливо, применяемое для растопки котлов, работающих на твердом топливе. В зависимости от назначения мазута на ТЭС сооружается или основное, или растопочное мазутное хозяйство. Основное хозяйство рассчитывается на подачу такого количества мазута, которое обеспечивает работу всех котлов с номинальной нагрузкой; растопочное – только для одновременной растопки двух котлов до нагрузки, равной 30% номинальной.

Для обеспечения надежности транспорта мазут приходится подогревать на всем протяжении тракта его движения. Первичный подогрев до температуры 35–45°С производится в приемо-разгрузочном устройстве при сливе из цистерн и движении по самотечным лоткам. В резервуарах мазут подогревается до 90°С. Окончательный подогрев до температуры 120–150°С, выбираемой по условиям распыливания мазута в форсунках горелочных устройств котлов, осуществляется в подогревателях, которые устанавливаются в насосной станции.

Давление мазута в линии, по которой он подается в котельную, выбирается в зависимости от типа форсунок. Качественное распыливание механическими форсунками обеспечивается при давлении 3–4,5 МПа; паровыми – 0,5–1,0 МПа. Давление 3–4,5 МПа надежно обеспечивается только при работе двух последовательно включенных групп насосов. В первой давление повышается до 1–1,5 МПа, во второй – до заданного. Одноступенчатый подъем давления ненадежен из-за возникновения явлений кавитации и срыва работы насосов.

Приемо-разгрузочное устройство представляет собой участок железнодорожного пути с желобом между рельсами, куда сливается мазут из цистерн. Желоб выполняется из железобетона с металлической облицовкой и небольшим уклоном дна в сторону приемных резервуаров. По дну желоба прокладываются паровые трубы для разогрева мазута.

Для ускорения слива мазут в цистернах разогревается паром давлением 1–1,2 МПа, подаваемым в цистерну через верхнюю горловину. На некоторых ТЭС для этой цели используются разогревающие устройства, сооружаемые по типу размораживающих устройств.

Резервуары служат для приемки и хранения мазута. Суммарная емкость резервуаров на складе рассчитывается на 15-суточный запас, если мазут доставляется по железной дороге и является основным топливом. При доставке по трубопроводам запас предусматривается 3-суточным. Если мазут является растопочным топливом, то запас предусматривается 10-суточный. Для обеспечения технологической надежности переработки и подачи мазута в котельное отделение на складе устанавливаются не менее трех резервуаров.

Резервуары выполняются металлическими или железобетонными. Исполнение их может быть наземным, подземным или полуподземным. В резервуарах мазут подогревается с помощью паровых поверхностных теплообменников и в результате рециркуляции горячего мазута. В нагреватели подается пар давлением 0,5–0,6 МПа.

Хранится мазут в резервуарах при температуре 70–90°C. Для снижения потерь теплоты в окружающую среду стенки наземных резервуаров покрываются теплоизоляцией в виде матов из минеральной ваты с обшивкой снаружи жестью или нанесением слоя асбоцементной штукатурки.

Мазутонасосные станции сооружаются в виде отдельного здания с помещениями для насосов, вентиляционного оборудования, щита управления и распределительного устройства. Из технологического оборудования в мазутонасосной станции устанавливаются насосы, фильтры, подогреватели и устройства для сбора и очистки загрязненных мазутом вод.

Для перекачки мазута применяются насосы специального исполнения. В мазутонасосной станции устанавливаются центробежные насосы с горизонтальным валом, а в резервуарах – осевые насосы погружного типа. И те, и другие имеют электродвигатели с герметичным корпусом.

Фильтры грубой очистки выполняются в виде сеток с ячейками 10×10 мм². Тонкая очистка осуществляется в фильтрах корпусного типа через сетки с ячейками размером 1×1 мм².

Для окончательного подогрева мазута до температуры 120–150°C используются двухсекционные трубчатые теплообменники. По трубам движется мазут, а в межтрубное пространство подается пар давлением 1–1,2 МПа.

Помещение мазутонасосной станции относится к категории взрывоопасных объектов. Поэтому вся электрическая арматура и электродвигатели выполняются взрывобезопасными. На всасывающих и нагнетательных мазутопроводах в 10–15 м от здания насосной станции устанавливаются аварийные запорные клапаны. Растопочное мазутное хозяйство совмещается, как правило, со складом масел и горюче-смазочных материалов.

Топливное хозяйство ТЭС на **газовом топливе** состоит из газорегуляторного пункта (ГРП) и системы газопроводов. Газ к ГРП подается от распределительной станции, располагающейся за пределами ТЭС и соединенной с магистральным газопроводом. Давление газа перед газорегуляторным пунктом составляет 1–1,2 МПа, а после ГРП – 0,05–0,12 МПа. Подготовка газа к сжиганию заключается в очистке его от пыли и обеспечении требуемого давления перед горелками.

В схеме газорегуляторного пункта (рис. 6.7) предусматривается установка волокнистого фильтра для обеспыливания газа, автоматического регулятора давления газа, приборов для измерения давления и расхода газа, запорной арматуры, а также обводная линия для подачи газа в котельное отделение при ремонтах на газораспределительных пунктах.

Газораспределительные пункты на мощных ТЭС располагаются в отдельном здании, состоящем из двух помещений: основного, где установлены вся арматура и приборы, и вспомогательного, предназначенного для отопительно-вентиляционной установки. На КЭС мощностью до 1200 МВт обычно сооружается один газораспределительный пункт, а при большей мощности их может быть два и более.

Схемой газоснабжения ГТУ и ПГУ предусматривается строительство пункта подготовки газа (ППГ) в составе газовых фильтров-сепараторов для удаления механических примесей и капельной влаги, узла измерения расхода газа и установка дожимных газовых компрессорных станций (ДКС).

Пункт подготовки газа предназначен для обеспечения:

- очистки газа от жидких и твердых частиц;
- измерения расхода газа;
- подогрева газа;
- компремирования газа.

В состав ППГ входят следующие блоки и узлы:

- блок отключающей арматуры;
- узел фильтрации и сепарации;
- узел измерения расхода газа;
- блок компремирования.

Назначение ДКС – повышение давления природного газа до параметров, необходимых для его подачи в камеры сгорания газовых турбин. В основном применяются поршневые и винтовые компрессоры.

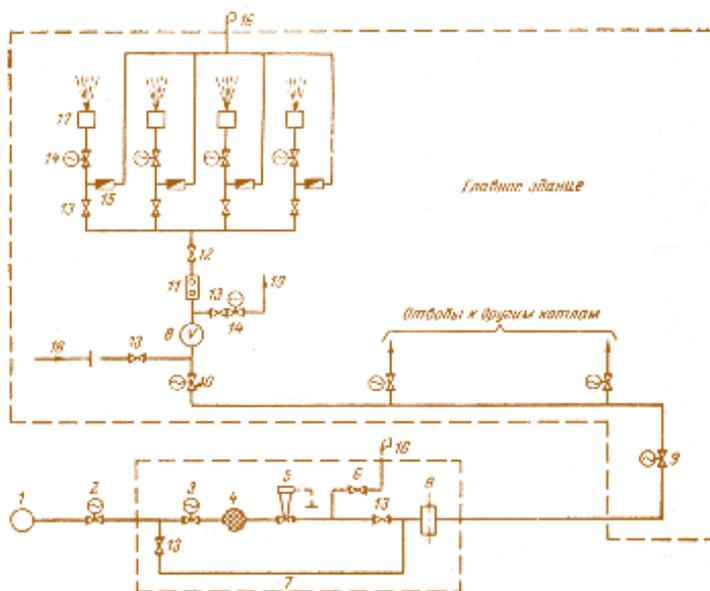


Рис. 6.7. Технологическая схема газового хозяйства КЭС: 1 – газовая магистраль; 2, 3, 9, 10 – задвижки с электроприводом; 4 – фильтр; 5 – регулятор давления; 6 – предохранительный клапан; 7 – байпасная линия; 8 – расходомер; 11 – быстродействующий клапан; 12 – регулирующая арматура; 13, 14 – запорные задвижки на линии к запальнику; 15 – пробковый кран; 16 – свеча; 17 – горелки котла; 18 – подача сжатого воздуха для продувки газопровода; 19 – запальник

Прокладка всех газопроводов на территории ТЭС выполняется наземной на железобетонных или металлических эстакадах. Газ от газораспределительного пункта к магистрали котельного отделения и от него к котлам подводится по одному газопроводу. На отводах к котлам устанавливается запорная и регулирующая арматура с дистанционным управлением, а также прибор для измерения расхода газа. На всех концевых точках газопроводов делаются продувочные линии с плотной арматурой, служащие для удаления газа из трубопроводов при ремонтах.

II – ПРАКТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Практические и лабораторные занятия, а также курсовой проект по дисциплине «Тепловые электрические станции» проводятся в соответствии с учебным планом для студентов специальности 1- 53 01 04 «Автоматизация и управления теплоэнергетическими процессами».

Лекционный материал и тематика практических и лабораторных занятий, а также курсового проектирования связаны между собой.

Перечень тем практических занятий

1. Построение годового графика тепловых нагрузок и температурного графика тепловой сети
2. Определение термического КПД цикла Ренкина. Определение термодинамически оптимального начального давления цикла Ренкина на перегретом паре
3. Определение термодинамически оптимального начального давления для цикла насыщенного пара
4. Определение термического КПД цикла Ренкина с промперегревом. Определение термодинамически оптимального давления в линии промперегрева
5. Расчет сетевой установки. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении
6. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении с учетом регенеративной выработки электроэнергии на базе подогрева обратного конденсата
7. Расчет мощности теплофикационной паротурбинной установки с противодавлением и регулируемым отбором
8. Составление тепловых балансов и расчет поверхностных подогревателей системы регенерации
9. Составление тепловых балансов и расчет смешивающих подогревателей системы регенерации
10. Расчет регенерации низкого давления турбин ТЭС с дренажными насосами
11. Расчет подогревателя высокого давления с охладителем перегретого пара и охладителем дренажа
12. Расчет расширителей непрерывной продувки.
13. Расчет атмосферного деаэрата обратного конденсата производства
14. Расчет деаэрата повышенного давления питательной воды
15. Построение процессов расширения пара в конденсационных и теплофикационных турбинах.
16. Анализ влияния технических решений по тепловой схеме с помощью коэффициентов ценности теплоты отбора

17. Расчет удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты
18. Расчет котла утилизатора в тепловой схеме утилизационной ПГУ
19. Балансы теплоты и мощности газотурбинных установок: одноцелевой и когенерационной
20. Балансы теплоты и мощности парогазовых установок: конденсационных и теплофикационных
21. Расчет тепловой схемы утилизационной ПГУ
22. Расчет технико-экономических показателей парогазовых установок различного типа
23. Расчет параметров и выбор насосного и теплообменного оборудования
24. Расчет компенсирующей способности трубопроводов

Примеры выполнения практических занятий

«Определение термического КПД цикла Ренкина. Определение термодинамически оптимального начального давления цикла Ренкина на перегретом паре»

Задание: Для турбоустановки, работающей без регенерации по схеме рис. 2.8а,в найти термический КПД, если начальные параметры p_0 и t_0 , а конечное давление p_k .

Решение:

По таблицам воды и водяного пара по начальным параметрам p_0 и t_0 определяется энтальпия пара перед турбиной h_0 . Далее строится процесс расширения в hs -диаграмме при постоянной энтропии от начальной точки с параметрами p_0 и t_0 до конечного давления p_k , и определяется конечная энтальпия для идеального процесса расширения $h_{кт}$.

По формуле (2.2) определяется термический КПД η_t .

Для определения термодинамически оптимального начального давления цикла Ренкина на перегретом паре следует выполнить расчеты при постоянном заданном значении t_0 и разных значениях p_0 , и выбрать то начальное давление p_0^{opt} , при котором достигается максимум термического КПД η_t .

«Расчет сетевой установки. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении»

Задание: Для турбоустановки, работающей без регенерации по схеме, приведенной на рисунке II.1, найти расход пара $G_{отб}$ на сетевой подогреватель, необходимый для нагрева $G_{св}$ сетевой воды от t_1 до t_2 , теплофикационную мощность турбины $N_{тф}$, отпускаемую теплоту Q_t , и удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении $W_{тф}$. Начальные параметры p_0 и t_0 .

Температурный напор в подогревателе $\delta t = 5^\circ\text{C}$; значение КПД: $\eta_{oi} = 0,85$, $\eta_{эм} = 0,98$, $\eta_{охл} = 0,99$.

Решение:

Из уравнения теплового баланса для сетевого подогревателя определяется отпускаемая теплота Q_T

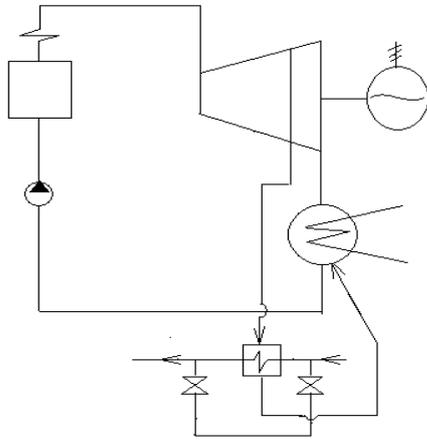


Рис. П.1

В зависимости от требуемой температуры нагрева сетевой воды t_2 находится температура насыщения греющего пара в подогревателе

$$Q_T = G_{св} C_p^B (t_2 - t_1)$$

По температуре t_s определяется давление насыщения в подогревателе p_s , то есть давление, при котором конденсируется греющий пар в паровом объеме сетевого подогревателя.

Давление в теплофикационном отборе находится с учетом гидравлических потерь 5..7%

$$p_{отб} = (1,05..1,07) p_s$$

Далее строится процесс расширения в hs -диаграмме при постоянной энтропии от начальной точки с параметрами p_0 и t_0 до давления в отборе $p_{отб}$, и определяется начальная энтальпия h_0 и конечная энтальпия для идеального процесса расширения $h_{отбt}$.

Энтальпию в конце реального процесса расширения $h_{отб}$ определяем с учетом внутреннего относительного КПД η_{oi}

$$h_{отб} = h_0 - \eta_{oi} (h_0 - h_{отбt})$$

Из уравнения теплового баланса для сетевого подогревателя определяем расход пара на него

$$G_{отб} = Q_T / (h_{отб} - h'_{отб}) / \eta_{охл},$$

где $h'_{отб}$ – энтальпия дренажа греющего пара сетевого подогревателя.

Теплофикационная мощность, вырабатываемая потоком $G_{отб}$

$$N_{тф} = G_{отб} (h_0 - h_{отб}) \eta_{эм}.$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении

$$W_{тф.} = N_{тф} / Q_T = (h_0 - h_{отб}) \eta_{эм} / (h_{отб} - h'_{отб}).$$

Перечень тем лабораторных работ

1. Изучение тепловой схемы турбоустановки ПТ-60-130/13 МТЭЦ-4
2. Изучение тепловой схемы турбоустановки Т-250/300-240 МТЭЦ-4.
3. Изучение тепловой схемы турбоустановки К-1200-6,8/50.
4. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении производственного и теплофикационного отборов турбоустановки ПТ-60-130/13 МТЭЦ-4
5. Определение КПД паротурбинной установки Т-250/300-240 по выработке электрической энергии
6. Изучение возможностей повышения эффективности работы конденсатора турбоустановки Т-250/300-240 МТЭЦ-4.
7. Изучение тепловой схемы ПГУ-230 МТЭЦ-3
8. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ПГУ-230 МТЭЦ-3

Пример выполнения лабораторной работы

«Изучение тепловой схемы турбоустановки Т-250/300-240 МТЭЦ-4»

Цель работы:

Изучение принципиальной тепловой схемы ТЭС

Общие сведения.

Тепловые электрические станции (ТЭС) работают за счет химической энергии сжигаемого органического топлива. ТЭС, производящие в основном электроэнергию, называются конденсационными (КЭС). Электростанции, которые, кроме электроэнергии, в большом количестве отпускают теплоту в виде пара или горячей воды для нужд промышленного производства, отопления зданий и т.д., называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ).

На паротурбинных ТЭС реализуется термодинамический цикл Ренкина, где тепловым двигателем является паровая турбина.

На рис. П.2 показаны схема и цикл Ренкина для паротурбинных установок (ПТУ) с промежуточным перегревом пара и сверхкритическим начальным давлением (СКД): ad – подвод теплоты в котле; de_1 – расширение пара в ЧВД турбины; e_1f – промежуточный перегрев пара в котле; fg – расширение пара в ЧНД турбины; ga' – конденсация пара в конденсаторе; $a'a$ – сжатие воды в насосе.

Цикл Ренкина имеет сравнительно низкую экономичность, поскольку теплота конденсации рассеивается в окружающей среде. В современных ПТУ используется регенеративный подогрев питательной воды паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины (рис. П.3): теплота конденсации этого пара передается питательной воде, а не безвозвратно теряется.

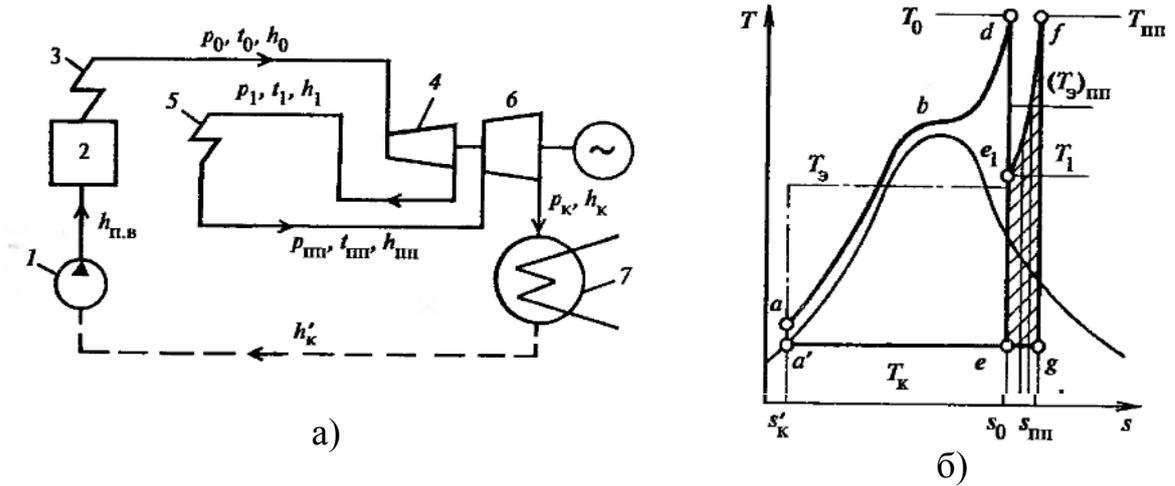


Рис. П.2. Тепловая схема (а) и цикл Ренкина (б) для турбоустановок с промежуточным перегревом пара и сверхкритическим начальным давлением:
 1 – питательный насос; 2 – котел; 3 – первичный пароперегреватель; 4 – часть высокого давления (ЧВД) турбины; 5 – промежуточный пароперегреватель; 6 – часть низкого давления (ЧНД) турбины; 7 – конденсатор

Использовать охлаждающую воду, нагретую в конденсаторе невозможно из-за ее низкой температуры ($\sim 30^\circ\text{C}$). Если для конденсации отработавшего в турбине пара использовать воду с большей температурой ($\sim 70^\circ\text{C}$), то после нагрева (до $\sim 100^\circ\text{C}$) ее можно использовать для отопления зданий или горячего водоснабжения (рис. П.4). При этом мощность турбины несколько снизится, но использование теплоты топлива станет более полным за счет дополнительного полезного отпуска тепловой энергии потребителю.

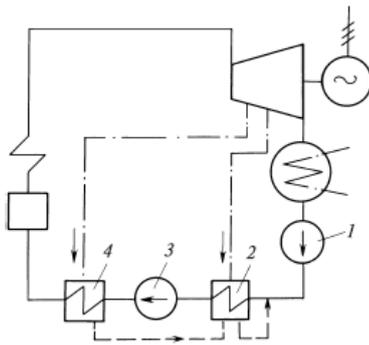


Рис. П.3. ПТУ с регенеративным подогревом питательной воды: 1, 3 – конденсатный и питательный насосы; 2, 4 – подогреватели низкого (ПНД) и высокого (ПВД) давления

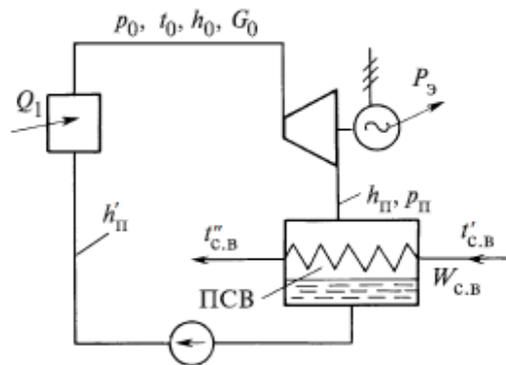


Рис. П.4. Упрощенная схема ПТУ с противодавленческой турбиной и теплофикационной установкой: ПСВ – подогреватель сетевой воды для потребителя

На рис. П.5 приведена технологическая схемы паротурбинного блока 250 МВт сверхкритического давления ТЭЦ, работающей на природном газе и мазуте.

Такие энергетические блоки (энергоблоки), в которых котел вырабатывает пар для определенной турбины, работают на второй очереди Минской ТЭЦ-4, крупнейшей ТЭЦ Беларуси.

Оформление отчета

Отчет должен содержать следующие пункты.

1. *Цикл Ренкина в Ts-диаграмме*, построенный с учетом наличия или отсутствия промежуточного перегрева пара, величины начального давления пара (докритическое или сверхкритическое).

2. *Принципиальная тепловая схема*, на которой:

- подписать все основные элементы [при их наличии]:
- цилиндры паровой турбины (ЦВД, ЦСД, ЦНД),
- генератор (Г),
- конденсатор (Кр),
- стопорные (СК) и регулирующие (РК) клапана,
- насосы: конденсатный (КН), питательный (ПЭН или ПТН), бустерный (БН), циркуляционные (ЦН), дренажные (ДН),
- подогреватели системы регенерации – низкого (ПНД) и высокого (ПВД) давления,
- сетевые подогреватели (СП),
- деаэратор (Д) питательной воды,
- промежуточный пароперегреватель (ПП)
- указать разными цветами трубопроводы [при их наличии]:
- свежего пара и пара горячего промперегрева от котла к паровой турбине (*красным*);
- отработавшего пара из отборов паровой турбины на подогреватели системы регенерации (ПВД и ПНД), деаэратор, турбопривод питательного насоса, на производство, на сетевые подогреватели и конденсатор (*оранжевым*);
- конденсата (питательной воды), подогреваемого в системе регенерации (*зеленым*)
- сетевой воды (*синим*).
- подписать значения давления и температуры в основных точках схемы;
- свежего пара и пара после промперегрева;
- пара, отбираемого из турбины на производство и теплофикацию;
- в конденсаторе;
- в деаэраторе питательной воды;
- питательной воды на входе в котел.

Контрольные вопросы

1. Отличия тепловой схемы КЭС и ТЭЦ.
2. Особенности тепловой схемы ПТУ при наличии промежуточного перегрева пара.
3. Назначение основных элементов тепловой схемы ТЭС.

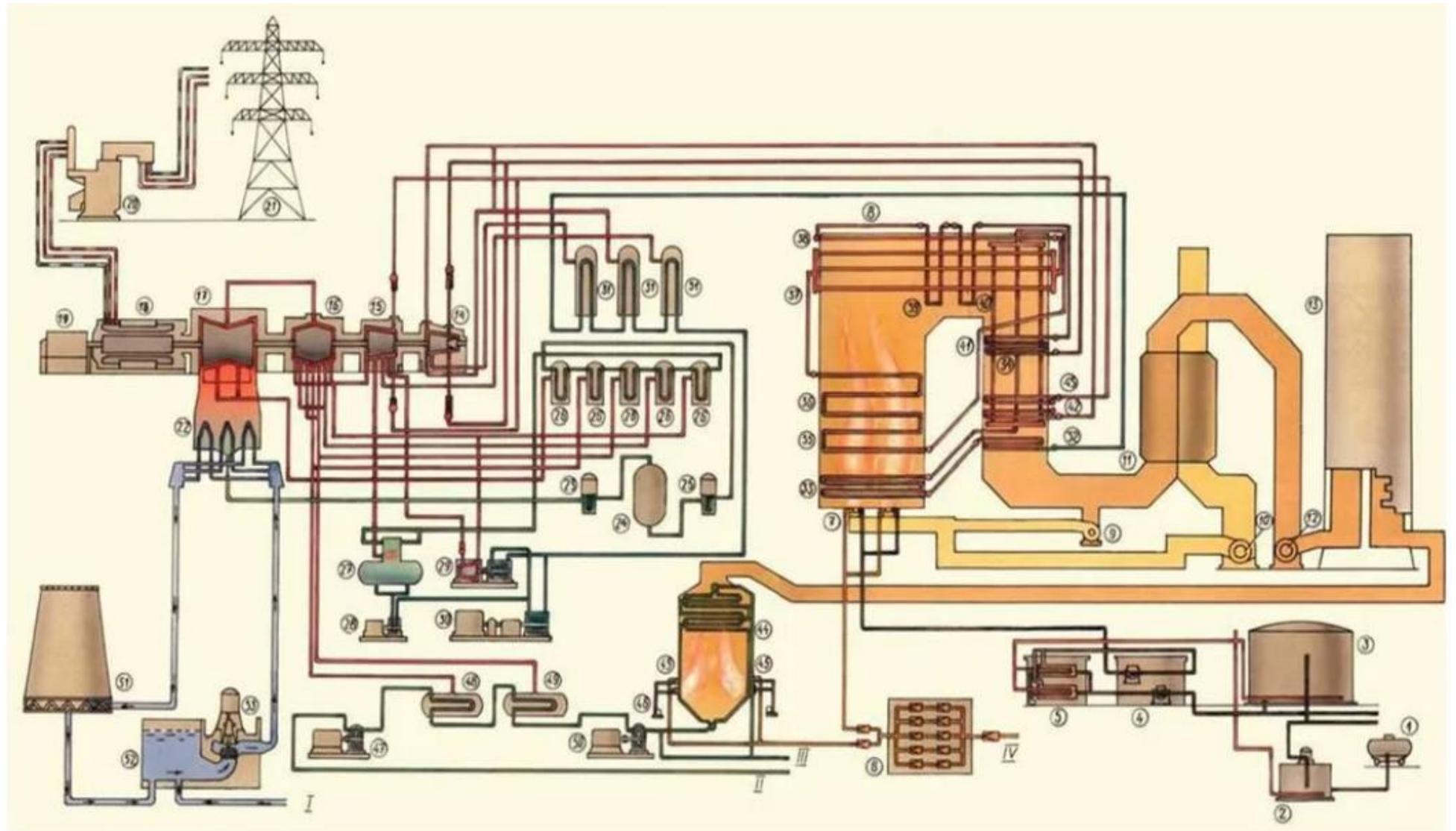


Рис. II.5 Технологическая схема паротурбинного блока 250 МВт

Тематика курсового проектирования

Темой курсового проектирования по дисциплине «Тепловые электрические станции» является расчет принципиальной тепловой схемы и технико–экономических показателей работы энергоблока, выбор основного и вспомогательного оборудования.

Целью курсового проекта является закрепление полученных за период обучения знаний по специальным курсам, усвоение принципов повышения эффективности режимов работы основного и вспомогательного оборудования ТЭС и АЭС, изучение методов расчета тепловых схем паротурбинных установок и анализа технических решений, принятых при выборе тепловой схемы, приобретение навыков самостоятельной творческой работы, работы с технической литературой, использование справочных и нормативных материалов.

Курсовое проектирование по ТЭС следует рассматривать в качестве подготовительного этапа дипломного проектирования, составной частью которого является выбор основного оборудования и расчет тепловой схемы ТЭС или АЭС.

Подробные методические рекомендации по выполнению курсового проекта изложены в методическом пособии:

Седнин, В.А. Тепловые электрические станции. Расчет тепловой схемы и выбор вспомогательного оборудования: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / А.В. Седнин, П.Ю. Марченко, Ю.Б. Попова. – Минск: БНТУ, 2007. – 92 с.

Методика расчета тепловой схемы и показателей топливоиспользования парогазовых установок с примерами расчетов изложены в методическом пособии:

Качан, С. А. Расчет тепловой схемы утилизационных парогазовых установок : [методическое пособие по дипломному проектированию для специальности 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции", 1-53 01 04 "Автоматизация и управление энергетическими процессами] / С. А. Качан ; Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции". - Минск : БНТУ, 2007. - 129 с. : ил..

URI <http://rep.bntu.by/handle/data/17478>

Методика расчета тепловой схемы турбоустановки АЭС дана в ЭУМК

Атомные электрические станции [Электронный ресурс] : учебно-методический комплекс для студентов специальности 1-43 01 08 "Паротурбинные установки атомных электрических станций" / Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции" ; сост.: А. В. Седнин, Н. Б. Карницкий. – Минск : БНТУ, 2017.

URI <http://rep.bntu.by/handle/data/27473>

III – РАЗДЕЛ КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ

Вопросы к экзамену

1. Состояние, задачи и перспективы развития ТЭС в Беларуси.
2. Классификация ТЭС: по виду отпускаемой энергии, по виду теплового двигателя, по технологической структуре и пр.
3. Структура топливного баланса Беларуси.
4. Состав и технические характеристики топлива. Понятие условного топлива.
5. Суточные, недельные и годовые графики электрических нагрузок. Показатели суточного графика электрических нагрузок.
6. Место и роль отдельных типов электростанций в покрытии графиков электрической нагрузки энергосистем
7. Способы отпуска теплоты от ТЭЦ. Сезонная и круглогодичная нагрузка.
8. Регулирование отпуска теплоты. Коэффициент теплофикации.
9. Особенности использования теплофикационного пучка в конденсаторе теплофикационных турбин.
10. Сетевые установки конденсационных электростанций.
11. Принципиальная схема КЭС. Термодинамический цикл КЭС.
12. Принципиальная схема и особенности работы ТЭЦ с турбинами с противодавлением и с регулируемым отбором.
13. Одноконтурные и двухконтурные схемы АЭС.
14. Технологическая схема первого контура двухконтурной АЭС.
15. Термодинамический цикл на насыщенном паре с его сепарацией и промперегревом пара.
16. Белорусская АЭС.
17. Основные принципы обеспечения безопасности АЭС.
18. Показатели тепловой экономичности КЭС. КПД КЭС и его составляющие.
19. Расходы пара, теплоты и топлива на КЭС. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии.
20. Показатели тепловой экономичности ТЭЦ.
21. Удельные расходы топлива на отпуск теплоты и электроэнергии на ТЭЦ. Физический метод разделения топливных затрат
22. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, энергетическая эффективность теплофикации.
23. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.
24. Влияние на тепловую экономичность электростанции начальных параметров пара.
25. Влияние на тепловую экономичность электростанции конечного давления пара. Предельный и экономический вакуум

26. Допустимая конечная влажность пара в последних ступенях турбины. Сопряжённые начальные параметры.
27. Промежуточный перегрев пара.
28. Термодинамическая сущность регенеративного подогрева питательной воды.
29. Термодинамически и технико-экономически оптимальная температура питательной воды. Распределение подогрева питательной воды по ступеням.
30. Типы регенеративных подогревателей, особенности их конструкции.
31. Особенности расчета регенеративных подогревателей различных типов.
32. Схемы сброса дренажей поверхностных подогревателей. Назначение охладителей перегретого пара, их включение.
33. Пароохладители в схеме регенеративного подогрева питательной воды при промежуточном перегреве пара. Схемы их включения: Виолен и Некольного – Рикара.
34. Баланс пара и воды на ТЭС. Назначение и расчет расширителей непрерывной продувки.
35. Методы удаления кислорода из питательной воды. Термическая деаэрация.
36. Типы деаэраторов. Схемы включения деаэраторов.
37. Тепловая схема и термодинамический цикл ГТУ
38. Особенности конструкции и параметры современных высокотемпературных ГТУ.
39. Влияние нагрузки и параметров атмосферного воздуха на работу ГТУ
40. Парогазовые установки, их термодинамический цикл и особенности схем.
41. Утилизационные ПГУ.
42. Газотурбинные надстройки энергоблоков ТЭС. Схема со сбросом газов ГТУ в паровой котел
43. Газотурбинные надстройки энергоблоков ТЭС. «Параллельная» схема, схема с вытеснением регенерации.
44. Утилизационные ПГУ, их особенности и КПД.
45. Особенности конструкции котлов-утилизаторов.
46. Выбор оптимальных параметров утилизационных ПГУ.
47. Показатели экономичности различных схем конденсационных ПГУ.
48. Показатели экономичности теплофикационных (когенерационных) ГТУ и теплофикационных ПГУ.

Вопросы на зачет

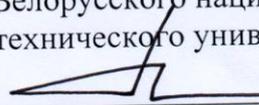
1. Принципиальная тепловая схема и ее назначение
2. Развёрнутая (полная) тепловая схема.
3. Основные положения методики расчета тепловой схемы паротурбинных установок.
4. Особенности построения процесса расширения в hs -диаграмме для турбин различных типов.
5. Составление таблицы состояния пара и воды в системе регенерации.
6. Составление баланса пара и воды.
7. Расчет расширителей непрерывной продувки.
8. Расчёт системы ПВД.
9. Расчет турбопривода питательного насоса.
10. Расчёт атмосферного деаэрата.
11. Расчёт деаэрата питательной воды.
12. Расчет сетевой установки.
13. Расчёт деаэрата подпитки теплосети.
14. Расчёт системы ПНД.
15. Коэффициенты недовыработки мощности паром отборов.
16. Определение расхода пара на турбину и проверка её мощности.
17. КПД турбоустановки по выработке электроэнергии.
18. Удельный расход тепла на выработку электроэнергии.
19. КПД блока по выработке электроэнергии.
20. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии.
21. Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии
22. Методы анализа влияния структурных изменений в схеме ТЭС на ее экономичность.
23. Коэффициенты ценности теплоты отборов и коэффициенты изменения мощности, их расчет.
24. Основные положения методики расчета тепловой схемы ГТУ-ТЭЦ.
25. Основные положения методики расчета тепловой схемы ПГУ-ТЭС с котлом утилизатором
26. Выбор вспомогательного оборудования
27. Категории трубопроводов. Расчёт на прочность
28. Арматура: классификация, назначение
29. Компоновка главного корпуса
30. Выбор площадки сооружения ТЭС
31. Генплан электростанции
32. Прямоточная и обратная системы технического водоснабжения
33. Охладители обратной системы технического водоснабжения
34. Топливное хозяйство ТЭС
35. Газовое хозяйство ТЭС, использующие паротурбинные и парогазовые технологии

IV – ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ**Учебная программа**

Белорусский национальный технический университет

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе
Белорусского национального
технического университета

 О.К. Гусев

06 07 2020

Регистрационный № УД- ЭФ42-173/уч.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Учебная программа учреждения высшего образования
по учебной дисциплине для специальности
1-53 01 04 «Автоматизация и управления теплоэнергетическими
процессами»

2020г.

Учебная программа составлена на основе образовательного стандарта ОСВО 1-53 01 04-2018.

СОСТАВИТЕЛИ:

С.А. Качан, доцент кафедры «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета, кандидат технических наук, доцент;

А.А. Павловская, старший преподаватель кафедры «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета.

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

И.В. Новаш, заведующий кафедрой «Электрические станции» Белорусского национального технического университета, кандидат технических наук, доцент;

РЕЦЕНЗЕНТ:

С.М. Сацук, заведующий кафедрой электроники Белорусского государственного университета информатики и радиоэлектроники, кандидат технических наук, доцент.

РЕКОМЕНДОВАНА К УТВЕРЖДЕНИЮ:

Кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета
(протокол № 12 от 14.04 2020 г.)

Заведующий кафедрой



Н.Б. Карницкий

Методической комиссией энергетического факультета Белорусского национального технического университета
(протокол № 8 от 23.04 2020 г.)

Председатель методической комиссии



И.Е. Мигуцкий

Научно-методическим советом Белорусского национального технического университета (протокол № 5 секции №1 от 02 04 2020)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Учебная программа по учебной дисциплине «Тепловые электрические станции» разработана для специальности 1–53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами».

Целью изучения дисциплины является приобретение студентами навыков построения тепловых схем паротурбинных установок, методов их расчета и выбора основного и вспомогательного оборудования.

Основной задачей преподавания дисциплины является подготовка специалистов для проектно-конструкторской, исследовательской деятельности и эксплуатационной работы на всех типах тепловых электрических станциях (ТЭС), а также автоматизации и управлению теплоэнергетическими процессами.

Для успешного усвоения дисциплины необходимы глубокие знания по дисциплинам: «Математика», «Физика», «Прикладная механика», «Информационные технологии в теплоэнергетике», «Теоретические основы теплотехники», «Вспомогательное оборудование электростанций», «Турбомашин».

В программе рассматриваются схемы и особенности работы различных типов ТЭС, основы выбора параметров пара и характеристик оборудования, режимы отпуска теплоты и электроэнергии и технико-экономические показатели работы ТЭС.

В результате освоения дисциплины «Тепловые электрические станции» студент должен:

знать:

- теоретические основы работы всех типов ТЭС;
- особенности работы основного и вспомогательного оборудования ТЭС;
- режимы работы и энергетические характеристики основного оборудования;
- особенности расчета регенеративных подогревателей;
- технико-экономические аспекты развития ТЭС;
- пути модернизации и реконструкции действующих ТЭС;
- особенности автоматизации и управления теплоэнергетическими процессами на ТЭС;

уметь:

- анализировать влияние режимных факторов и структурных изменений в схемах ТЭС на их экономичность;
- составлять принципиальные тепловые схемы ТЭС;
- выбирать перспективные типы ТЭС – атомные, газотурбинные и парогазовые электрические станции;

владеть:

- основами автоматизации и управления технологическими процессами на ТЭС;
- основами проектирования тепловых электрических станций;
- основами эксплуатации ТЭС.

Освоение данной учебной дисциплины обеспечивает формирование компетенции:

СК-7. Знать особенности эксплуатации и проектирования теплоэнергетического оборудования ТЭС.

Согласно учебному плану для очной формы получения высшего образования на изучение учебной дисциплины отведено всего 330 часов, из них аудиторных – 136 часов. На выполнение курсового проекта отведено 60 часов самостоятельной работы.

Распределение аудиторных часов по курсам, семестрам и видам занятий приведено в таблице 1.

Таблица 1.

Очная форма получения высшего образования					
Курс	Семестр	Лекции, ч.	Лабораторные занятия, ч.	Практические занятия, ч.	Форма текущей аттестации
3	6	34	17	17	экзамен
4	7	34		34	зачет, курсовой проект

СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОГО МАТЕРИАЛА

Раздел I. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

Тема 1.1. Задачи и структура курса. Энергетика Беларуси: современное состояние и перспективы развития

Состояние, задачи и перспективы развития ТЭС в Беларуси. Основные положения Энергетической программы Беларуси, основные направления ее реализации.

Тема 1.2. Типы тепловых электрических станций. Топливо

Классификация ТЭС: по виду отпускаемой энергии, по виду теплового двигателя, по технологической структуре и пр. Структура топливного баланса Беларуси. Состав и технические характеристики топлива. Понятие условного топлива.

Тема 1.3. Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками

Суточные, недельные, сезонные и годовые графики электрических нагрузок. Показатели суточного графика электрических нагрузок. Место и роль отдельных типов электростанций в покрытии графиков электрической нагрузки энергосистем

Тема 1.4. Технология отпуска пара и теплоты от ТЭС

Способы отпуска теплоты. Сезонная и круглогодичная нагрузка. Регулирование отпуска теплоты. Коэффициент теплофикации. Особенности использования теплофикационного пучка в конденсаторе теплофикационных турбин. Сетевые установки конденсационных электростанций.

Раздел II. ПАРОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Тема 2.1. Схемы паротурбинных установок КЭС и ТЭЦ

Принципиальная схема КЭС. Термодинамический цикл КЭС.

Принципиальная схема и особенности работы ТЭЦ с турбинами с противодавлением и с регулируемым отбором.

Тема 2.2. Атомные электрические станции

Одноконтурные и двухконтурные схемы АЭС. Технологическая схема первого контура двухконтурной АЭС. Термодинамический цикл с сепарацией и промперегревом пара. Белорусская АЭС. Основные принципы обеспечения безопасности АЭС.

Тема 2.3. Энергетические показатели ТЭС

КПД и его составляющие, общие показатели экономичности КЭС. Абсолютный электрический коэффициент полезного действия электростанции. Расходы пара, теплоты и топлива.

Показатели тепловой экономичности ТЭЦ. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, энергетическая эффективность теплофикации. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.

Тема 2.4. Методы повышения эффективности ТЭС

Влияние на тепловую экономичность электростанции начальных и конечных параметров пара. Допустимая конечная влажность пара в последних ступенях турбины. Сопряжённые начальные параметры. Промежуточный перегрев пара.

Тема 2.5. Регенеративный подогрев питательной воды и основного конденсата

Термодинамическая сущность регенеративного подогрева питательной воды. Термодинамически и технико-экономически оптимальная температура питательной воды. Распределение подогрева питательной воды по ступеням.

Типы регенеративных подогревателей, их конструкции. Схемы сброса дренажей поверхностных подогревателей. Назначение охладителей перегретого пара, их включение. Особенности расчета регенеративных подогревателей различных типов. Пароохладители в схеме регенеративного подогрева питательной воды при промежуточном перегреве пара. Схемы их включения: Виолен и Некольного – Рикара.

Тема 2.6. Баланс пара и конденсата на ТЭС

Баланс пара и воды на ТЭС. Назначение и расчет расширителей непрерывной продувки.

Методы удаления кислорода из питательной воды. Термическая деаэрация. Типы деаэраторов. Схемы включения деаэраторов.

Раздел III. ГАЗОТУРБИННЫЕ И ПАРОГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Тема 3.1. Тепловые схемы, термодинамические циклы и характеристики газотурбинных установок

Термодинамический цикл газотурбинной установки (ГТУ). Особенности конструкции и параметры современных высокотемпературных ГТУ. КПД и область применения ГТУ. Влияние нагрузки и параметров атмосферного воздуха на работу ГТУ

Тема 3.2. Тепловые схемы парогазовых установок

Парогазовые установки (ПГУ), их термодинамический цикл и особенности. Утилизационные ПГУ. Газотурбинные надстройки

энергоблоков ТЭС: схема со сбросом газов ГТУ в паровой котел, полузависимая схема, схема с подачей пара из котла-утилизатора в промежуточную точку паровой турбины ТЭС.

Тема 3.3. Парогазовые установки с котлом-утилизатором

Утилизационные ПГУ, их особенности и КПД. Особенности конструкции котлов-утилизаторов. Выбор оптимальных параметров утилизационных ПГУ.

Тема 3.4. Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии

Показатели экономичности различных схем конденсационных ПГУ. Показатели экономичности теплофикационных (когенерационных) ГТУ и теплофикационных ПГУ.

Раздел IV. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЭС

Тема 4.1. Принципиальные и развернутые (полные) схемы паротурбинных электростанций

Принципиальная тепловая схема и ее назначение. Основы выбора и составления принципиальной тепловой схемы. Развёрнутая (полная) тепловая схема.

Тема 4.2. Методика расчета тепловой схемы паротурбинных электростанций

Основные положения методики расчета тепловой схемы паротурбинных установок. Особенности построения процесса расширения в hs -диаграмме для турбин различных типов. Определение давления в отопительных отборах теплофикационных установок. Составление таблицы состояния пара и воды в системе регенерации. Составление баланса пара и воды. Расчет расширителей непрерывной продувки. Расчёт системы ПВД. Расчет турбопривода питательного насоса. Расчёт атмосферного деаэрата. Расчёт деаэрата питательной воды. Расчет сетевой установки. Расчёт деаэрата подпитки теплосети. Расчёт системы ПНД. Коэффициенты недовыработки мощности паром отборов. Определение расхода пара на турбину и проверка её мощности.

Тема 4.3. Расчёт технико-экономических показателей ТЭС

КПД турбоустановки по выработке электроэнергии. Удельный расход тепла на выработку электроэнергии. КПД блока по выработке электроэнергии. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии. Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии

Тема 4.4. Методы анализа влияния структурных изменений в схеме ТЭС на ее экономичность

Методы анализа влияния структурных изменений в схеме ТЭС на ее экономичность. Коэффициенты ценности теплоты отборов и коэффициенты изменения мощности, их расчет.

Тема 4.5. Методы расчета тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций

Основные положения методики расчета тепловой схемы ГТУ-ТЭЦ. Основные положения методики расчета тепловой схемы ПГУ-ТЭС с котлом утилизатором.

Тема 4.6. Выбор вспомогательного оборудования

Выбор тягодутьевых механизмов. Выбор теплообменников. Выбор баков и резервуаров. Выбор насосного оборудования.

Тема 4.7. Трубопроводы и арматура

Категории трубопроводов. Расчёт на прочность. Условное, пробное, рабочее давления. Условный проход. Изоляция и раскраска трубопроводов.

Запорная арматура. Регулирующая арматура. Предохранительная, контрольная, защитная арматура. Фазоразделительная арматура. Редукционно–охладительные установки и пароохладители.

Раздел V. КОМПОНОВКА, РАЗМЕЩЕНИЕ, ГЕНПЛАН

Тема 5.1. Компоновка главного корпуса

Виды компоновок. Каркас здания машзала, ригели. Опора котла. Мостовые краны.

Тема 5.2. Размещение, генплан электростанции

Размещение, выбор площадки. Требование к генплану. Показатели генплана, примеры генеральных планов КЭС и ТЭЦ.

Раздел VI. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ И УСТАНОВКИ ТЭС

Тема 6.1. Техническое водоснабжение

Прямоточная и оборотная системы. Испарительное охлаждение. Градирни. Брызгальные устройства, бассейны. Пруды–охладители.

Тема 6.2. Топливное хозяйство ТЭС

Мазутное хозяйство. Газовое хозяйство. Использование твёрдого топлива.

ТРЕБОВАНИЯ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

Целью курсового проекта по дисциплине «Тепловые электрические станции (ТЭС)» является закрепление полученных за период обучения знаний по специальным курсам, усвоение принципов повышения эффективности и оптимизации режимов работы основного и вспомогательного оборудования ТЭС, изучение методов расчета принципиальных тепловых схем и технико-экономических показателей работы энергоблока, выбор основного оборудования для всех серийных энергоблоков, работающих в странах СНГ.

Курсовое проектирование по данной дисциплине следует рассматривать в качестве подготовительного этапа дипломного проектирования.

Пояснительная записка курсового проекта должна составлять 25-35 печатных страниц формата А4. Графическая часть проекта состоит из чертежа принципиальной тепловой схемы энергоблока.

На выполнение курсового проекта учебным планом предусмотрено 60 часов.

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ
очная форма получения высшего образования

Номер раздела, темы	Название раздела, темы	Количество аудиторных часов					Количество часов УСР	Форма контроля знаний
		Лекции	Практические занятия	Семинарские занятия	Лабораторные занятия	Иное		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6 семестр							
I	ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ	4	2		2			Контрольный опрос
1.1	Задачи и структура курса. Энергетика Беларуси: современное состояние и перспективы развития	1						
1.2	Типы тепловых электрических станций. Топливо	1						
1.3	Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками	1						
1.4.	Технология отпуска пара и теплоты от ТЭС	1						
	<i>Практическое занятие №1</i>		2					
	<i>Лабораторная работа №1</i>				2			Защита лабораторной работы
II	ПАРОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	22	10		10			Контрольный опрос
2.1	Схемы паротурбинных установок КЭС и ТЭЦ	4						
	<i>Практическое занятие №2</i>		2					
	<i>Лабораторная работа №2</i>				2			Защита лабораторной работы
2.2	Атомные электрические станции	4						
	<i>Практическое занятие №3</i>		2					

	<i>Лабораторная работа №3</i>				2			Защита лабораторной работы
2.3	Энергетические показатели ТЭС	4						
	<i>Практическое занятие №4</i>		2					
	<i>Лабораторная работа №4</i>				2			Защита лабораторной работы
2.4	Методы повышения эффективности	4						
	<i>Практическое занятие №5</i>		2					
	<i>Лабораторная работа №5</i>				2			Защита лабораторной работы
2.5	Регенеративный подогрев питательной воды и основного конденсата	4						
	<i>Практическое занятие №6</i>		2					
	<i>Лабораторная работа №6</i>				2			Защита лабораторной работы
2.6	Баланс пара и конденсата на ТЭС	2						
III	ГАЗОТУРБИННЫЕ И ПАРОГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	8	5		5			Контрольный опрос
3.1	Тепловые схемы, термодинамические циклы и характеристики газотурбинных установок	2						
	<i>Практическое занятие №7</i>		2					
	<i>Лабораторная работа №7</i>				2			Защита лабораторной работы
3.2	Тепловые схемы парогазовых установок	2						Контрольный опрос
3.3	Парогазовые установки с котлом-утилизатором	2						
3.4	Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии	2						
	<i>Практическое занятие №8</i>		3					
	<i>Лабораторная работа №8</i>				3			Защита лабораторной работы
	Итого за семестр	34	17		17			Экзамен

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	7 семестр							
IV	ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЭС	26	22					
4.1	Принципиальная и развернутая (полная) схемы паротурбинных электростанций.	2						
	<i>Практическое занятие №9</i>		2					
4.2	Методика расчета тепловой схемы паротурбинных электростанций	8						
	<i>Практическое занятие №10</i>		2					
	<i>Практическое занятие №11</i>		2					
	<i>Практическое занятие №12</i>		2					
	<i>Практическое занятие №13</i>		2					
	<i>Практическое занятие №14</i>		2					
	<i>Практическое занятие №15</i>		2					
	<i>Практическое занятие №16</i>		2					
	<i>Практическое занятие №17</i>		2					
4.3	Расчёт технико-экономических показателей ТЭС	2						
	<i>Практическое занятие 18</i>							
4.4	Методы анализа влияния структурных изменений в схеме ТЭС на ее экономичность	2						
	<i>Практическое занятие №19</i>		2					
4.5	Методы расчета тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций	8						
	<i>Практическое занятие №20</i>		2					
	<i>Практическое занятие №21</i>		2					
	<i>Практическое занятие №22</i>		2					
	<i>Практическое занятие №23</i>		2					
	<i>Практическое занятие №23</i>		2					
4.6	Выбор вспомогательного оборудования	2						
	<i>Практическое занятие №24</i>		2					
4.7	Трубопроводы и арматура	2						
	<i>Практическое занятие №25</i>		2					

1	2	3	4	5	6	7	8	9
V	КОМПОНОВКА, РАЗМЕЩЕНИЕ, ГЕНПЛАН	4						Контрольный опрос
5.1	Компоновка	2						
5.2	Размещение, генплан электростанции	2						
VI	ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ И УСТАНОВКИ ТЭС	4						Контрольный опрос
6.1	Техническое водоснабжение	2						
6.2	Топливное хозяйство ТЭС	2						
	Курсовой проект							Защита курсового проекта
	Итого за семестр	34	34					Зачет
	Всего аудиторных часов			136				

ИНФОРМАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Список литературы

Основная литература

1. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции: учебник для вузов/ В.Я. Рыжкин / под ред. В.Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. и доп.– Москва: Энергоатомиздат, 1987. –328 с.: ил.
2. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. чл.–корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М. Зорина.– 3-е изд., перераб. и доп. –Москва: Изд. МЭИ, 2003.– 648 с.: ил. (Теплоэнергетика и теплотехника: справочная серия: в 4 кн.; Кн. 3);
3. Буров, В.Д. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров [и др.]; под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 466 с.

Дополнительная литература

1. Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов / Л.С. Стерман, И.М. Лавыгин, С.Г. Тишин.– 3-е изд., перераб. – Москва: Изд. МЭИ, 2004.– 424 с., ил.
2. Тевлин, С.Д. Атомные электрические станции с реакторами ВВЭР:– 1000: учеб. пособие для вузов, 2-е изд., доп. М.: МЭИ, 2008.–358 с.
3. Кащеев, В.П. Ядерные энергетические установки: учебное пособие для вузов./ В.П. Кащеев - Минск: Выш. школа, 1989.– 223 с.: ил.
4. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 472 с.
5. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций/ С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.
6. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 351 с.
7. Турбины тепловых и атомных станций: учебник под ред. А.Г.Костюка, В.В. Фролова, 2-е изд., перераб. и доп.–М.: МЭИ, 2001.

Нормативная литература

1. ТКП 646-2020 (33240) Электростанции и котельные. Технические требования к нормам освоения проектных мощностей в начальный период эксплуатации.
2. ТКП 642-2019 (33240/33540/33040) Порядок расчета величины технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий эксплуатации.
3. ТКП 411-2012 (02230) Правила учета тепловой энергии и теплоносителя.

4. ТКП458-2012 (02230) Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей.

5. ТКП 608-2017 (33240) Теплотехническое оборудование электростанций и тепловых сетей. Правила по обеспечению безопасной эксплуатации.

Средства диагностики результатов учебной деятельности

Оценка уровня знаний студента при защите курсового проекта и сдаче экзаменов производится по десятибалльной шкале в соответствии с критериями, утверждёнными Министерством образования Республики Беларусь.

Для оценки достижений студента рекомендуется использовать следующий диагностический инструментарий:

- защита выполненных лабораторных работ;
- проведение текущих контрольных опросов по отдельным темам;
- защита курсового проекта;
- сдача зачета;
- сдача экзамена.

Перечень тем практических занятий

25. Построение годового графика тепловых нагрузок и температурного графика тепловой сети

26. Определение термического КПД цикла Ренкина. Определение термодинамически оптимального начального давления цикла Ренкина на перегретом паре

27. Определение термодинамически оптимального начального давления для цикла насыщенного пара

28. Определение термического КПД цикла Ренкина с промперегревом. Определение термодинамически оптимального давления в линии промперегрева

29. Расчет сетевой установки

30. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении

31. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении с учетом регенеративной выработки электроэнергии на базе подогрева обратного конденсата

32. Расчет мощности теплофикационной паротурбинной установки с противодавлением и регулируемым отбором

33. Составление тепловых балансов и расчет поверхностных подогревателей системы регенерации

34. Составление тепловых балансов и расчет смешивающих подогревателей системы регенерации

35. Расчет регенерации низкого давления турбин ТЭС с дренажными насосами
36. Расчет подогревателя высокого давления с охладителем перегретого пара и охладителем дренажа
37. Расчет расширителей непрерывной продувки.
38. Расчет атмосферного деаэрата обратного конденсата производства
39. Расчет деаэрата повышенного давления питательной воды
40. Построение процессов расширения пара в конденсационных и теплофикационных турбинах.
41. Анализ влияния технических решений по тепловой схеме с помощью коэффициентов ценности теплоты отбора
42. Расчет удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты
43. Расчет котла утилизатора в тепловой схеме утилизационной ПГУ
44. Балансы теплоты и мощности газотурбинных установок: одноцелевой и когенерационной
45. Балансы теплоты и мощности парогазовых установок: конденсационных и теплофикационных
46. Расчет тепловой схемы утилизационной ПГУ
47. Расчет технико-экономических показателей парогазовых установок различного типа
48. Расчет параметров и выбор насосного и теплообменного оборудования
49. Расчет компенсирующей способности трубопроводов

Перечень тем лабораторных работ

9. Изучение тепловой схемы турбоустановки ПТ-60-130/13 МТЭЦ-4
10. Изучение тепловой схемы турбоустановки Т-250/300-240 МТЭЦ-4.
11. Изучение тепловой схемы турбоустановки К-1200-6,8/50.
12. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении производственного и теплофикационного отборов турбоустановки ПТ-60-130/13 МТЭЦ-4
13. Определение КПД паротурбинной установки Т-250/300-240 по выработке электрической энергии
14. Изучение возможностей повышения эффективности работы конденсатора турбоустановки Т-250/300-240 МТЭЦ-4.
15. Изучение тепловой схемы ПГУ-230 МТЭЦ-3
16. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ПГУ-230 МТЭЦ-3

Перечень контрольных вопросов и заданий для самостоятельной работы студентов

1. Принципиальные тепловые схемы блочных конденсационных электростанций.
2. Принципиальные тепловые схемы теплоэлектроцентралей с поперечными связями.
3. Конструктивные особенности конденсационных паротурбинных установок
4. Конструктивные особенности теплофикационных паротурбинных установок
5. Конструкция регенеративных подогревателей высокого давления.
6. Конструкция регенеративных подогревателей низкого давления.
7. Конструкция конденсаторов паротурбинных установок
8. Конструкция осевых насосов.
9. Конструкция центробежных насосов.
10. Конструкции газотурбинных установок.
11. Конструкция котлов-утилизаторов

Методические рекомендации по организации и выполнению самостоятельной работы студентов

При изучении дисциплины рекомендуется использовать следующие формы самостоятельной работы:

- самостоятельная работа в виде решения индивидуальных задач;
- подготовка курсового проекта по индивидуальным заданиям.