

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Факультет Энергетический
Кафедра Тепловые электрические станции

ЭЛЕКТРОННЫЙ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

для специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»

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

Рассмотрено и утверждено
на заседании совета энергетического факультета 30 мая 2022 г.,
протокол № 10

Минск БНТУ 2022

ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛОВ

I. Теоретический раздел: содержит материалы для теоретического изучения учебной дисциплины «Тепловые электрические станции» в объеме, установленном учебным планом по специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»; представлен конспектом лекций.

II. Практический раздел: содержит тематику практических и лабораторных занятий, курсового проектирования, а также примеры выполнения практических и лабораторных работ.

III. Контроль знаний: представлен перечнем вопросов к зачету и экзамену по дисциплине.

IV. Вспомогательный раздел: представлен учебной программой по дисциплине со списком основной и дополнительной литературы.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

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

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

Рекомендации по организации работы с ЭУМК: рекомендуется последовательно изучать материалы теоретического раздела с закреплением полученных знаний в ходе решения задач на практических занятиях и выполнения лабораторных работ, а затем переходить к разработке курсового проекта. ЭУМК содержит гиперссылки, позволяющие оперативно найти необходимый учебный материал. В тексте ЭУМК в теоретическом и практическом разделах представлены гиперссылки на учебный материал, который расположен в репозитории БНТУ (<https://rep.bntu.by>). В случае использования гиперссылок из репозитория БНТУ или из сети Интернет должен быть установлен браузер.

ОГЛАВЛЕНИЕ

I - ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ - КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ.....	5
1. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ - ОСНОВА ЭНЕРГЕТИКИ.....	5
1.1. Энергетика Беларуси: история, современное состояние и перспективы развития.....	5
1.2. Классификация тепловых электрических станций.....	8
1.3. Основные характеристики топлива, используемого на ТЭС	9
1.4. Технологические схемы тепловых электростанций (на примере паротурбинных).....	13
2. РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ.....	19
2.1. Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками.....	19
2.2. Технология отпуска пара и теплоты от ТЭС.....	23
3. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	27
3.1. Основы физики ядерных реакторов	27
3.2. Устройство ядерных реакторов. Тепловые схемы АЭС	30
3.3. АЭС с реактором ВВЭР-1200. Проект «АЭС-2006»	40
3.4. Топливообеспечение атомной энергетики. КПД АЭС.....	45
4. ПАРОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	50
4.1. Энергетические показатели паротурбинных электростанций	50
4.2. Методы повышения эффективности паротурбинных ТЭС	57
4.3. Регенеративный подогрев питательной воды и основного конденсата.....	65
4.4. Баланс пара и конденсата на ТЭС	72
5. ГАЗОТУРБИННЫЕ И ПАРОГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	75
5.1. Тепловые схемы, термодинамические циклы и характеристики газотурбинных установок.....	75
5.2. Тепловые схемы парогазовых установок	81
5.3. Парогазовые установки с котлами-утилизаторами	86
5.4. Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии	91
6. МИНИ-ТЭС.....	93
6.1. Электростанции на базе органического цикла Ренкина	93
6.2. Электростанции на базе газопоршневых агрегатов	95
7. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	97

7.1. Принципиальные и развернутые (полные) схемы паротурбинных электростанций.....	97
7.2. Методика расчета тепловой схемы паротурбинных электростанций.....	99
7.3. Расчёт технико-экономических показателей паротурбинной ТЭС.....	101
7.4. Методы анализа влияния структурных изменений в схеме ТЭС на ее экономичность.....	102
7.5. Методы расчета тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций.....	105
7.6. Выбор вспомогательного оборудования.....	109
7.7. Трубопроводы и арматура.....	113
8. РАЗМЕЩЕНИЕ ТЭС, ГЕНПЛАН, КОМПОНОВКА ГЛАВНОГО КОРПУСА.....	116
8.1. Размещение, генплан электростанции.....	116
8.2. Компоновка главного корпуса.....	119
9. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ И УСТАНОВКИ ТЭС....	121
9.1. Техническое водоснабжение.....	121
9.2. Топливное хозяйство ТЭС.....	124
II – ПРАКТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	131
Перечень тем практических занятий.....	131
Примеры выполнения практических занятий.....	132
Перечень тем лабораторных работ.....	134
Пример выполнения лабораторных работ.....	134
Тематика курсового проектирования.....	145
III – РАЗДЕЛ КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ.....	146
Вопросы к экзамену.....	146
Вопросы на зачет.....	147
IV – ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ.....	148
Учебная программа.....	148
Основная литература.....	167
Дополнительная литература.....	167

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 годов 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 составляла 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 итоге 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 детандергенераторные установки (ДГУ) на Лукомльской ГРЭС, Минской ТЭЦ-4 и Гомельской ТЭЦ-2.

Основными технологиями Белорусской энергосистемы до начала века были паротурбинные, которые в начале века активно замещались парогазовыми. 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 станционных коллекторов пара. Конденсационные парогазовые установки мощностью порядка 400 МВт введены на ТЭЦ-5, Лукомльской и Березовской ГРЭС.

На 1 января 2021 года установленная мощность генерирующих энергоисточников Республики Беларусь составляла 11 338 МВт (рис. 1.2).

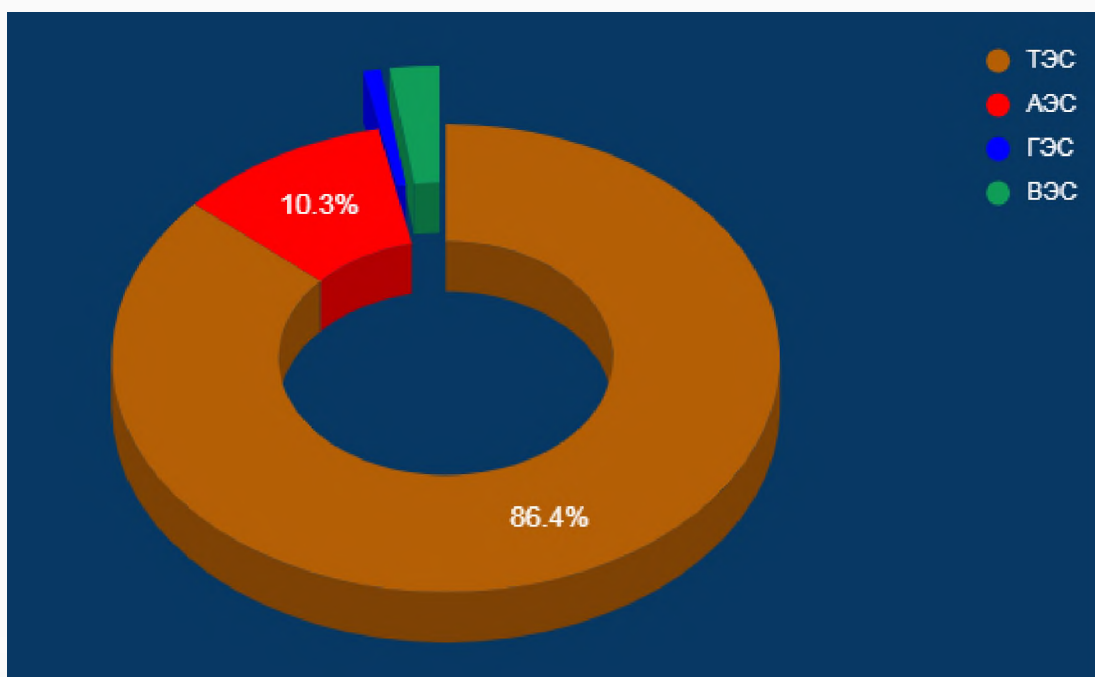


Рис. 1.2. Структура установленной мощности генерирующих источников Республики Беларусь на 1 января 2021 года, МВт (проценты)

До ввода Белорусской АЭС основу энергосистемы составляли ТЭС, а основу топливного баланса – природный газ. Примерно половину от установленных генерирующих мощностей составляли конденсационные электростанции или, так называемые, ГРЭС – Государственные районные электростанции, а половину – теплоэлектроцентрали.

Строительство Белорусской АЭС-2400 стало качественно новым этапом развития энергетики Республики и обусловлено, прежде всего, острой необходимостью повысить энергетическую безопасность страны за счет диверсификации топливного баланса.

Ввод АЭС с двумя блоками мощностью около 1200 МВт, предназначенных для работы в базовой части суточного графика нагрузки, меняет режимы работы всех других генерирующих источников, и требует обоснованных решений по оптимизации состава их оборудования в целях снижения затрат. Чрезвычайно актуальным становится обеспечение технической возможности покрытия переменного суточного графика электрической нагрузки с учетом структуры

генерации энергосистемы, и выбор установленной мощности маневренных источников. Для обеспечения интеграции Белорусской АЭС в энергосистему вводятся пиково-резервные мощности (ПРМ), а также электроды на теплоэлектростанциях.

Более подробно вопросы интеграции Белорусской АЭС рассмотрены 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>

1.2. Классификация тепловых электрических станций

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

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;
- теплоэлектростанции (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 (с поперечными связями).

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 2,9 МПа (30 ата);
- среднего давления: 3,9 МПа (40 ата);
- высокого: 8,8... 12,75... 16,7 МПа (90... 130... 170 ата);
- сверхкритического: 23,5 МПа (240 ата) и выше.

1.3. Основные характеристики топлива, используемого на ТЭС

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).

Характеристики *ядерного топлива* и принципы обращения с ним рассматриваются ниже в разделе 3.

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.

До ввода Белорусской АЭС более 99% электроэнергии в Беларуси производилось за счет сжигания ископаемого топлива.

На ТЭС и котельных 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 пределах 2...4%. Среднее содержание серы в мазуте, сжигаемом на электростанциях, составляет 2,4...2,5%.

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

С вводом АЭС годовой объем закупок природного газа существенно сократится.

В общем случае *состав органического топлива* можно разделить на горючую (углерод С, водород Н и сера SA) 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 CO, водород H₂, предельные углеводороды C_nH_{2n+2}, непредельные углеводороды C_nH_{2n} и иногда сероводород H₂S. 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 CH_4 – до 95%.

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

$$\text{CH}_4 + \text{H}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \text{C}_m\text{H}_n + \text{O}_2 + \text{N}_2 + \text{CO}_2 = 100,$$

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:

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

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

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

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

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

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 м^3 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 нижней 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):

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

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.

Для сравнения качеств различных топлив вводят **приведенные характеристики топлива**, отражающие содержание влаги, золы и серы в топливе, отнесенные к нижней теплоте сгорания его рабочей массы

Приведенные влажность, зольность и сернистость определяют соответственно по формулам:

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

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

1.4. Технологические схемы тепловых электростанций (на примере паротурбинных)

В качестве примера рассмотрим работу **паротурбинной тепловой электростанции**, сжигающей природный газ и мазут (рис. 1.3).

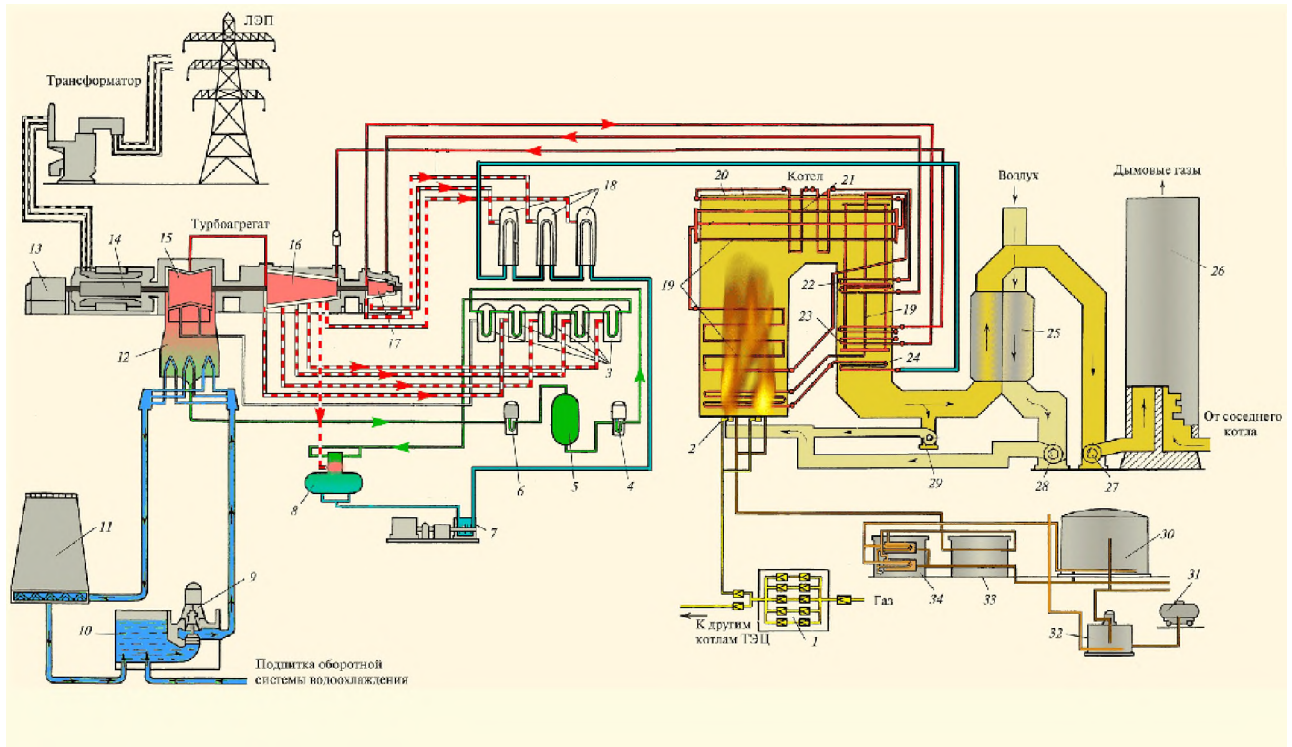


Рис. 1.3. Технологический процесс производства электроэнергии на ТЭС

Основными элементами рассматриваемой электростанции (рис. 1.3) являются котельная установка, производящая пар высоких параметров; паротурбинная установка, преобразующая теплоту пара в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата, и электрические устройства (электрогенератор, трансформатор и т.д.), обеспечивающие выработку электроэнергии.

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

Собственно котел представляет собой П-образную конструкцию с газоходами прямоугольного сечения. В топке котла происходит горение топлива. Для этого к горелкам специальным дутьевым вентилятором 28 непрерывно подается горячий воздух, нагреваемый в воздухоподогревателе 25. В котле для регулирования температуры пара или для подавления образования окислов азота может использоваться рециркуляция: часть дымовых газов, уходящих из котла, специальным вентилятором рециркуляции 29 подается к основному воздуху и смешивается с ним.

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

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

Сухой насыщенный пар поступает в основной пароперегреватель, состоящий из потолочного 20, ширмового 21 и конвективного 22 элементов. Полученный на выходе из конвективного пароперегревателя пар высоких параметров покидает котел и поступает по паропроводу к паровой турбине.

Мощная паровая турбина обычно состоит из нескольких цилиндров.

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

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

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

Пар, покидающий ЦНД турбины, поступает в конденсатор 12 – теплообменник, по трубкам которого непрерывно протекает охлаждающая вода, подаваемая циркуляционным насосом 9 из реки, водохранилища или специального охлаждающего устройства (градирни). Наряду с оборотной,

используют прямоточное водоснабжение, при котором охлаждающая вода поступает в конденсатор из реки и сбрасывается в нее ниже по течению.

Пар, поступающий из турбины в межтрубное пространство конденсатора, конденсируется и стекает вниз; образующийся конденсат конденсатным насосом 6 подается через группу регенеративных подогревателей низкого давления (ПНД) 3 в деаэратор 8. В ПНД температура конденсата повышается за счет теплоты конденсации пара, отбираемого из турбины. Это позволяет уменьшить расход топлива в котле и повысить экономичность электростанции. В деаэраторе 8 происходит деаэрация – удаление из конденсата растворенных в нем газов, нарушающих работу котла. Одновременно бак деаэратора представляет собой емкость для питательной воды котла.

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

Регенеративный подогрев конденсата в ПНД и ПВД – это основной способ повышения КПД ТЭС.

Контроль и управление работой ТЭС осуществляются с пульта управления.

В **конденсационных ТЭС (КЭС)** 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. 1.4 показаны *принципиальные тепловые схемы паротурбинных конденсационных блоков на органическом топливе* без промежуточного перегрева пара (рис. 1.4, а) и с промежуточным перегревом (рис. 1.4, б). Тепловая схема на рис. 1.4, б характерна для мощных блочных электростанций, работающих с высокими параметрами пара.

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°C.

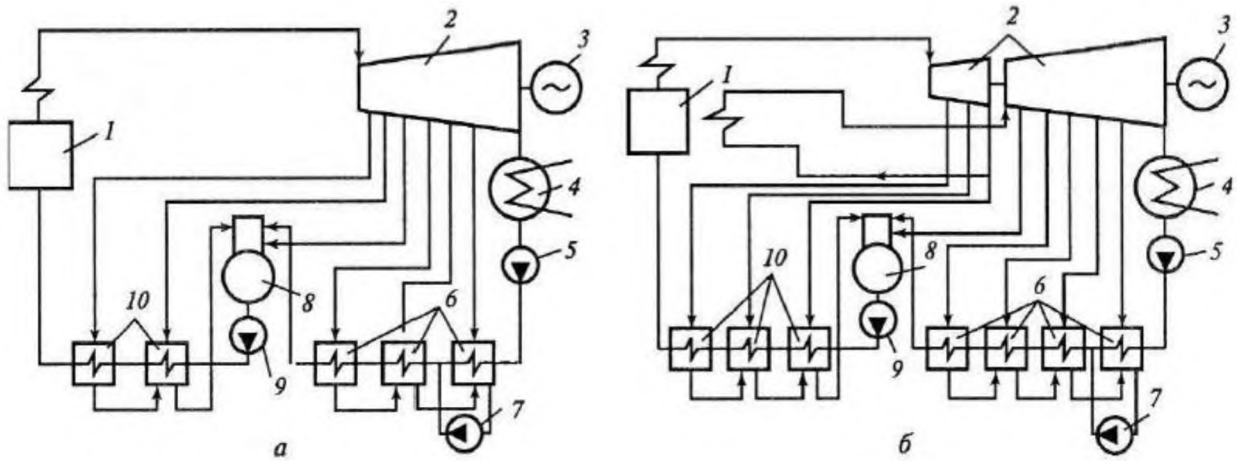


Рис. 1.4. Принципиальные тепловые схемы паротурбинных конденсационных блоков на органическом топливе без промежуточного перегрева пара (а) и с промежуточным перегревом (б): 1 – котел; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатный насос; 6 – регенеративный подогреватель; 7 – дренажный насос; 8 – деаэратор; 9 – питательный насос; 10 – подогреватели

На рис. 1.5 приводятся рабочие процессы расширения пара в турбине для паротурбинных установок, схемы которых показаны на рис. 1.4, а и б.

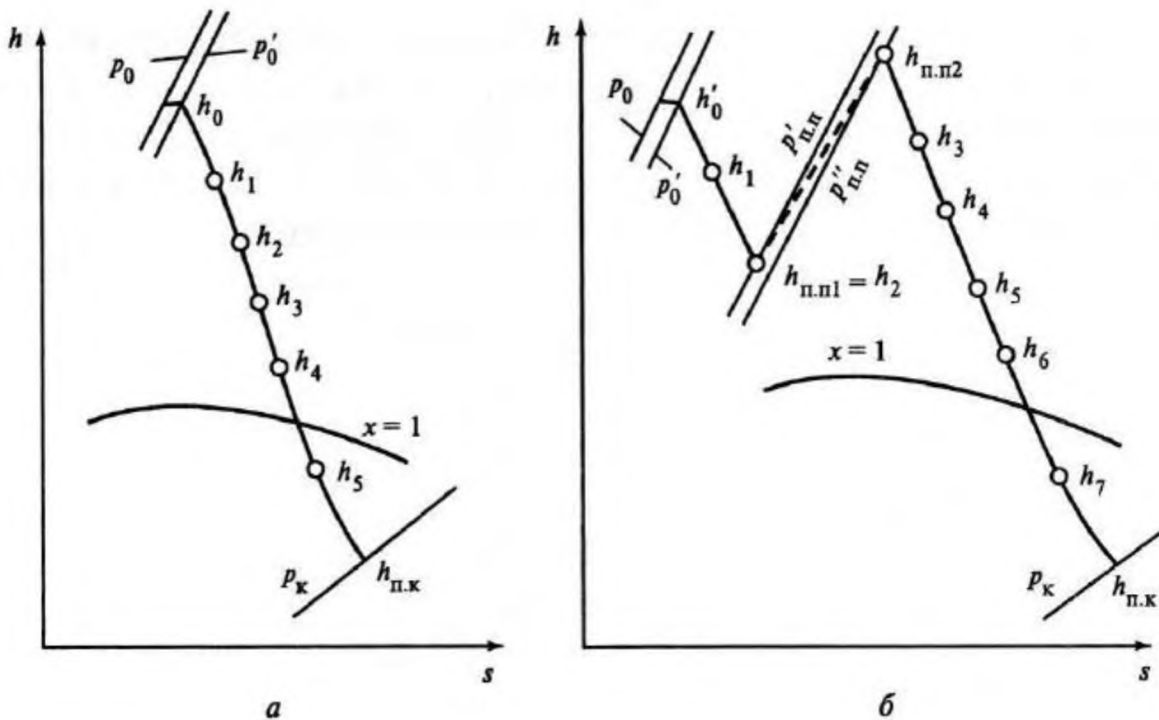


Рис. 1.5. Рабочий процесс расширения пара в $h-s$ - диаграмме для конденсационных установок на перегретом паре без промежуточного перегрева (а) и с промежуточным перегревом (б):

$h_1 - h_7$ - 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 противодействие) или на сетевые подогреватели (теплофикационное противодействие).

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.

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 противодействием), потери тепла в холодном источнике отсутствуют, а при частичном — в холодном источнике (конденсаторе) теряется меньше тепла, чем на КЭС.

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

В схемах с турбинами с противодействием (типа Р) (рис. 1.6, 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. 1.6, 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. 1.6, а,б) снижаются (редуцируются) параметры: давление и температура пара до требуемых потребителем.

Рабочий процесс пара в турбинах с противодействием или регулируемые отборами качественно не отличаются от приведенных на рис. 1.5, однако на паротурбинных установках с противодействием он может заканчиваться на h-s - диаграмме до пограничной кривой (в области слабоперегретого пара).

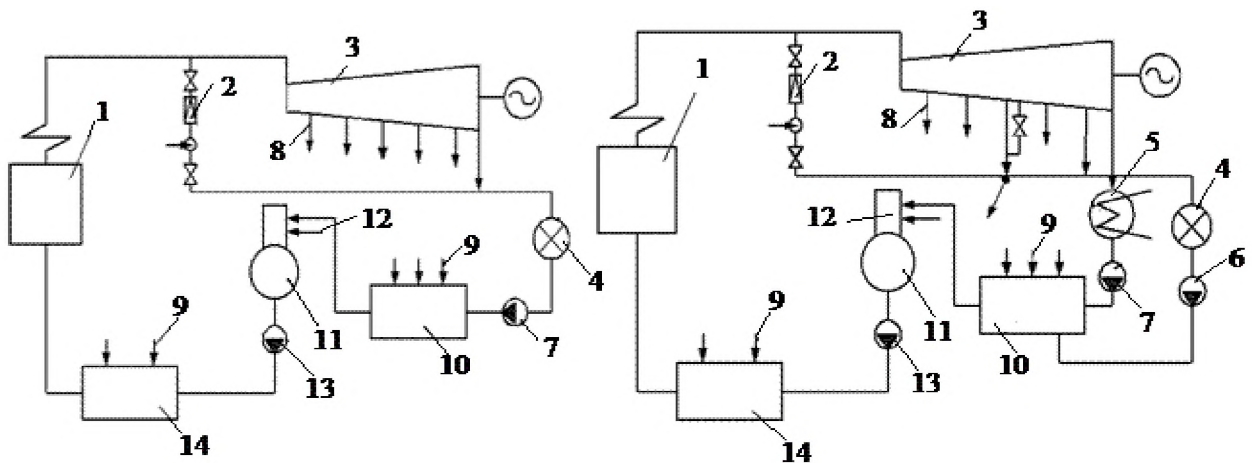


Рис. 1.6. Схемы ТЭЦ на органическом топливе: а – с турбиной с противодавлением; б – с турбиной с регулируемым отбором пара: 1 – паровой котел; 2 – РОУ; 3 – турбоагрегат; 4 – тепловой потребитель; 5 – конденсатор; 6 – насос обратного конденсата; 7 – конденсатный насос; 8 – пар из отборов; 9, 12 – пар на регенеративный подогрев и в деаэратор; 10, 14 – регенеративные подогреватели низкого и высокого давлений; 13 – питательный насос

Принципиальное отличие **атомных электростанций (АЭС)** от ТЭС в том, что вместо использующих органическое топливо *котельных установок* используется *ядерный реактор* – устройство, в котором осуществляется управляемая цепная ядерная реакция деления (расщепления) ядер атомов радиоактивного вещества, сопровождающаяся выделением энергии.

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.

При работе на насыщенном паре в проточной части турбины пар быстро увлажняется. Возрастание влажности приводит к увеличению интенсивности эрозийного износа элементов проточной части, а также к снижению экономичности. Приблизительно увеличение влажности на 1% приводит к снижению внутреннего относительного КПД также примерно на 1%.

Поэтому 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 современных блоках после сепаратора пар перегревается до температуры $t_{шт}$, близкой к начальной температуре t_0 .

На рис. 1.7 приведены рабочие процессы пара в турбине в $h-s$ -диаграмме при работе по циклу с сепарацией пара (рис. 1.7, а) и по циклу с сепарацией и промежуточным перегревом (рис. 1.7, б).

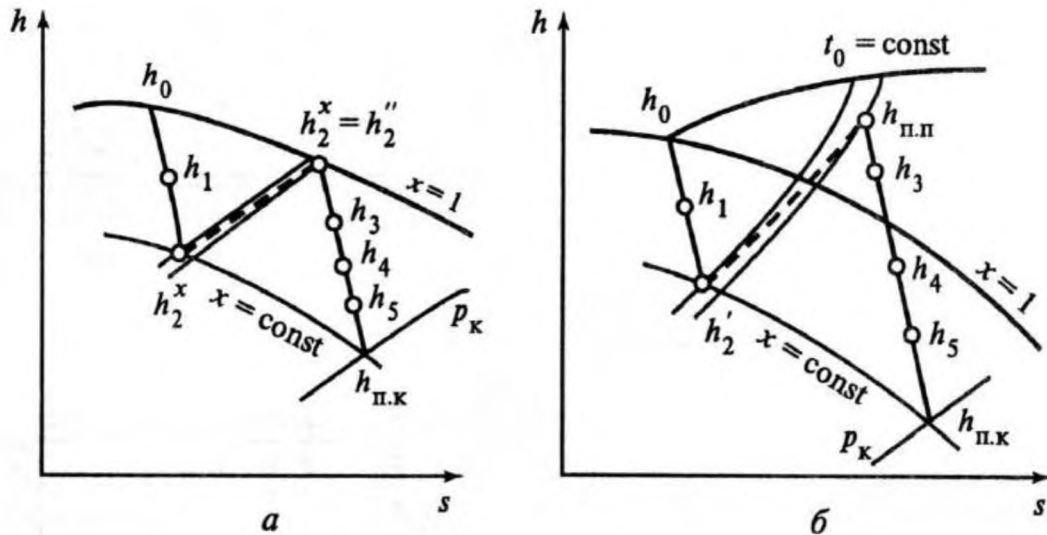


Рис. 1.7. Рабочий процесс в $h-s$ - диаграмме в турбинах насыщенного пара: обозначения те же, что и на рис. 1.3

2. РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

2.1. 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.

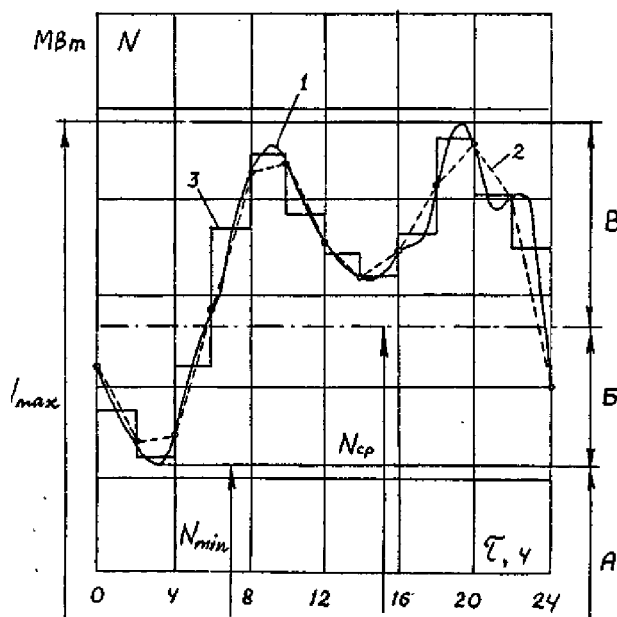


Рис.2.1. Суточный график нагрузки

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.

Суточный график электрических нагрузок (рис. 2.1) 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 $N_{\text{ср}}$ нагрузки:

$$N_{\text{ср}} = \mathcal{E}_{\text{сут}}/24$$

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

Показатели (характеристики) неравномерности суточного графика нагрузки:

- коэффициент неравномерности:

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

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

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

- регулировочный диапазон мощности в энергосистеме

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

- коэффициент регулирования

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

- 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} ($\alpha = \frac{N_{\text{рег}}}{N_{\max}}$), то регулировочный диапазон этого оборудования должен быть

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

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. 2.2).

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 ежесуточного 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.

Современные парогазовые установки (ПГУ) обладают высокой тепловой экономичностью, поэтому их предпочтительно использовать в базовом режиме, однако их хорошие маневренные характеристики делают привлекательной работу ПГУ в полупиковом режиме.

Так, например, исследования применительно к моноблоку ПГУ-427 МВт Лукомльской ГРЭС на базе SGT5-4000F Siemens, показали возможность ее глубокой разгрузки до мощности порядка 40% и даже 30% номинальной за счет:

- углубления регулирования расхода воздуха с помощью ВНА компрессора;
- подогрева воздуха перед компрессором;
- снижения мощности ПГУ за счет разгрузки ПТ при помощи БРОУ.

Такое глубокое снижение нагрузки сопровождается понижением тепловой экономичности, но является более предпочтительным, чем разгрузка АЭС.

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. 2.2 схема покрытая годового графика нагрузки является ориентировочной: для каждой энергосистемы задача распределения нагрузки решается в зависимости от наличия в системе того или иного типа электростанций.

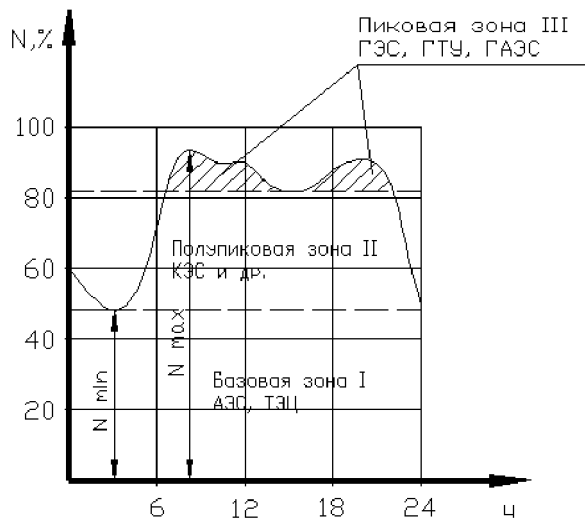


Рис. 2.2. График нагрузки с выделением рабочих зон

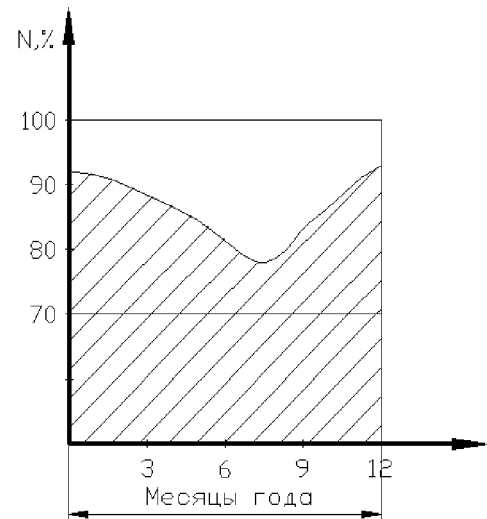


Рис. 2.3. График изменения нагрузки в течение года.

Наличие провала электрической нагрузки энергосистемы в летний период (снижение нагрузки на 20% и даже более – рис. 2.3) 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>

2.2. 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 редуционно-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. 2.4 показаны зависимости расходов теплоты на отопление $Q_{\text{от}}$, вентиляцию $Q_{\text{в}}$ и горячее водоснабжение $Q_{\text{г.в.}}$, а также общего расхода $Q_{\text{ТЭЦ}}$ от температуры наружного воздуха. Как видно, преобладающей является отопительная нагрузка $Q_{\text{от}}$.

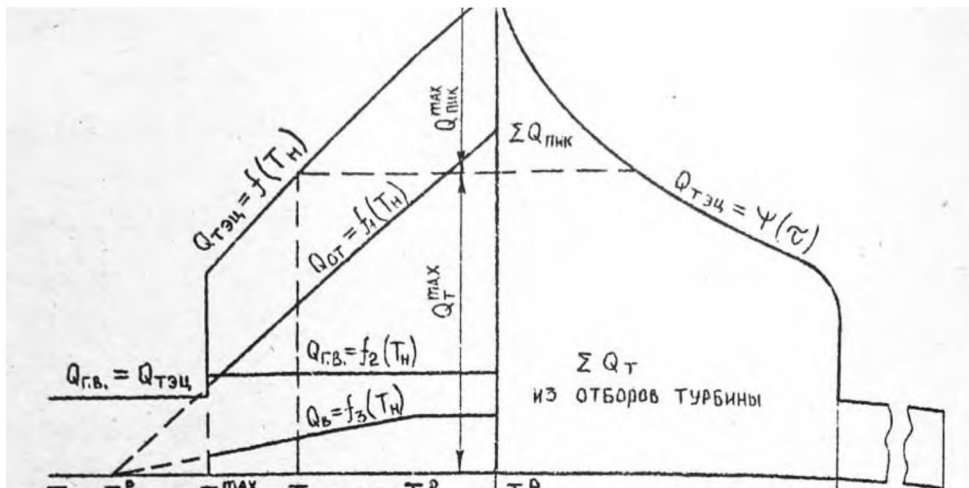


Рис. 2.4. Зависимость расхода теплоты от температуры наружного воздуха: $Q_{от}$ — на отопление; $Q_{в}$ — на вентиляцию; $Q_{Г.В.}$ — на горячее водоснабжение; $Q_{ТЭЦ}$ — суммарный.

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.

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

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

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 $t_{п.ом}$ постоянно, то температуры воды в подающей и обратной

магистральных изменяются практически линейно в зависимости от температуры наружного воздуха $t_{\text{нв}}$ (рис. 2.5).

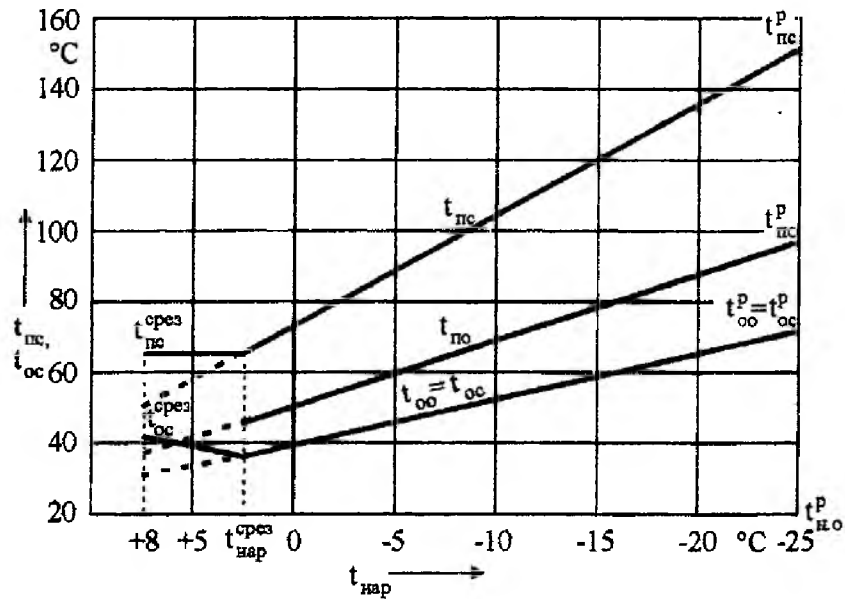


Рис. 2.5. Зависимости температур воды $t_{\text{п.с}}$ и $t_{\text{о.с}}$ от температуры наружного воздуха $t_{\text{нв}}$

Верхнее значение температуры воды в подающей линии (при низшей расчетной температуре наружного воздуха $t_{\text{нв}}^{\text{р}}$, расчетной для проектирования систем отопления) определяется технико-экономическими расчетами. При температуре наружного воздуха, равной температуре внутри помещения (18...20°C), отопление прекращается, вода как в подающей, так и в обратной линии теоретически имеет температуру, равную температуре наружного воздуха, т.е. также 18...20°C. Следовательно, графики изменения температуры воды в подающей и обратной магистралях при качественном регулировании являются прямыми линиями, проходящими соответственно через максимальные значения $t_{\text{п.с}} = 150^{\circ}\text{C}$ и $t_{\text{о.с}} = 70^{\circ}\text{C}$ при $t_{\text{нв}}^{\text{р}}$ (рис. 2.5).

Температура воды в подающей магистрали не должна быть ниже примерно $t_{\text{п.с}}^{\text{сред}} = 65...70^{\circ}\text{C}$ и сохраняется на таком уровне постоянной при всех температурах наружного воздуха $t_{\text{нв}}$, выше температуры «срезки» $t_{\text{нв}}^{\text{сред}}$ (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

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} = Q_{\text{Т}}^{\text{макс}} / (Q_{\text{Т}}^{\text{макс}} + Q_{\text{ТГВК}}).$$

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>

3. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

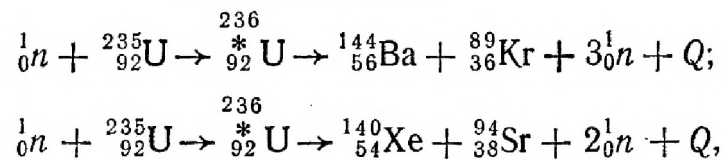
3.1. Основы физики ядерных реакторов

В основе работы ядерных реакторов лежит управляемая цепная реакция деления тяжелых атомных ядер.

Стационарная или развивающаяся во времени *цепная реакция деления ядер* возможна, поскольку в результате деления образуются несколько нейтронов, которые могут инициировать последующее деление других ядер с испусканием новых свободных нейтронов.

В природе встречаются только три изотопа, которые могут служить ядерным топливом или сырьем для его получения. Это изотоп тория ^{232}Th и изотопы урана ^{238}U и ^{235}U . Из них первые два цепной реакции не дают, но могут быть переработаны в изотопы, на которых реакция идет. Изотоп ^{235}U сам дает цепную реакцию. Природный уран в основном состоит из изотопа ^{238}U и только на 0,7% из изотопа ^{235}U .

Типичными реакциями деления ^{235}U являются реакции:



где ${}_0^1n$ – нейтрон; Q – энергия, выделяемая при реакции;
Ba – барий, Kr – криптон, Xe – ксенон, Sr – стронций.

Вычислить выделяющуюся энергию можно по аналогии с энергией связи, поскольку масса покоя тяжёлого ядра урана больше суммы масс покоя осколков, образующихся в результате распада

$$E = \Delta m c^2,$$

где

$$\Delta m = m_0({}^{235}_{92}\text{U}) - (m_0({}^{144}_{56}\text{Ba}) + m_0({}^{89}_{36}\text{Kr}))$$

Учитывая, что энергия связи элементов, находящихся в конце периодической таблицы Менделеева, примерно на 0,8 МэВ меньше, чем в середине, получим $Q = 0,8 \cdot 235 \approx 200$ МэВ. Это очень большая энергия, если сравнить ее с энергией α -распада или с химической энергией окисления органического топлива, равных 4 - 5 МэВ.

В ходе ядерных реакций, образуются, как правило, быстрые нейтроны (с энергией > 1 МэВ). При наличии хорошего замедлителя, основная масса нейтронов успевает замедлиться до тепловых энергий порядка 0,025 эВ. В этом случае, цепная реакция называется медленной или тепловой (рис. 3.1). Иначе нейтроны успевают замедлиться лишь до энергий 0,1–0,4 МэВ, так как все делящиеся изотопы – тяжелые и замедляют плохо. Соответствующие цепные

реакции называются быстрыми (подчеркнем, что определения “быстрый” и “медленный” характеризуют скорость нейтронов, а не скорость реакции).



Рис. 3.1. Схема цепной реакции в среде с замедлителем

Можно показать, что на естественной смеси изотопов урана, в которой на одно ядро ^{235}U приходится 140 ядер ^{238}U , медленная реакция возможна, а быстрая – нет.

Единственный известный на Земле естественный ядерный реактор находится в Окло (Африка) – это несколько рудных тел в урановом месторождении, в которых около 1,8 млрд лет назад происходила самопроизвольная цепная реакция деления ядер урана. Цепная реакция продолжалась в течение нескольких сотен тысяч лет. Средняя тепловая мощность реактора составляла около 100 кВт. В настоящее время реакция прекратилась из-за истощения запасов изотопа ^{235}U подходящей концентрации.

Реакцию на быстрых нейтронах можно поддерживать лишь в обогащенной смеси, содержащей не меньше 15% изотопа ^{235}U .

Обогащение является сложным и дорогостоящим процессом из-за того, что химические свойства обоих изотопов практически одинаковы.

Цепная реакция на медленных нейтронах осуществляется на естественном (0,7%) или слегка обогащенном (до 5%) изотопом ^{235}U уране.

Замедлители – это тяжелая вода, бериллий, окись бериллия, графит, а также обычная вода, которая замедляет нейтроны не хуже тяжелой воды, но поглощает их в гораздо большем количестве.

Текущее состояние ядерного реактора можно охарактеризовать эффективным коэффициентом размножения k или реактивностью ρ ,

$$\rho = (k - 1)k$$

$k > 1$ – цепная реакция нарастает во времени, реактор находится в надкритическом состоянии, его реактивность $\rho > 0$;

$k < 1$ – реакция затухает, реактор – подкритичен, $\rho < 0$;

$k = 1$, $\rho = 0$ – число делений ядер постоянно, реактор находится в стабильном критическом состоянии.

Коэффициент размножения нейтронов в идеальной среде бесконечных размеров k_{∞} , равен отношению количества нейтронов в одном поколении к их количеству в предыдущем поколении. Коэффициент k размножения нейтронов в конкретной установке конечных размеров, в которой часть нейтронов будет уходить из активной зоны наружу, ниже.

С возможностью ухода нейтронов за пределы активной зоны связаны важные понятия критической массы и критических размеров.

Критический размер – размер активной зоны, при котором $k = 1$. *Критическая масса* – масса активной зоны критических размеров.

С целью уменьшения утечки нейтронов, активной зоне придают сферическую или близкую к сферической форму, например короткого цилиндра или куба, так как эти фигуры обладают наименьшим отношением площади поверхности к объёму.

Активная зона реактора практически всегда окружена *отражателем*, возвращающим часть нейтронов в активную зону.

Для начала цепной реакции обычно достаточно нейтронов, рождаемых при спонтанном делении ядер урана. Возможно также использование внешнего источника нейтронов для запуска реактора, например, смеси Ra (радия) и Be (берилия), или др.

Для осуществления стационарно текущей цепной реакции надо уметь ей *управлять*, что существенно упрощается благодаря вылету запаздывающих нейтронов при делении. Доля запаздывающих нейтронов в ядерном горючем колеблется от 0,2 до 0,7%, Среднее время их жизни около 10 с. При небольшой степени надкритичности скорость нарастания интенсивности цепной реакции определяется только запаздывающими нейтронами.

Управление цепной реакцией осуществляется специальными *управляющими стержнями*, изготовленными из материалов, сильно поглощающих нейтроны (бор, кадмий). Изменяя количество и глубину погружения управляющих стержней, можно регулировать нейтронные потоки, интенсивность цепной реакции и выработку энергии.

Во время работы ядерного реактора и после его остановки изменяется изотопный состав активной зоны. При работе реактора происходит *выгорание* – постоянное уменьшение концентрации делящихся изотопов.

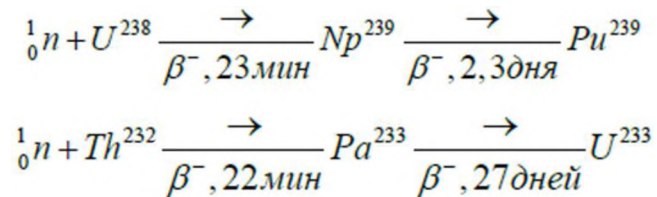
Происходит накопление продуктов деления, которые поглощают нейтроны. Поглощение нейтронов стабильными или долгоживущими изотопами называют *шлакованием*, а короткоживущими — *отравлением*.

Эти процессы приводят к уменьшению k . Поэтому загрузка реактора должна превышать в начале его работы критическую массу, что обеспечивает длительную работу ядерного реактора.

Уменьшение реактивности, обусловленное изменением изотопного состава, происходит медленно и при работе реактора компенсируется *компенсирующими стержнями*.

Захват нейтронов не участвующими в цепной реакции ядрами снижает интенсивность реакции, но может быть полезным в отношении образования новых делящихся изотопов.

Так, при поглощении нейтронов изотопами урана ^{238}U и тория ^{232}Th образуются (через два последовательных β -распада) изотопы плутония ^{239}Pu и урана ^{233}U , являющиеся ядерным горючим:



Таким образом возможно *воспроизводство ядерного горючего* в процессе цепной реакции.

Отношение количества ядер вновь образовавшегося делящегося материала (^{239}Pu , ^{233}U) к количеству ядер израсходованного первичного делящегося материала называют *коэффициентом воспроизводства* $k_{\text{в}}$.

Реакторы с $k_{\text{в}} > 1$ называют *реакторами-размножителями (бридерами)*. Значительное воспроизводство топлива возможно только в реакторах на быстрых нейтронах. Образование новых делящихся материалов происходит в так называемой *зоне воспроизводства*, которая окружает активную зону реактора и содержит сырьевые (стартовые) материалы, в основном урана ^{238}U и тория ^{232}Th .

3.2. Устройство ядерных реакторов. Тепловые схемы АЭС

Ядерным реактором называется устройство, в котором может происходить самоподдерживающаяся цепная реакция деления ядер тяжёлых элементов под действием нейтронов.

Классификацию ядерных реакторов можно провести по ряду признаков.

1. *По характеру использования:*

– энергетические реакторы, предназначенные для получения электрической и тепловой энергии; при опреснении воды; для привода силовых установок и т. д.;

– исследовательские реакторы;

– изотопные (оружейные, промышленные) реакторы.

2. *По спектру нейтронов*

– реакторы на быстрых нейтронах – большая часть деления ядер вызывается нейтронами с энергией десятки и сотни кэВ;

– реакторы на тепловых нейтронах – основная часть делений вызывается нейтронами с энергиями меньше 1 эВ;

– реакторы на промежуточных нейтронах (исследовательские реакторы).

3. По размещению топлива

- гетерогенные реакторы, где топливо размещается в активной зоне дискретно в виде блоков, между которыми находится замедлитель;
- гомогенные реакторы, где топливо и замедлитель представляют однородную смесь (гомогенную систему).

В гетерогенных реакторах топливо представлено в виде тепловыделяющих элементов (ТВЭЛов), собираемых в тепловыделяющие сборки (ТВС), которые и образуют активную зону реактора (см. п. 3.4).

4. По виду топлива:

- изотопы урана ^{235}U и ^{233}U (посредством преобразования тория ^{232}Th);
- изотоп плутония ^{239}Pu ;

В большинстве энергетических ядерных реакторов в настоящее время в качестве топлива используют керамические таблетки из UO_2 , PuO_2 или их смеси $\text{UO}_2 - \text{PuO}_2$ (MOX – топливо).

5. По виду теплоносителя:

- H_2O (например, водо-водяной реактор);
- газ (например, графито-газовый реактор);
- D_2O (например, тяжеловодный ядерный реактор, CANDU);
- жидкометаллический теплоноситель и др.

6. По роду замедлителя:

- С (например, графито-газовый реактор, графито-водный реактор);
- H_2O (например, водо-водяной реактор);
- D_2O (например, тяжеловодный ядерный реактор, CANDU);
- без замедлителя (реактор на быстрых нейтронах) и др.

9. По конструкции:

- корпусные реакторы, в которых теплоноситель движется одним потоком, а реактор имеет герметичный корпус, рассчитанный на давление теплоносителя;
- каналные реакторы, в которых теплоноситель движется внутри труб (каналов), несущих давление.

10. По способу генерации пара:

- реактор с внешним парогенератором;
- кипящий реактор.

В энергетике среди энергетических реакторов наиболее распространены гетерогенные ядерные реакторы на тепловых нейтронах (табл. 3.1).

Таблица 3.1 Соотношение действующих в мире единиц реакторов
(классификация МАГАТЭ)

Тип реактора	Распространенность	Пример АЭС	Замедлитель и теплоноситель
PWR (Pressurized Water Reactor) – водо-водяной энергетический реактор	65%	АЭС Three Mile Island, США	замедлитель и теплоноситель – вода
В т.ч. ВВЭР	13%	Белорусская АЭС, Беларусь	
BWR (Boiling Water Reactor) – кипящий водо-водяной реактор	17%	АЭС Фукусима, Япония	замедлитель – вода или графит
PHWR (Pressurized Heavy Water Reactor) – тяжеловодный ядерный реактор	11%	CANDU, Канада	замедлитель и теплоноситель – тяжелая вода
LWGR (Light Water Graphite Reactor) – (РБМК) – реактор большой мощности канальный	3%	Чернобыльская АЭС, Украина (СССР)	замедлитель – графит, теплоноситель – вода
GCR (Gas-Cooled Reactor) – реактор с газовым охлаждением	3%	Magnox, AGR Великобритания	замедлитель – графит, теплоноситель – CO ₂
FBR (Breeder Reactor) – реактор - размножитель БН – реактор на быстрых нейтронах	1%	Белоярская АЭС, Россия	нет замедлителя, теплоноситель - натрий

Ядерные реакторы на тепловых нейтронах

Рассмотрим особенности конструкции некоторые тепловых реакторов.

Реактор **РБМК** – *реактор большой мощности, канальный* (рис. 3.2, табл. 3.2).

Реактор первой в мире АЭС (АМ-1 («Атом Мирный»), Обнинская АЭС, 1954 год) был уран-графитовым канальным реактором с водяным теплоносителем.

Основу активной зоны РБМК составляет графитовый цилиндр, сложенный из блоков меньшего размера, который выполняет роль замедлителя. Графит пронизан большим количеством вертикальных отверстий, через каждое из которых проходит труба давления, также называемая технологическим каналом (ТК). В каждом топливном канале установлена кассета, составленная из двух *тепловыделяющих сборок* (ТВС) — нижней и верхней. В каждую сборку входит 18 стержневых тепловыделяющих элементов (ТВЭЛов). Оболочка ТВЭЛа заполнена таблетками UO₂.

Реактор РБМК работает по *одноконтурной схеме* (рис. 3.3).

Циркуляция теплоносителя осуществляется в контуре многократной принудительной циркуляции (КМЦ). В активной зоне вода, охлаждающая ТВЭЛы, частично испаряется и образующаяся пароводяная смесь поступает в барабаны-сепараторы. В барабанах-сепараторах происходит сепарация пара, который с температурой ~284 °С под давлением 70—65 кгс/см² поступает на

турбоагрегат. Остающаяся вода смешивается с питательной водой и с помощью главных циркуляционных насосов (ГЦН) подается в активную зону реактора. Отработанный в турбине пар конденсируется, после чего, пройдя через регенеративные подогреватели и деаэратор, подается с помощью питательных насосов (ПЭН) в КМПЦ.

К достоинствам реакторов РБМК относятся:

- замена топлива без остановки реактора благодаря независимости каналов друг от друга (в частности, повышается коэффициент использования установленной мощности);
- пониженное, по сравнению с корпусными ВВЭР, давление воды в первом контуре;
- благодаря канальной конструкции отсутствует дорогостоящий корпус;
- нет дорогостоящих и конструктивно сложных парогенераторов и др.

Однако, в одноконтурной схеме оборудование работает в радиационных условиях, что осложняет его непосредственную эксплуатацию для людей, и даже при небольшой аварии служит источником радиоактивного заражения.

Таблица 3.2. Характеристики реакторов РБМК

Характеристика	РБМК-1000	РБМК-1500
Тепловая мощность реактора, МВт	3200	4800
Электрическая мощность блока, МВт	1000	1500
КПД блока (брутто), %	31,25	31,25
Давление пара перед турбиной, атм	65	65
Температура пара перед турбиной, °С	280	280
Размеры активной зоны, м:		
— высота	7	7
— диаметр (ширина×длина)	11,8	11,8
Загрузка урана, т	192	189
Обогащение, % ^{235}U	2,6-3,0	2,6-2,8
Число каналов:	1693-1661	1661
Среднее выгорание, МВт·сут/кг:	22,5	25,4
Размеры оболочки ТВЭЛа (диаметр×толщина), мм:	13,5×0,9	13,5×0,9
Число ТВЭЛов в кассете (ТВС)	18	18
Количество кассет (ТВС)	1693	1661

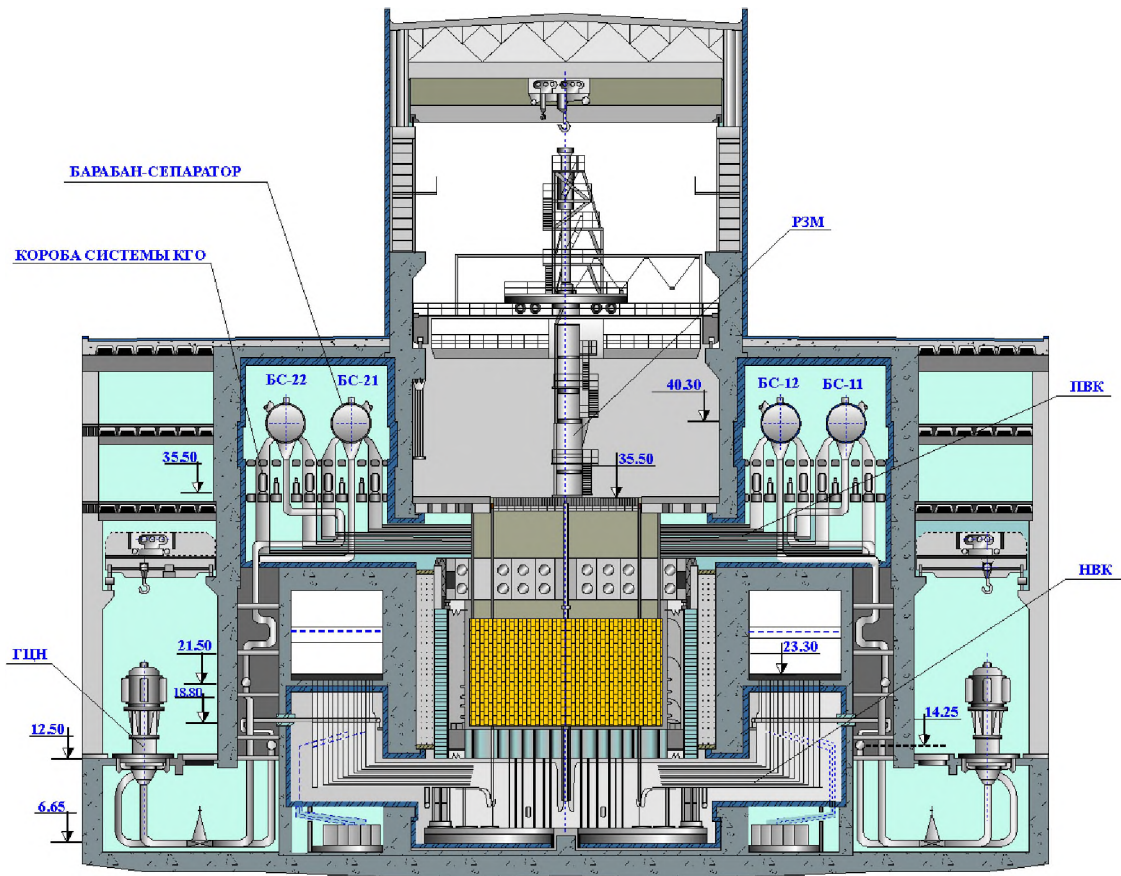


Рис. 3.2. Вид реактора: БС — барабан-сепаратор, КГО — контроль герметичности оболочки (ТВЭЛов), ГЦН — главный циркуляционный насос, ПВК — пароводяные коммуникации, НВК — нижние водяные коммуникации, РЗМ — разгрузочно-загрузочная машина

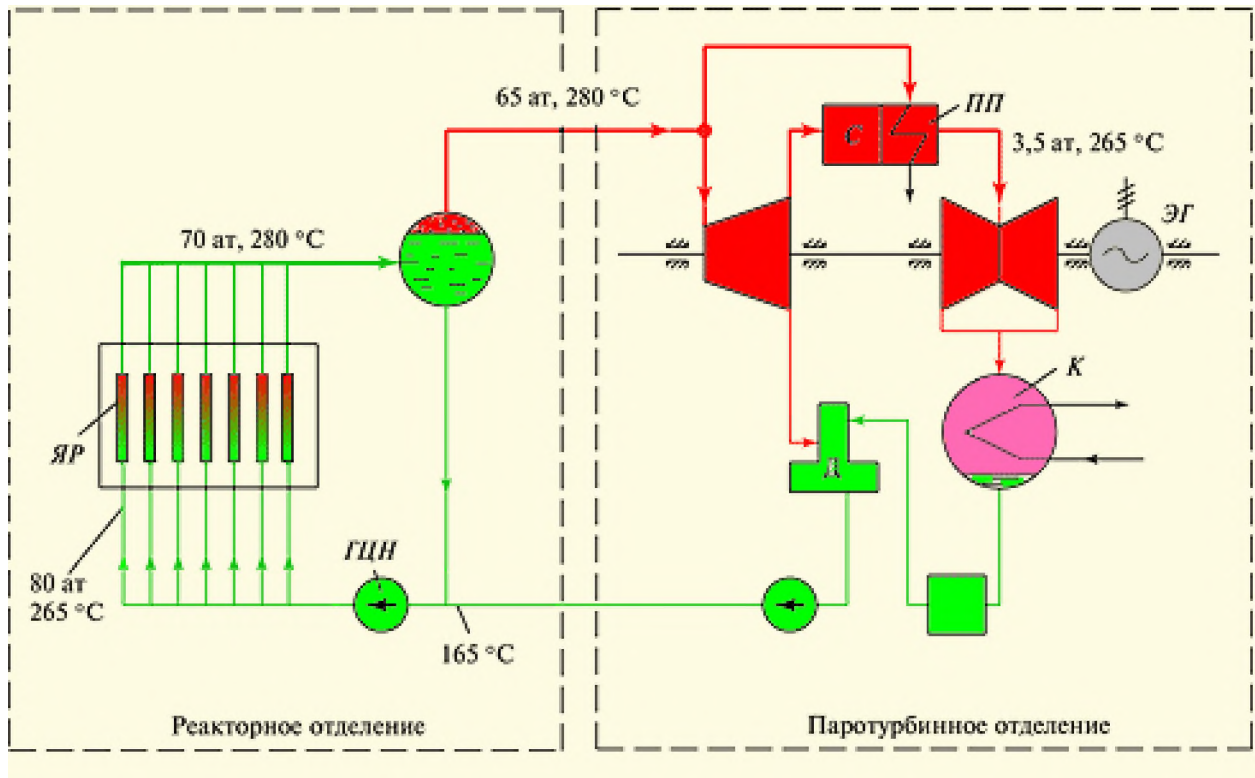


Рис. 3.3. Тепловая схема одноконтурной АЭС с реактором РБМК-1000

ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор) — корпусной энергетический ядерный реактор с водой под давлением, представитель одной из наиболее удачных ветвей развития ядерных энергетических установок, получивших широкое распространение в мире (табл. 3.3).

Общее название реакторов этого типа в других странах — PWR, они являются основой мировой мирной ядерной энергетики. Первая станция с таким реактором была запущена в США в 1957 году, АЭС Шиппингпорт.

Первый советский ВВЭР (ВВЭР-210) был введён в эксплуатацию в 1964 году на первом энергоблоке Нововоронежской АЭС.

Таблица 3.3. Характеристики современных реакторов ВВЭР

Характеристика	ВВЭР-1000	ВВЭР-1200 (В-392М)	ВВЭР-ТОИ
Тепловая мощность реактора, МВт	3000	3212	3300
К. п. д., (нетто) %	31,7	35,7	37,9
Давление пара, кгс/см ²			
перед турбиной	60,0	70,0	
в первом контуре	160,0	165,1	165,2
Температура воды, °С:			
на входе в реактор	289	298,2	297,2
на выходе из реактора	319	328,6	328,8
Диаметр активной зоны, м	3,12	—	
Высота активной зоны, м	3,50	—	3,73
Диаметр ТВЭЛа, мм	9,1	9,1	9,1
Число ТВЭЛов в кассете (ТВС)	312	312	313
Количество кассет (ТВС)	151 (109+СУЗ 42), 163	163	163
Загрузка урана, т	66	76-85,5	87,3
Среднее обогащение урана, %	4,26	4,69	
Среднее выгорание топлива, МВт·сут/кг	48,4	55,5	

Реактор ВВЭР-1000 представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с эллиптическим днищем, внутри которого находится активная зона и внутрикорпусные устройства (рис. 3.4).

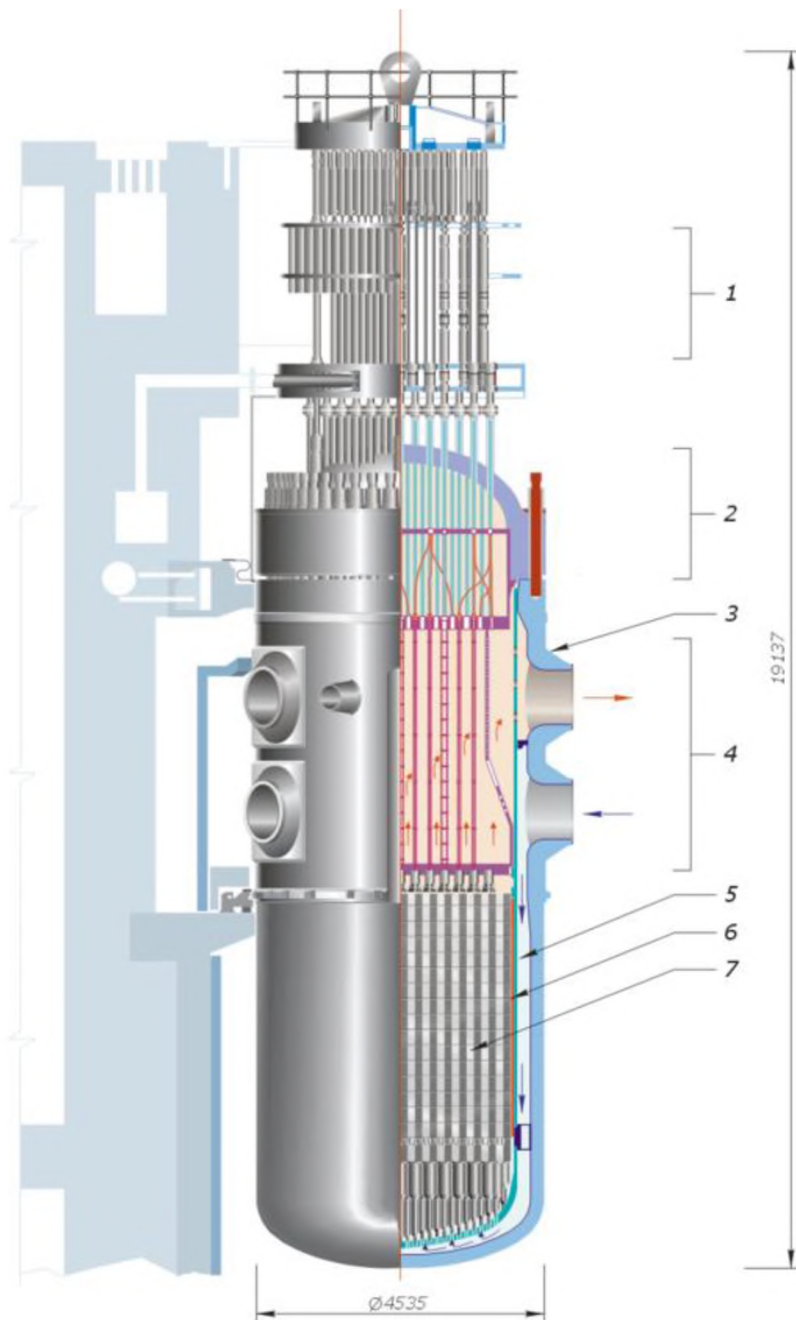


Рис. 3.4. Реактор ВВЭР 1000: 1 — привод СУЗ; 2 — крышка реактора; 3 — корпус реактора; 4 — блок защитных труб (БЗТ); 5 — шахта; 6 — выгородка активной зоны; 7 — топливные сборки (ТВС) и регулирующие стержни;

К достоинствам реакторов ВВЭР относится:

- природная доступность замедлителя и теплоносителя;
- большая безопасность из-за двухконтурности по сравнению с РБМК и ВВР;
- четыре барьера безопасности: топливная таблетка, оболочка ТВЭЛ, границы первого контура, герметичное ограждение реакторного отделения;
- отрицательный паровой коэффициент реактивности (при вскипании или утекании воды реакция замедляется) и др.

Недостатки:

- невозможность перегрузки топлива без остановки реактора по сравнению с канальными реакторами РБМК и CANDU;
- коррозионность воды и необходимость поддержания её химических параметров (химического состава, pH). Необходимость отвода водорода в первом контуре, образующегося в результате радиолиза воды;
- необходимость применения борного регулирования и др.

Реактор ВВЭР работает по *двухконтурной схеме* (рис. 3.5).

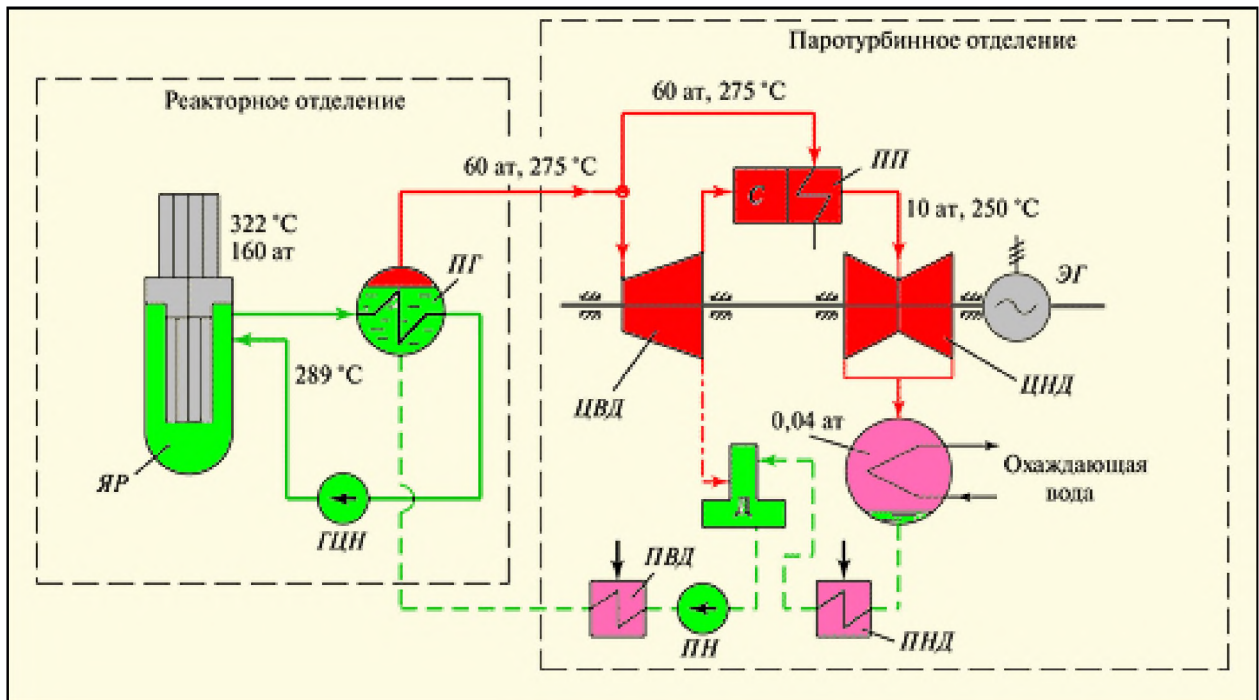


Рис. 3.5. Тепловая схема двухконтурной АЭС с водо-водяным реактором типа ВВЭР

Ядерные реакторы на быстрых нейтронах

Действующие энергетические реакторы на быстрых нейтронах (БН) используют в качестве теплоносителя жидкий натрий Na, обладающий высокой теплопроводностью и большой теплоемкостью. При низком давлении в реакторе можно получить высокую температуру на выходе из него. Однако большая активность Na при взаимодействии с водой требует сложной *трехконтурной схемы*, предотвращающей в аварийном случае опасный прямой контакт радиоактивного натрия с водой.

Таким образом, в первом контуре циркулирует радиоактивный Na под невысоким давлением с температурой на выходе $600\text{ }^{\circ}\text{C}$, в промежуточном – при большем давлении (чтобы не допустить попадания в него радиоактивного Na) – нерадиоактивный Na с температурой на $20\text{--}35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже. В последнем контуре температура пара на входе в турбину составляет около $500\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В таких схемах могут применяться обычные для ТЭС паровые турбины, как например на Белоярской АЭС в блоке с БН-600.

БН-600 - реактор на быстрых нейтронах с электрической мощностью 600 МВт. Это корпусной реактор–размножитель с интегральной компоновкой оборудования (рис. 3.6).

Тепловая схема блока *трехконтурная* (рис. 3.7): в первом и втором контурах теплоносителем является натрий, в третьем – вода и пар. Отвод тепла от активной зоны осуществляется тремя независимыми петлями циркуляции, каждая из которых состоит из главного циркуляционного насоса 1-го контура, двух промежуточных теплообменников, главного циркуляционного насоса 2-го контура с буферной емкостью на входе и с баком аварийного сброса давления,

парогенератора ПГН-200М, конденсационной турбины К-210-130 со стандартной тепловой схемой и генератора ТГВ-200-2 МУЗ.

Использование натриевого теплоносителя обусловило применение ряда таких специальных систем, как: электрообогрев оборудования и трубопроводов, электромагнитных насосов, фильтр-ловушек очистки натрия, диагностики протечек воды в натрий, локализации продуктов взаимодействия натрия с водой при межконтурных неплотностях парогенератора, пожаротушения натрия, отмывки оборудования и ТВС от натрия, инертного защитного газа – аргона.

Таблица 3.4. Основные характеристики паропроизводящих установок АЭС с реакторами на быстрых нейтронах

Характеристика	БН-600	БН-800	БРЕСТ-300*
Мощность, МВт:			
электрическая	600	800	300
тепловая	1470	2100	700
Число петель теплоотвода	3	4	8
Диаметр/высота корпуса, м	12,8/12,6	12,9/14	5,5-11,5/19
Количество теплоносителя в контурах, т	770+830	760+1025	Около 6000
Высота/диаметр активной зоны, м	1,04/2,06	0,95/2,45	1,1/2,3
Температура теплоносителя в активной зоне, (вход/выход), °С	377/550	354/547	420/540
Расход теплоносителя, кг/с	6900	8600	40 000
Максимальная энергонапряженность твэла, кВт/м	47	48	43
Состав топливо/теплоноситель/сталь, %	45/33/22	39/38/23	-/60/-
Топливо	UO ₂	UO ₂ + PuO ₂	UN+PuN
Глубина выгорания топлива (максимальная/средняя), МВт·сут/кг	10/6,3	12/10	6-10/5-9
Расход теплоносителя промежуточного контура, кг/с	6300	8400	–
Температура теплоносителя в парогенераторе (вход/выход), °С	520/330	505/305	540/420
Температура воды/пара в парогенераторе, °С	241/507	210/490	340/520
Характеристика	БН-600	БН-800	БРЕСТ-300
Давление пара, МПа	13,7	13,7	24,5
Параметры промперегрева, МПа/°С	2,4/505	–/470	–/500
Общая паропроизводительность, т/ч	1960	2650	1500
Поверхность теплообмена, м ² :			
испарителя	410	266,5	–
пароперегревателя	146	162	–
Число и тип турбин	3xК-210-12,8	К-800-12,8	К-300-23,6

* БРЕСТ — российский проект реакторов на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем, двухконтурной схемой отвода тепла к турбине и закритическими параметрами пара.

3.3. АЭС с реактором ВВЭР-1200. Проект «АЭС-2006»

Основными технологическими составляющими АЭС являются ядерный остров и традиционный остров (рис. 3.8).

Центральное место на ядерном острове занимает *реакторное отделение*, в котором располагаются реакторная установка (РУ), технологическое и электрическое оборудование систем безопасности и нормальной эксплуатации, системы управления, системы вентиляции и отопления.

Центральное место на традиционном острове занимает *машинный зал*, в котором находится паротурбинная установка со вспомогательным оборудованием.

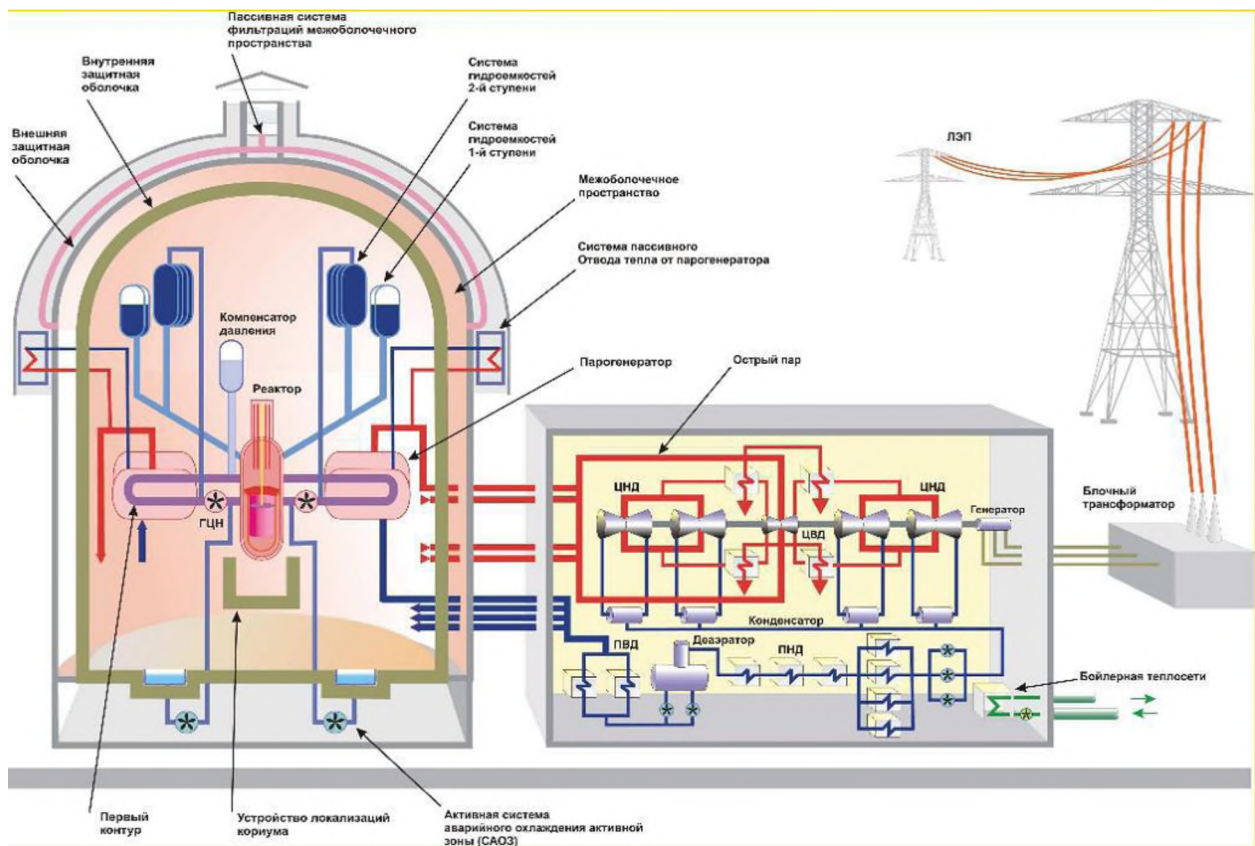


Рис. 3.8. Технологическое оборудование АЭС-2006

Тепловая схема реакторной установки – *двухконтурная*.

Первый контур (рис. 3.9, табл. 3.5) – радиоактивный. Реакторная установка состоит из реактора ВВЭР-1200, четырех главных циркуляционных петель, четырех главных циркуляционных насосных агрегатов (ГЦНА), трубного пространства каждого из четырех парогенераторов (рис. 3.10, табл. 3.6) и одного парового компенсатора давления.

Все оборудование реакторной установки размещено в герметичной оболочке реакторного отделения. В реакторном отделении также хранится отработавшее топливо в бассейне выдержки в стеллажах уплотненного хранения топлива.

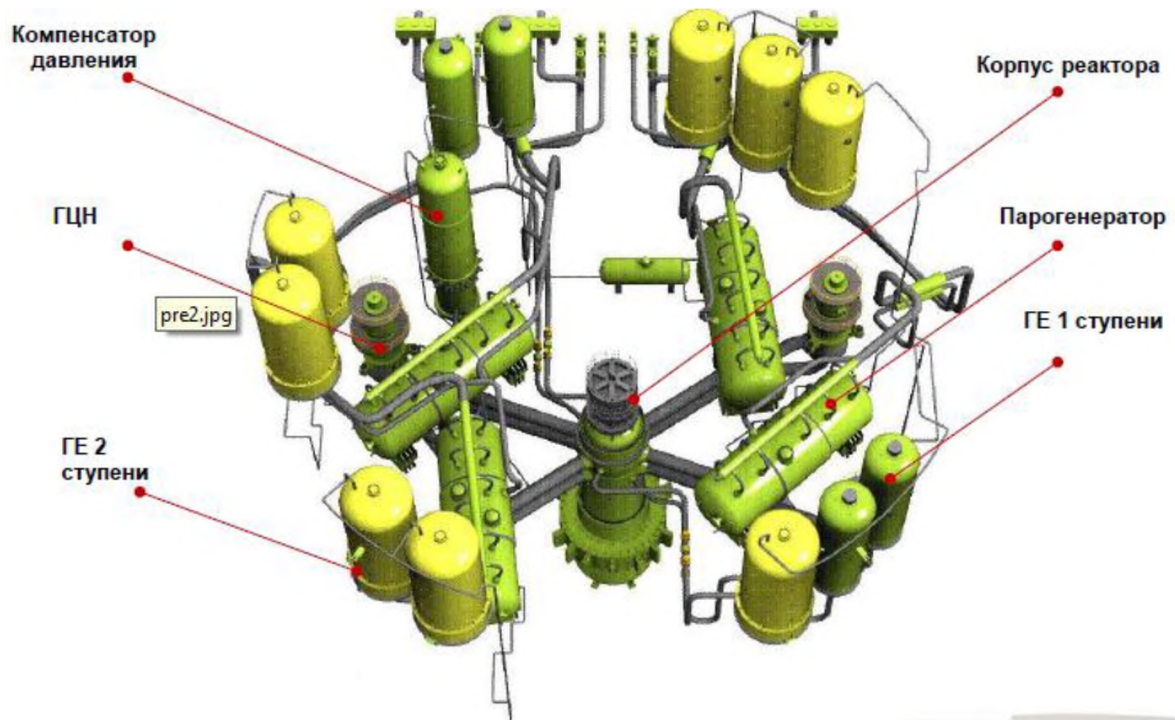


Рис. 3.9. Реакторная установка и оборудование 1-го контура

Таблица 3.5. Характеристика оборудования 1-го контура ВВЭР-1200

Показатель, размерность	Значение
Мощность	1195,4 МВт
Тепловая мощность реактора	3200 МВт
Время нахождения (кампания) топлива в активной зоне	3–4 года
Глубина выгорания топлива максимальная (в стационарном топливном цикле)	до 70 МВт-сут/кгU
Срок службы оборудования реакторной установки	60 лет
Давление в активной зоне (АЗ)	16,2 МПа
Расход через АЗ	88000 м ³ /ч
Температура теплоносителя на входе в/выходе из АЗ, °С	298,2/328,6
Подача и напор ГЦНА (4 шт.)	Q=22000 м ³ /ч Н=0,59 МПа
Давление и паропроизводительность парогенератора (4 шт.) в номинальном режиме	Р _{ном} =6,9 МПа 4 * G _{ном} =1600 т/ч
Гидроемкости (ГЕ) Пассивный залив активной зоны	ГЕ 1 ступени 4 * 50 м ³ , Р=5.9 МПа ГЕ 2 ступени 8 * 120 м ³ , Р=0.1 МПа

Таблица 3.6. Технические характеристики парогенератора (ПГ)

Наименование параметра, размерность	Значение
Паропроизводительность, т/ч	1602
Давление генерируемого пара на выходе из коллектора пара, МПа	7,00±0,10
Температура генерируемого пара на выходе из коллектора пара ПГ, °С	285,8±1,0
Температура питательной воды, °С	225±5
Влажность пара на выходе из коллектора пара ПГ, %, не более	0,20
Максимальный расход продувки из солевого отсека, т/ч	до 40
Максимальный суммарный расход продувки всех ПГ при включенной периодической продувке одного ПГ, т/ч	140

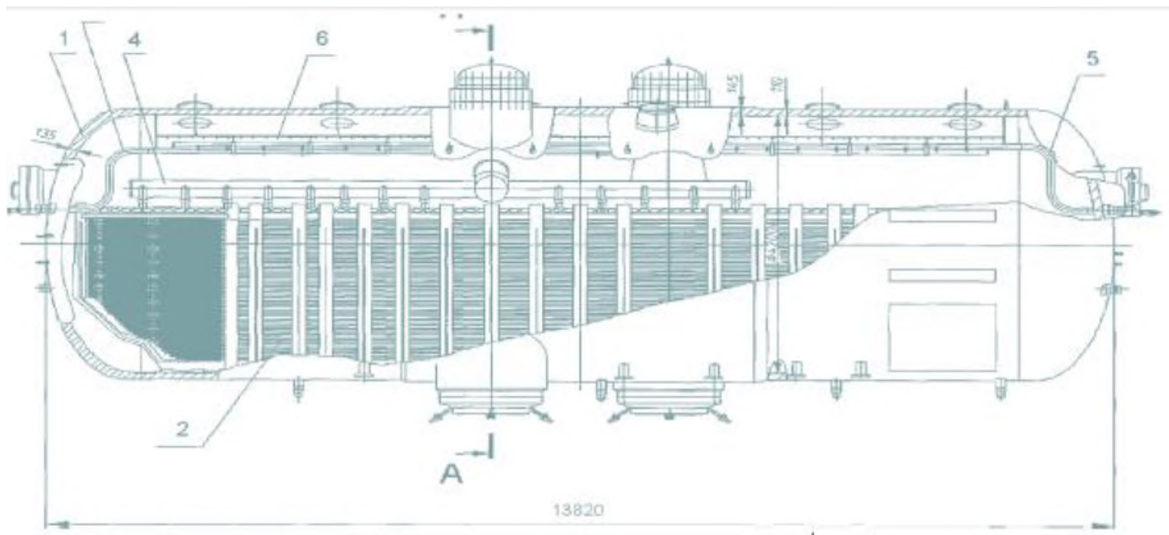


Рис. 3.10. Парогенератор

Второй контур – нерадиоактивный и состоит из паропроизводительной части парогенераторов и паротурбинной установки.

Теплоноситель (вода) первого контура, проходя через активную зону реактора, нагревается и по главному циркуляционному трубопроводу четырех параллельных циркуляционных петель поступает в трубчатку парогенератора, где отдает свою энергию теплоносителю второго контура, производя пар (рабочее тело) второго контура. Пройдя парогенератор «охлажденный» теплоноситель первого контура по главному циркуляционному трубопроводу возвращается в реактор для повторного нагрева. Циркуляция в петлях осуществляется четырьмя главными циркуляционными насосными агрегатами.

Парогенератор (рис. 3.10) представляет собой теплообменный аппарат, в котором горизонтально расположенные теплообменные трубки полностью погружены в теплоноситель второго контура. Внутри теплообменных трубок циркулирует теплоноситель первого контура.

Колебания давления и температурные изменения объема теплоносителя первого контура воспринимаются компенсатором давления.

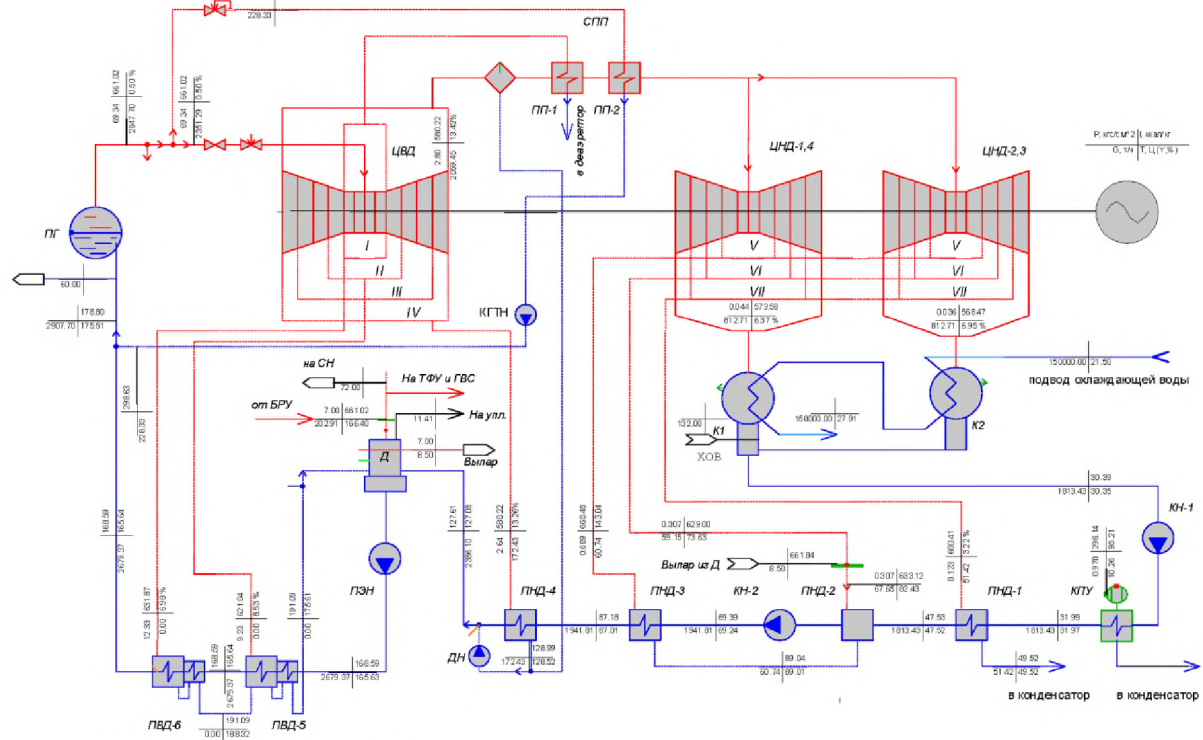
Очистка теплоносителя первого контура от радиоактивных продуктов коррозии конструкционных материалов, радионуклидов и химических примесей производится на ионообменных фильтрах установки спецводоочистки СВО-1.

Из паропроизводительной части парогенераторов пар по главным паропроводам через стопорно-регулирующие клапана попадает в турбину.

Принципиальная тепловая схема представлена на рис. 3.11, а основные параметры – в табл. 3.7.

Паровая конденсационная модифицированная турбоустановка К-1200-6,8/50 с промежуточной сепарацией и двухступенчатым перегревом пара, рабочей частотой вращения 50 с^{-1} предназначена для непосредственного привода основного генератора переменного тока типа ТЗВ-12002УЗ, монтируемого на общем фундаменте с турбиной.

Конструктивная схема турбины: 2ЦНД+ЦВД +2ЦНД



Параметры пара по отборам на систему регенерации

(ПП-2)	I (ПВД-6)	I (ПП-1)	II	III	IV	V	VI	VII
69.34 229.38	12.33 70.00	12.33 110.38	9.23 70.00	4.48 0.00	2.96 172.45	0.737 62.74	0.326 59.18	0.131 57.42
661.02 16.98%	631.67 0.00%	631.67 16.98%	621.04 0.00%	595.45 11.74%	580.22 13.29%	603.48 14.32%	629.00 15.81%	600.41 13.51%

ПП-2	ПВД-6	ПП-1	ПВД-5	Д	ПНД-4	ПНД-3	ПНД-2	ПНД-1
66.91 229.38	12.33 70.00	11.99 110.38	9.23 70.00	7.00 202.91	2.64 172.45	0.699 87.46	0.307 87.86	0.125 57.42
661.02 16.98%	631.67 0.00%	631.67 16.82%	621.04 0.00%	581.02 16.82%	580.22 13.29%	603.48 13.30%	633.12 16.24%	600.41 13.22%

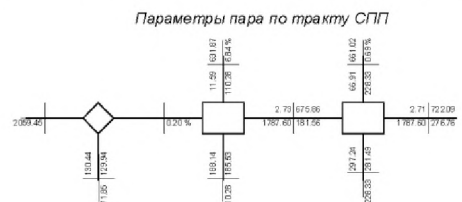


Рис. 3.11. Принципиальная тепловая схема К-1200-6,8/50

Основные особенности паровой турбины АЭС связаны с ее работой на насыщенном паре и потому с относительно малым теплоперепадом (большой расход пара) и работой большей части ступеней на влажном паре.

Тепловая схема и вспомогательное оборудование турбоустановки К-1200-6,8/50 имеют следующие отличительные особенности:

- применена схема с двухступенчатым промежуточным перегревом пара;
- в качестве ПНД-2 применяется подогреватель смешивающего типа, позволяющий снизить недогрев основного конденсата и осуществить дополнительное выделение кислорода и других неконденсируемых газов, растворенных в основном конденсате.

Внешние сепарация и промежуточный перегрев пара при давлении, близком к оптимальному, повышают электрический КПД ПТУ на 4-6 %, прежде всего за счет уменьшения потерь, обусловленных влажностью в ЧНД турбины.

Конденсат из конденсатора насосами КЭН-I ступени подается на блочную обессоливающую установку (БОУ). Пройдя очистку в БОУ, конденсат через первую группу подогревателей низкого давления (ПНД), поступает на всас КЭН-II ступени и далее через вторую группу ПНД подается в деаэратор. Из деаэратора питательными электронасосами питательная вода через подогреватели высокого давления подается в парогенераторы.

Таблица 3.7. Основные технические характеристики турбины К-1200-6,8/50

Показатель, размерность	Значение
Электрическая мощность при гарантийных условиях (без отборов пара сверх регенерации и добавка химически очищенной воды в цикл, при тепловой мощности ЯППУ 3212 МВт), МВт	1170
Номинальный расход свежего пара (с учетом расхода пара на промежуточный пароперегреватель), т/ч	6464,3
Номинальные параметры свежего пара:	
- давление, Мпа (абс.)	6,8
- температура, °С	283,8
- влажность, %	0,5
Параметры после промежуточного перегрева пара:	
- давление, Мпа (абс.)	0,54
- температура, °С	260
Расчетная температура охлаждающей воды, °С	20
Номинальное абсолютное давление пара в конденсаторе, кПа	4,9
Номинальный массовый расход охлаждающей воды в конденсаторы, т/ч	170000
Номинальное абсолютное давление пара в деаэраторе, МПа	0,81
Температура питательной воды, °С	
Теплофикационная нагрузка, МВт	
Конструктивная схема турбины	
Парораспределение	
Температура питательной воды, °С	227
Теплофикационная нагрузка, МВт	300

Помимо систем, непосредственно участвующих в процессе производства электроэнергии, на АЭС предусмотрены системы безопасности, предназначенные для предотвращения проектных аварий и/или ограничения их последствий (табл. 3.8).

Таблица 3.8. Международная шкала ядерных событий

Авария	7	Тяжелая авария	Чернобыльская АЭС, 1986 Фукусима, 2011
	6	Серьезная авария	ПО Маяк, 1957
	5	Авария с риском для окружающей среды вне площадки АЭС	Уиндскейл, 1957 Три-Майл Айленд, 1979
	4	Авария без значительного риска для окружающей среды вне площадки АЭС	Уиндскейл, 1973 Буэнос-Айрес, 1983 Токамура, 1999
Инцидент	3	Серьезный инцидент	АПЛ К-19, 1965 Селлафилд, 2005
	2	Инцидент	многочисленные случаи
	1	Аномальная ситуация	
Отклонение	0		

Для электроснабжения потребителей систем безопасности АЭС предусматривается система аварийного электроснабжения (САЭ), осуществляющая надежное электроснабжение во всех режимах работы, в том числе при потере рабочих и резервных источников от

энергосистемы. САЭ имеет в своем составе автономные источники электропитания (дизель-генераторы и аккумуляторные батареи), распределительные и коммутационные устройства.

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 (контейнмент); «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.

3.4. Топливообеспечение атомной энергетики. КПД АЭС

Ядерный топливный цикл (ЯТЦ) — это вся последовательность повторяющихся производственных процессов, начиная от добычи топлива, включая производство электроэнергии и заканчивая удалением радиоактивных отходов.

Ядерное топливо получают из природного урана. Для обогащения по ^{235}U природный уран направляется на обогатительный завод, после переработки на котором 90% природного обеднённого урана направляется на хранение, а 10% обогащаются до 3 – 5% (для тепловых реакторов) или до 15 – 25% (для быстрых реакторов).

Из обогащённого урана (диоксида урана UO_2 или окиси-закиси урана U_2O_2) изготавливают тепловыделяющие элементы — ТВЭЛы — цилиндрические таблетки диаметром около 9 мм и высотой 15 – 30 мм.

Эти таблетки помещают в герметические циркониевые (поглощение нейтронов цирконием в 32,5 раза меньше чем сталью) тонкостенные трубки длиной около 4 м. ТВЭЛы собирают в тепловыделяющие сборки (ТВС) по несколько сотен штук. Блоки ТВС размещаются в активной зоне в узлах правильной решётки, образуя ячейки (рис. 3.12).

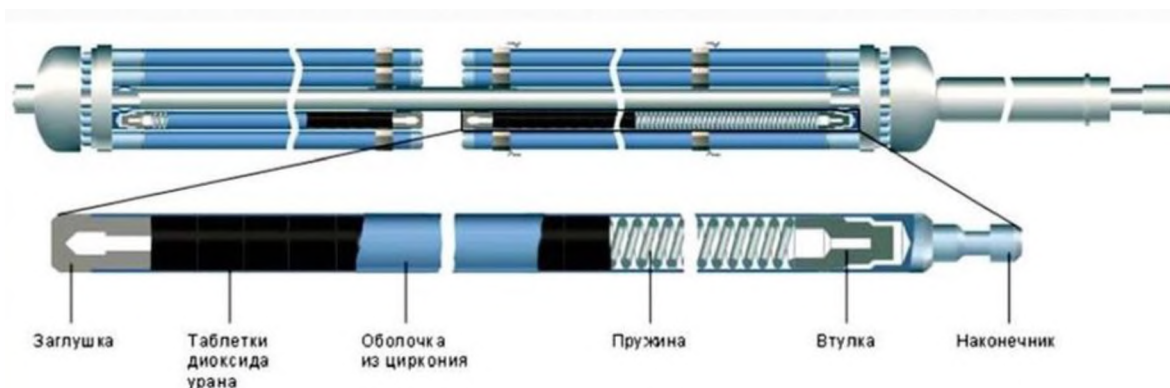


Рис. 3.12. ТВЭЛ и ТВС

Время работы реактора с одной загрузкой ядерного топлива называется *кампанией*. Когда весь запас реактивности реактора исчерпан, то есть когда компенсирующие стержни заняли своё предельное конечное положение, цепная реакция сама собой прекращается. Она может быть возобновлена только после замены урана в активной зоне.

Продолжительность кампании энергетического реактора желательно иметь возможно большей. Однако она ограничена минимальным значением критической массы. Часть делящегося материала, составляющая эту критическую массу в конце кампании, из-за прекращения цепной реакции делению не подвергается, выгружается из реактора и в дальнейшем может быть использована только после надлежащей переработки урана, если такая переработка оправдана.

Реакторы на естественном уране имеют малый начальный запас реактивности и их кампании обычно определяются этим запасом. В реакторах с обогащённым ураном запас реактивности может быть сделан большим. Однако имеется ограничение, связанное с реакцией материала тепловыделяющих элементов на накопление продуктов деления. В результате деления ядра вместо одного атома образуются два новых, суммарный объём которых примерно в 2 раза больше объёма разделившегося атома. В результате накопление продуктов деления сопровождается появлением внутренних перенапряжений в материале, повышением давления газа, что в конце концов приводит к образованию трещин, вздутий и деформации тепловыделяющих элементов. Таким образом кампания реактора должна определяться прежде всего стойкостью тепловыделяющих блоков по отношению к разрушительному воздействию накапливающихся продуктов деления, а начальный запас реактивности должен быть таким, чтобы он полностью истощался к концу срока пребывания урановых блоков в реакторе.

Каждый материал характеризуется своим пределом по накоплению продуктов деления — допустимой глубиной выгорания делящихся атомов. Глубина выгорания для металлического урана составляет 3000—3500 МВт·сутки/т, но для его соединений может быть много больше. Например, оксид урана является веществом пористым и поэтому способным накопить много больше, чем металлический уран, продуктов деления без видимых нарушений формы тепловыделяющего элемента — до 20 000 МВт·сутки/т, а возможно, и больше — до 100 000 МВт·сутки/т. Тонна естественного урана содержит около 7 кг ^{235}U . Глубина выгорания 3500 МВт·сутки/т соответствует делению 3,5 кг атомов.

Количество ядерного топлива, загружаемого в реактор, значительно выше того количества топлива, которое требуется для создания критической массы.

Процесс выгорания ядерного топлива в активной зоне реактора происходит неравномерно в течение длительного времени. Поэтому для нормальной работы реактора требуются регулярные дозагрузки свежим топливом. Следовательно в активной зоне реактора находится намного больше топлива, чем расходуется в данный момент для генерации электроэнергии, поэтому стоимость топлива, загруженного в реактор, невозможно сразу же отнести на себестоимость электроэнергии.

После окончания срока службы АЭС в реакторе еще останутся ТВС, которые не достигли проектной глубины выгорания и имеют определенную остаточную стоимость. Остаточная стоимость, не перенесенная на себестоимость, в установившемся режиме работы реактора на тепловых нейтронах составляет около 50 % всей стоимости топливной загрузки активной зоны.

Таким образом, в отличие от ТЭС, где топливо стремятся сжигать полностью, на АЭС невозможно расщепить ядерное топливо на 100%. Поэтому на АЭС нельзя рассчитать КПД по удельному расходу условного топлива. Для оценки эффективности работы энергоблока АЭС используется КПД:

- брутто

$$\eta_{\text{бр}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} / Q_{\text{реакт}}^{\Sigma} = N_{\text{э,бр}} / Q_{\text{реакт}};$$

- нетто

$$\eta_{\text{нет}} = \mathcal{E}_{\text{отп}} / Q_{\text{реакт}}^{\Sigma} = N_{\text{э,нет}} / Q_{\text{реакт}} = \eta_{\text{бр}} (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}),$$

где $\mathcal{E}_{\text{выр}}$, $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – выработанная и отпущенная электроэнергия;
 $Q_{\text{реакт}}^{\Sigma}$ – выделившееся в реакторе тепло за время выработки $\mathcal{E}_{\text{выр}}$;
 $N_{\text{э,бр}}$, $N_{\text{э,нет}}$ – электрическая мощность энергоблока АЭС брутто и нетто;
 $Q_{\text{реакт}}$ – тепловая мощность реактора;
 $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ – относительный расход электроэнергии на собственные нужды блока АЭС.

Годовой расход ядерного топлива для реакторов на тепловых нейтронах:

$$V_{\text{ят}} = Q_{\text{реакт}} h_{\text{уст}} / (24 K), \text{ т/год},$$

$h_{\text{уст}}$ – количество часов работы на полную мощность в течение года;

24 – коэффициент пересчета часов в сутки;

K – средняя удельная энерговыработка (глубина выгорания) ядерного топлива в МВт·сут/т, которая принимается исходя из физического расчета реактора и опытной эксплуатации АЭС при соответствующем обогащении ядерного горючего.

Удельный расход ядерного топлива

$$b_{\text{ят}} = G_{\text{ят}} / \mathcal{E}_{\text{отп}} = 0,054 / \eta_{\text{нет}}, \text{ г/(МВт}\cdot\text{ч)}$$

Расход природного ядерного горючего в пересчете на условное топливо

$$B = Q_{\text{реак}} / Q_{\text{пу}}^{\text{р}}$$

Для атомной энергетики различают два вида ЯТЦ – **открытый (разомкнутый)** и **закрытый (замкнутый)**.

В *разомкнутом (открытом) ЯТЦ* отработанное ядерное топливо считается высокоактивными радиоактивными отходами и вместе с остаточными делящимися изотопами исключается из дальнейшего использования – поступает на хранение или захоронение. Поэтому *разомкнутый ЯТЦ* характеризуется низкой эффективностью использования природного урана (до 1%). Широкое применение *открытого типа ЯТЦ* обусловлено сравнительно невысокими ценами на уран.

Преимущества:

- отсутствует основной источник загрязнения окружающей среды радионуклидами – радиохимический завод, то есть отсутствует наиболее радиационно опасное производство;

- радиоактивные вещества постоянно находятся в твёрдом состоянии в герметичной упаковке (в ОТВС), не происходит их «размазывание» по огромным площадям в виде растворов, газов при «штатных» и нештатных выбросах и т. д.;

- исчезают проблемы, связанные со строительством и будущим выводом из эксплуатации радиохимического завода: финансовые и материальные затраты на строительство и эксплуатацию завода, в том числе на зарплату, электро-, тепло-, водоснабжение, на огромное количество защитного оборудования и техники, химических реагентов, агрессивных, ядовитых, горючих и взрывоопасных веществ.

Недостатки:

- большая стоимость долговременных хранилищ и полигонов для захоронения;

- возникают трудности обеспечения долговременной изоляции ТВС от биосферы (существует реальная опасность освобождения радионуклидов в случае разрушения ТВЭЛОВ при их длительном хранении);

- необходимость постоянной вооруженной охраны захоронений (возможность хищения делящихся нуклидов из захоронений террористами также представляется реальной);

- неэкономичность по сравнению с ЗЯТЦ и неполное использование потенциала ядерного топлива.

Оценка мировых запасов природного урана показывает, что на них нельзя базировать долговременное устойчивое развитие ядерной энергетики на тепловых реакторах (рис. 3.13), поскольку запасы изотопа урана 235 меньше, чем запасы нефти (по энергетическому потенциалу).

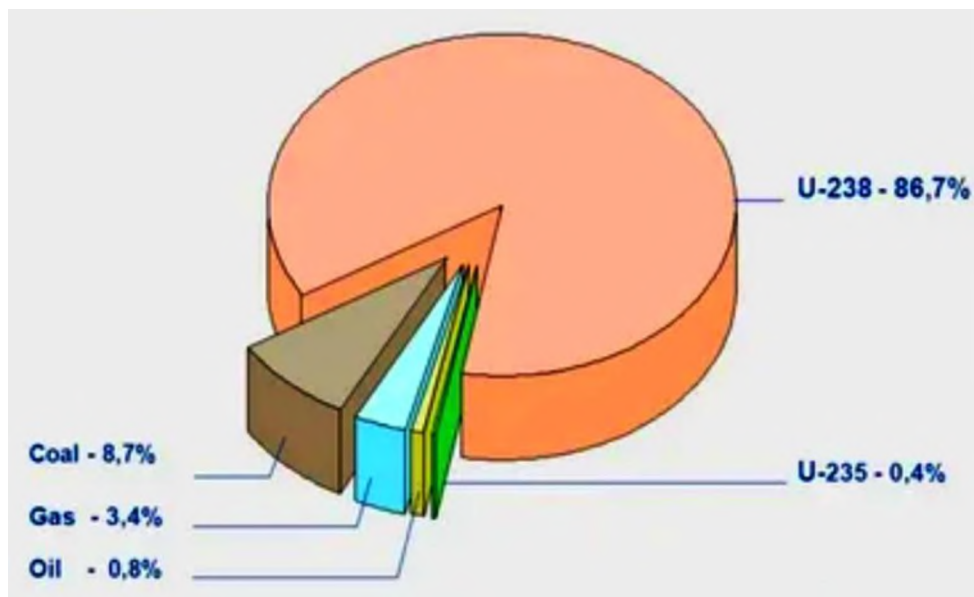


Рис. 3.13. Относительная доля энергии в природных топливных ресурсах

Поэтому ожидается, что в будущем ядерная энергетика будет использовать технологию реакторов на быстрых нейтронах с *замкнутым топливным циклом*.

В **замкнутом ЯТЦ** на радиохимических предприятиях осуществляется переработка отработанного ядерного топлива (ОЯТ) с целью возврата в цикл невыгоревшего урана-235, почти всей массы урана-238, а также изотопов энергетического плутония, образовавшихся при работе ядерного реактора. Из ядерного топлива выделяют ценные компоненты, которые используют для изготовления нового ядерного горючего. При этом активность отходов, подлежащих окончательному захоронению, минимизируется.

Замкнутый ЯТЦ второго типа предполагает утилизацию энергетического и оружейного плутония посредством развития производства смешанного уран-плутониевого топлива (МОКС-топлива) из диоксидов урана и плутония (UO_2 , PuO_2) для реакторов на быстрых и тепловых нейтронах.

Повышение эффективности использования ядерного топлива и возможность вовлечения в ЯТЦ плутония как ценного энергоносителя являются основными аргументами в пользу замкнутого цикла. В замкнутом топливном цикле ядерное топливо урановых реакторов рассматривается как важнейший элемент сырьевой базы отрасли, поскольку ОЯТ содержит значительное количество делящихся изотопов, возвращение которых в ЯТЦ после переработки расширит сырьевую базу ядерной энергетики.

Преимущества:

- переработка отработанного ядерного топлива может иметь некоторые экономические выгоды при восстановлении неиспользованного урана и плутония, который был произведен в реакторе;
- переработка топлива уменьшает объём высокорadioактивных и опасных отходов, которые необходимо надлежащим образом хранить, что также имеет определенную экономическую целесообразность;
- в отработанном ядерном топливе содержится примерно 1% плутония. Это очень хорошее ядерное топливо, которое не нуждается ни в каком процессе обогащения, оно может быть смешано с обедненным ураном (так называемое смешанное оксидное топливо или МОХ-топливо) и поставляться в виде свежих топливных сборок для загрузки в реакторы. Его можно использовать для загрузки в будущие реакторы-размножители;
- восстановленный уран может возвращаться на дополнительное обогащение, или поставляться в виде свежего топлива для действующих реакторов;
- закрытый топливный цикл является эффективной системой максимального использования урана без его дополнительной добычи на рудниках (в энергетических единицах экономия составляет примерно 30%).

Недостатки:

- возможно загрязнение окружающей среды радионуклидами;
- требует гораздо больших финансовых затрат, в отличие от открытого ЯТЦ.

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>

4. ПАРОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

4.1. Энергетические показатели паротурбинных электростанций

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 (см. п. 3.4). При этом на обычных ТЭС удельный расход условного топлива является основным показателем.

Как известно, в основе цикла паротурбинной установки лежит цикл Ренкина. На рис. 4.1 показаны схема простейшей паротурбинной установки и циклы Ренкина для нее при работе на насыщенном и перегретом паре.

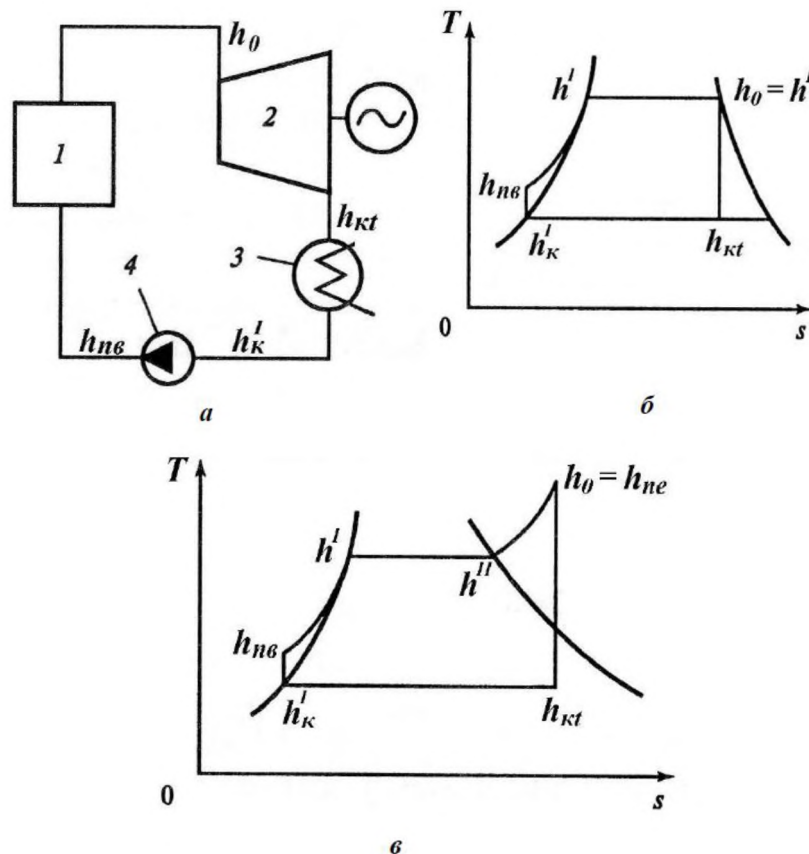


Рис. 4.1. Схема простейшей паротурбинной установки (а) и циклы Ренкина для нее при работе на насыщенном (б) и перегретом (в) паре: 1 – паровой котел, парогенератор или реактор; 2 – турбогенератор; 3 – конденсатор; 4 – насос

Из общего выражения, определяющего термический КПД:

$$\eta_t = (q_0 - q_k) / q_0, \quad (4.1)$$

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

$$\eta_t = \frac{(h_0 - h_{\text{пв}}) - (h_{\text{кт}} - h'_k)}{h_0 - h_{\text{пв}}} = \frac{(h_0 - h_{\text{кт}}) - (h_{\text{пв}} - h'_k)}{h_0 - h_{\text{пв}}}. \quad (4.2)$$

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;

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

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

На рис. 4.2 изображен рабочий процесс пара в турбине в h - s – диаграмме. Из рисунка видно, что разность $(h_0 - h_{\text{кт}})$ в (4.2) представляет собой располагаемый (адиабатический) перепад энтальпии H_0 . Разность $(h_{\text{пв}} - h'_k)$ в рассматриваемых условиях выражает затраты энергии в насосе $H_{\text{а.н.}}$, отнесенные к 1 кг воды при ее адиабатическом сжатии.

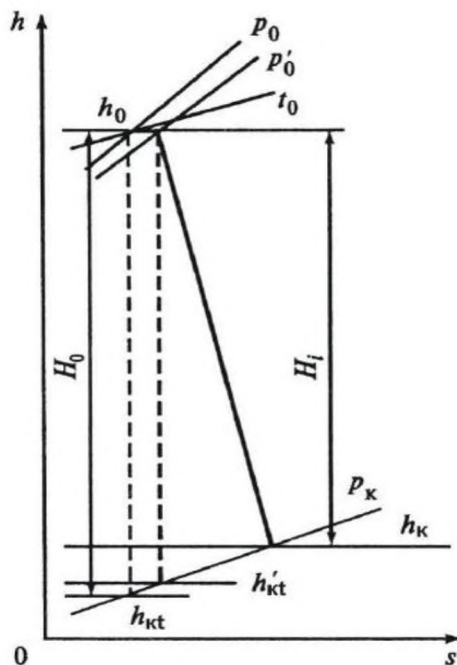


Рис. 4.2. Рабочий процесс пара в турбине для простейшей паротурбинной установки в h - s -диаграмме

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_i , (рис. 4.2).

Отношение использованного перепада H_i 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. 4.2) видно, что энергетические потери, оцениваемые η_{oi} , увеличивают энтальпию пара на выходе из турбины h_k на $\Delta h = h_k - h_{kt}$. 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

$$\eta_i = \eta_t \cdot \eta_{oi} = \frac{(h_0 - h_k) - (h_{пв} - h'_k)}{h_0 - h_{пв}}. \quad (4.3)$$

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:

$$Q_0 = N_{э} + \Delta N_{эм} + Q_{конд} \quad (4.4)$$

При этом

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

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

$$Q_0 = D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) + D_{пш} \cdot (h_{пш2} - h_{пш1}) - \text{для цикла с промперегревом}.$$

Здесь D_k – расход пара в конденсатор; $D_{пш}$ – расход пара через промежуточный пароперегреватель, $(h_{пш2} - h_{пш1}) = \Delta h_{пш}$ – 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

$$N_{э} = Q_0 \cdot \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_M \cdot \eta_G = Q_0 \cdot \eta_i \cdot \eta_{MG} = Q_0 \eta_{э}. \quad (4.5)$$

где $\eta_{MG} = \eta_M \eta_G$ – электромеханический КПД,

$\eta_{э}$ – абсолютный электрический КПД паротурбинной установки

$$\eta_{э} = \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_M \cdot \eta_G = \eta_i \cdot \eta_{MG} = N_{э} / Q_0, \quad (4.6)$$

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

$$q_{э}^{бп} = Q_0 / N_{э} = 1 / \eta_{э}^{бп}, \text{ кДж}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}), \quad (4.7)$$

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

$$\eta_{бл}^{бр} = \eta_{э} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{ка}, \quad (4.8)$$

При этом

$$\eta_{бл}^{бр} = \frac{N_{э}}{Q_{топл}} = \frac{N_{э}}{B_{э} Q_{н}^p} = \frac{1}{Q_{н}^p b_{э}^{выр}} = \frac{123}{b_{э}^{выр}}, \quad (4.9)$$

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

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

$$B \cdot Q_{н}^p = N_{э} / \eta_{бл}^{бр}, \quad (4.10)$$

откуда:

$$b_{э} = B / N_{э} = 1 / (Q_{н}^p \cdot \eta_{бл}^{бр}) = 3600 / (29300 \cdot \eta_{бл}^{бр}) \approx 0,123 / \eta_{бл}^{бр}, \quad (4.11)$$

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

$$\eta_{бл}^{нет} = (N_{э} - N_{сн}) / Q_{топл} = \eta_{бл}^{бр} (1 - \varepsilon_{сн}) \quad (4.12)$$

$$\eta_{бл}^{нет} = \frac{N_{э}^{нет}}{Q_{топл}} = \frac{(N_{э} - N_{сн})}{Q_{топл}} = \frac{N_{э}^{нет}}{B_{э} Q_{н}^p} = \frac{1}{Q_{н}^p b_{э}^{отп}} = \frac{123}{b_{э}^{отп}}, \quad (4.13)$$

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

$b_{э}^{отп}$ – 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:

$$Q_0 = N_{э} + \Delta N_{эм} + Q_{конд} + Q_{отп}, \quad (4.14)$$

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 $Q_{\text{конд}} = 0$

$$Q_0 = N_3 + \Delta N_{\text{эм}} + Q_{\text{отп}}, \quad (4.15)$$

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_3 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

$$N_3 = N_{\text{тф}} + N_{\text{к}}, \quad (4.16)$$

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

$$W_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{тф}}}{Q_{\text{отп}}} = \frac{h_0 - h_{\text{отб}} + \Delta h_{\text{шт}}}{h_{\text{отб}} - h_{\text{ок}}} \eta_{\text{эм}}, \quad (4.17)$$

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:

$$\eta_{\text{ит}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{N_3 + Q_{\text{отп}}}{B_{\text{ТЭЦ}} Q_{\text{н}}^{\text{п}}}. \quad (4.18)$$

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

$$Q_3 = Q_0 - \sum Q_{\text{отп}}; \quad (4.19)$$

- для турбоустановок с отборами пара и конденсатором

$$Q_3 = N_3 + \Delta N_{\text{эм}} + Q_{\text{конд}}; \quad (4.20)$$

- для противодавленческих турбоустановок

$$Q_3 = N_3 + \Delta N_{\text{эм}}. \quad (4.21)$$

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

$$\eta_{\text{э,тф}}^{\text{бр}} = N_3 / Q_3 = N_3 / (N_3 + \Delta N_{\text{эм}}) = \eta_{\text{эм}} \quad (4.22)$$

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

$$q_{\text{тф}} = \frac{3600}{\eta_{\text{м}}\eta_{\text{г}}} \text{ кДж/(кВт·ч)} = \frac{860}{\eta_{\text{м}}\eta_{\text{г}}} \text{ ккал/(кВт·ч)}. \quad (4.23)$$

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

$$q_{\text{к}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_3}{N_3} = \frac{3600}{\eta_{\text{ик}}\eta_{\text{м}}\eta_{\text{г}}} \text{ кДж/(кВт·ч)} = \frac{860}{\eta_{\text{ик}}\eta_{\text{м}}\eta_{\text{г}}} \text{ ккал/(кВт·ч)}, \quad (4.24)$$

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

$$q_{\text{м}} = \frac{q_{\text{тф}}N_{\text{тф}} + q_{\text{к}}N_{\text{к}}}{N_{\text{тф}} + N_{\text{к}}}. \quad (4.25)$$

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

$$b_{тэ}^{отп} = \frac{34,1}{\eta_k^n \cdot \eta_{тп}} \text{ кг у.т./ГДж} = \frac{143}{\eta_k^n \cdot \eta_{тп}} \text{ кг у.т./Гкал}, \quad (4.26)$$

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,

$$B_{тэ} = Q_{отп} \cdot b_{тэ}^{отп}, \quad (4.27)$$

а полный расход топлива, относимый на отпуск электроэнергии,

$$B_э = B_{ТЭЦ} - B_{тэ} = \mathcal{E}_{отп} \cdot b_э^{отп}, \quad (4.28)$$

Тогда удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$b_э^{отп} = \frac{B_э}{\mathcal{E}_{отп}}, \quad (4.29)$$

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)

$$\begin{aligned} \Delta B_{эк} &= B_{зам} - B_{ТЭЦ} = (B_{э,КЭС} + B_{тэ,кот}) - (B_{э,ТЭЦ} + B_{тэ,ТЭЦ}) = \\ &= (B_{э,КЭС} - B_{э,ТЭЦ}) + (B_{тэ,кот} - B_{тэ,ТЭЦ}) = \\ &= N_э (b_{э,КЭС} - b_{э,ТЭЦ}) + Q_{отп} (b_{тэ,кот} - b_{тэ,ТЭЦ}), \end{aligned} \quad (4.30)$$

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 $b_{\text{э,ТЭЦ}}$

$$\Delta B_{\text{эк}} = N_{\text{э}} (b_{\text{э,КЭС}} - b_{\text{э,ТЭЦ}}) = Q_{\text{отп}} W_{\text{тф}} (b_{\text{э,КЭС}} - b_{\text{э,ТЭЦ}}). \quad (4.31)$$

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

$$\Delta B_{\text{эк}}^{-\text{ТЭЦ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ТЭЦ}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} = \frac{N_{\text{э}} b_{\text{зам}} + Q_{\text{отп}} b_{\text{кот}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} - 1. \quad (4.32)$$

4.2. Методы повышения эффективности паротурбинных 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. 4.3 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 .

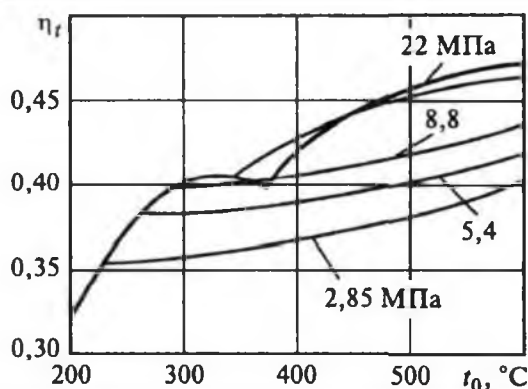


Рис. 4.3. Зависимость η_t идеального теплового цикла Ренкина от начальной температуры пара t_0

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. 4.4).

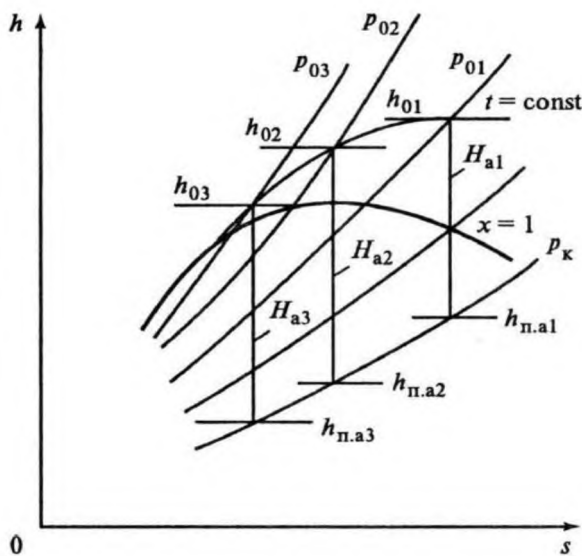


Рис. 4.4. К установлению зависимости адиабатического перепада энтальпии H_0 от начального давления P_0 ($t_0 = \text{const}$)

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. 4.5 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. 4.5 (по максимуму η_t).

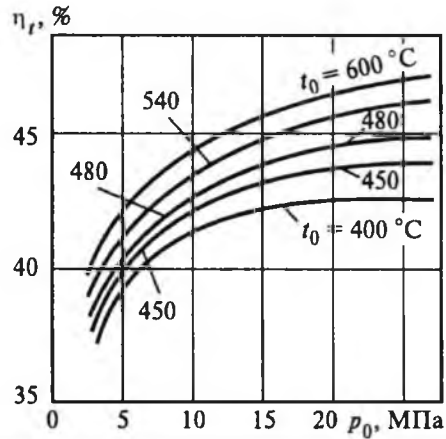


Рис. 4.5. Зависимость термического КПД η_t от начального давления P_0 при различных начальных температурах t_0 ($P_k = 0,004$ МПа)

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. 4.4). 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. 4.6, а).

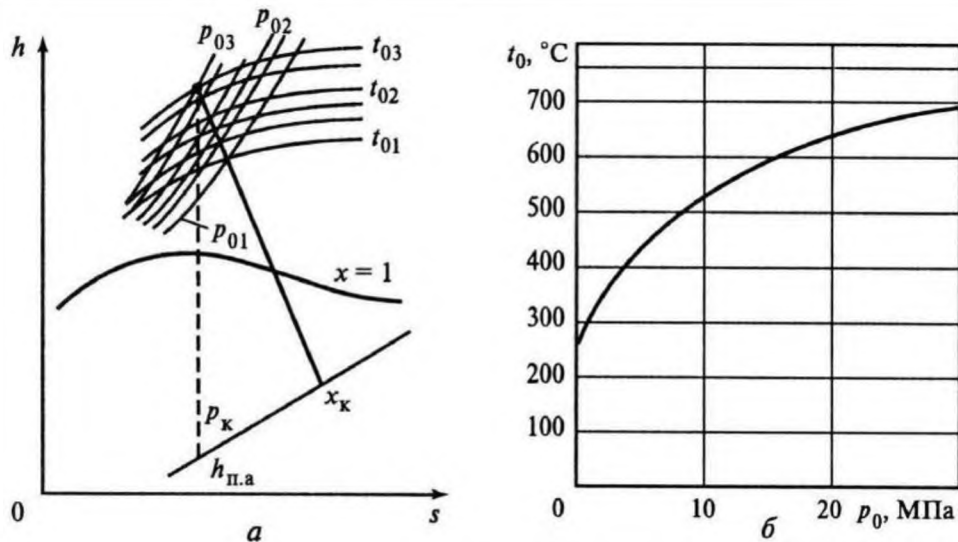


Рис. 4.6. К определению сопряженных начальных параметров пара: а – рабочий процесс при различных сопряженных начальных параметрах пара; б – зависимость между P_0 и t_0 при постоянной конечной влажности $\omega_k = 13\%$ ($P_k = 0,004$ МПа)

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. 4.6, 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:

$$\eta_t = 1 - T_k / T_{0_{\text{экв}}},$$

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. 4.7 приведена типичная кривая изменения мощности турбины в зависимости от P_k .

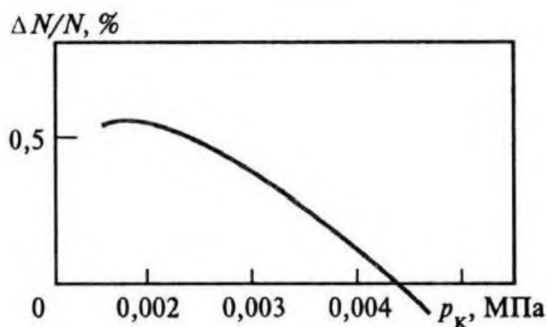


Рис. 4.7. Типичная зависимость изменения мощности турбины от конечного давления

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. 4.8), определяется выражением:

$$t_k = t_{e1} + \frac{h_k - h_k^I}{c_p \cdot m} + \delta t = t_{e2} + \delta t. \quad (4.33)$$

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).

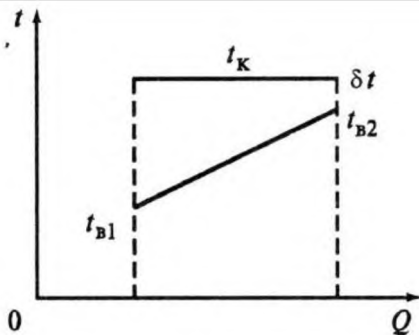


Рис. 4.8. t, Q -диаграмма для конденсатора турбины

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

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. 4.9).

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

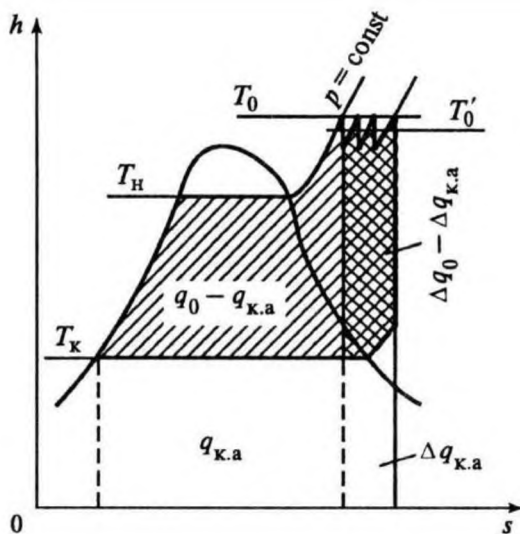


Рис. 4.9. Т, s -диаграмма для идеального цикла с периодическим (ступенчатым) перегревом пара в начале процесса расширения

Для осуществления процесса, изображенного на рис. 4.9, 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 , допустимых 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. 4.10, б) видно, что располагаемый теплоперепад

$$H_{0п.п} = (h_0 - h_{п.а1}) + (h_{п.а2} - h_{к2}) \quad (4.34)$$

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

$$H_{п.п} = (h_0 - h_{п.п1}) + (h_{п.п2} - h_{к2}). \quad (4.35)$$

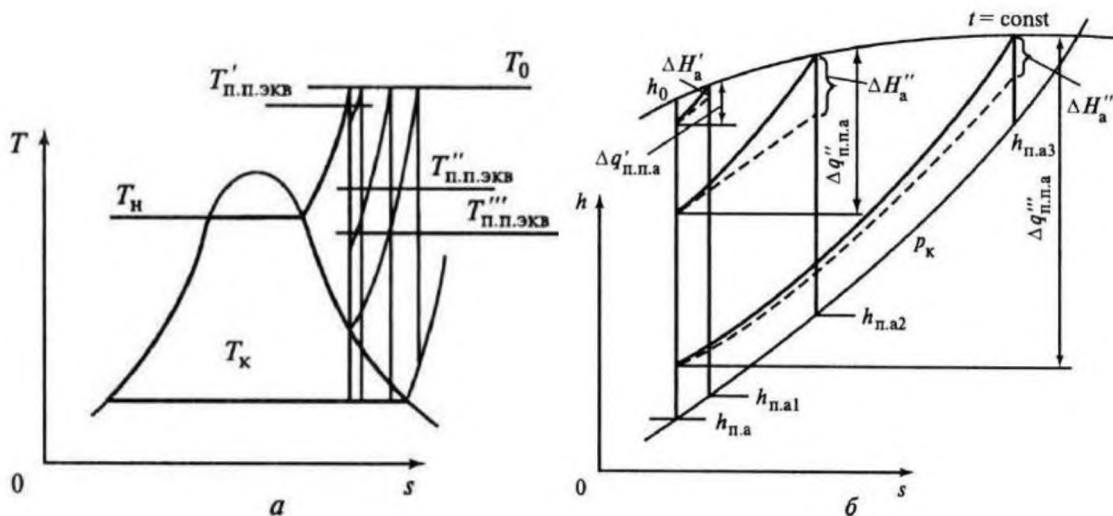


Рис. 4.10. T,s - диаграмма (а) и h,s -диаграмма (б) для идеального цикла с промежуточным перегревом пара при различных значениях $P_{п.п}$

На рис. 4.11 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 $\eta_{п.п} = H_{п.п}/q_{0,п.п}$ 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

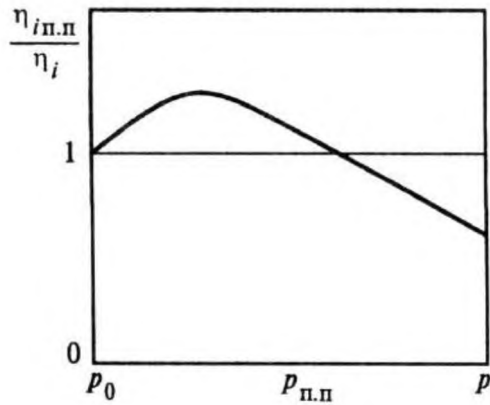


Рис. 4.11. Зависимость относительного изменения КПД от давления промежуточного перегрева $P_{п.п}$

Обычно оптимальные значения $\eta_{п.п}$ 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 регулируемыми отборами 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).

4.3. 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 деаэрата, а под питательной водой – поток от деаэрата 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. 4.12.

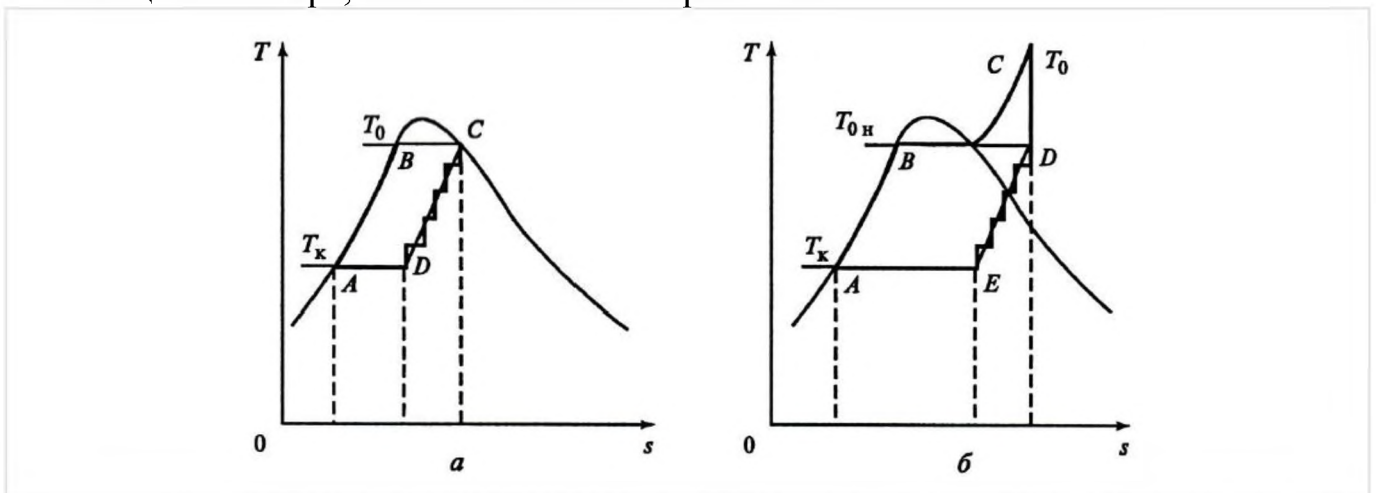


Рис. 4.12. Регенеративный цикл для насыщенного (а) и перегретого (б) пара

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 4.1).

Таблица 4.1 Оптимальная температура питательной воды

Начальное давление	Оптимальная температура питательной воды $t_{пв}$, °С	
	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. 4.13).

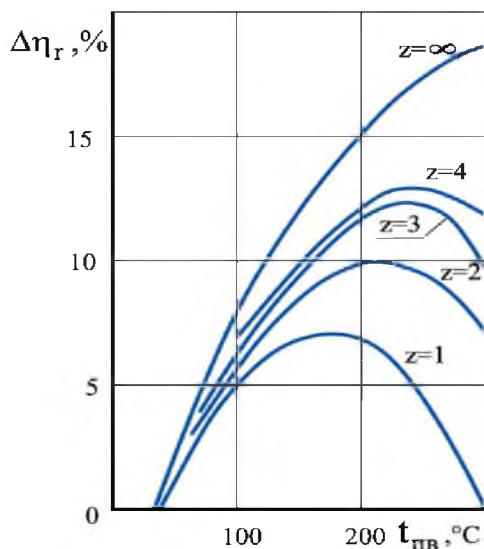


Рис. 4.13. Зависимость относительного повышения КПД турбоустановки от температуры подогрева питательной воды и числа отборов турбины

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 возростала на одно и то же значение Δs . При подогреве до некоторой температуры $t_{н.б}$ при числе подогревателей z рост энтропии в одном подогревателе определяется как:

$$\Delta s = (s_{н.б} - s_{к})/z, \quad (4.36)$$

где $s_{н.б}$ – энтропия питательной воды при температуре $t_{н.б}$;

$s_{к}$ – энтропия воды на входе в регенеративный подогреватель последнего отбора.

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

$$\eta_{ip} = \frac{\alpha_{к} \cdot (h_0 - h_{н.к}) + \sum_1^z \alpha_{jp} \cdot (h_0 - h_{jp})}{\alpha_{к} \cdot (h_0 - h_{к}) + \sum_1^z \alpha_{jp} \cdot (h_0 - h_{jp})}, \quad (4.37)$$

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. 1.5);

$\alpha_{jp}, \alpha_{к}$ – 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. 4.14.

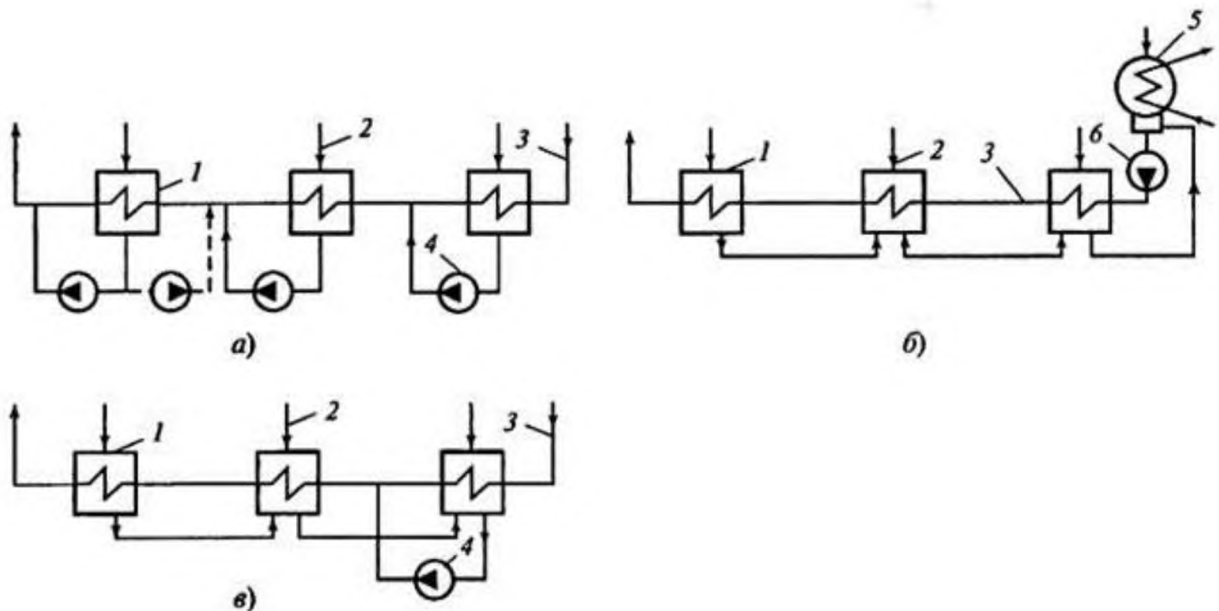


Рис. 4.14. Схема включения поверхностных подогревателей в систему регенеративного подогрева: с дренажными насосами у каждого подогревателя (а); с каскадным отводом конденсата (б) и со смешанным отводом конденсата (в): 1 – регенеративный подогреватель; 2 – подвод пара от отбора турбины; 3 – основной конденсат; 4, 6 – дренажный и конденсатный насосы; 5 – конденсатор

Тепловая экономичность установки, в которой конденсат греющего пара (дренаж) отводится в линию основного конденсата после подогревателя (рис. 4.14, 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. 4.14, 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. 4.14, б, имеет наиболее низкую тепловую экономичность.

Наличие большого числа дренажных насосов усложняет схему, приведенную на рис. 4.14, а, и делает ее менее надежной в эксплуатации. Поэтому схема не используется. Обычно применяют схему, приведенную на рис. 4.14, в, тепловая экономичность которой несколько ниже, чем у схемы, изображенной на рис. 4.14, а, но зато требуется лишь один дренажный насос. Работа по схеме, приведенной на рис. 4.14, 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 $t_{в}$, отличающейся от температуры насыщения $t_{р.п}$ 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. 4.15).

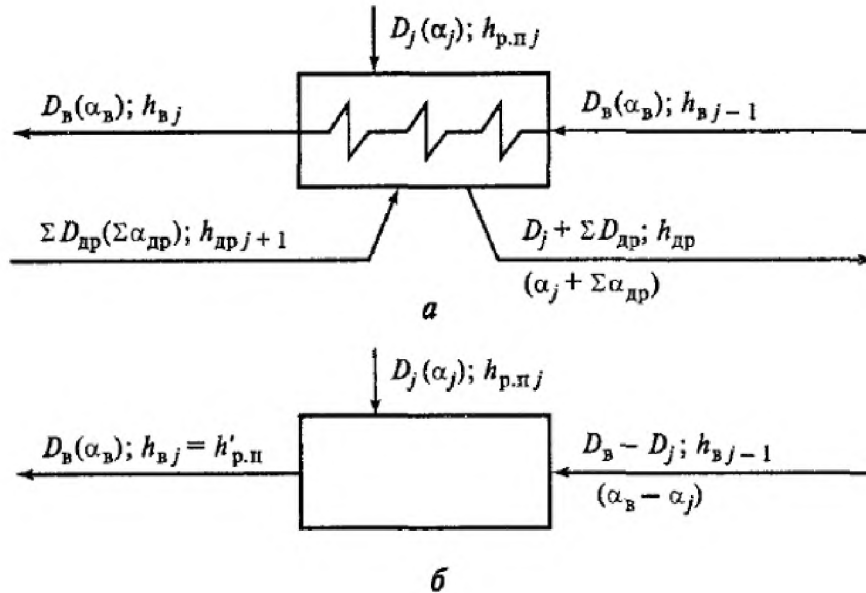


Рис. 4.15. Упрощенная схема поступления воды, пара и дренажей в регенеративные подогреватели поверхностного (а) и смешивающего (б) типов и выхода из них

В соответствии с обозначениями, принятыми на рис. 4.15, это уравнение запишется в виде

$$D_{в} \cdot (h_{вj} - h_{вj-1}) \cdot \eta_{р.п} = D_j \cdot (h_{р.пj} - h_{дрj}) + \sum D_{др} \cdot (h_{дрj+1} - h_{дрj}), \quad (4.38a)$$

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

$$\alpha_B \cdot (h_{Bj} - h_{Bj-1}) \cdot \eta_{р.п} = \alpha_j \cdot (h_{р.пj} - h_{дрj}) + \sum \alpha_{др} \cdot (h_{дрj+1} - h_{дрj}), \quad (4.386)$$

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

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

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

$$(D_j h_{р.пj} + (D_B - D_j) h_{Bj-1}) \cdot \eta_{р.п} = D_B h'_{р.п}; \quad (4.39a)$$

$$(\alpha_j h_{р.пj} + (\alpha_B - \alpha_j) h_{Bj-1}) \cdot \eta_{р.п} = \alpha_B h'_{р.п}. \quad (4.396)$$

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. 4.16, в).

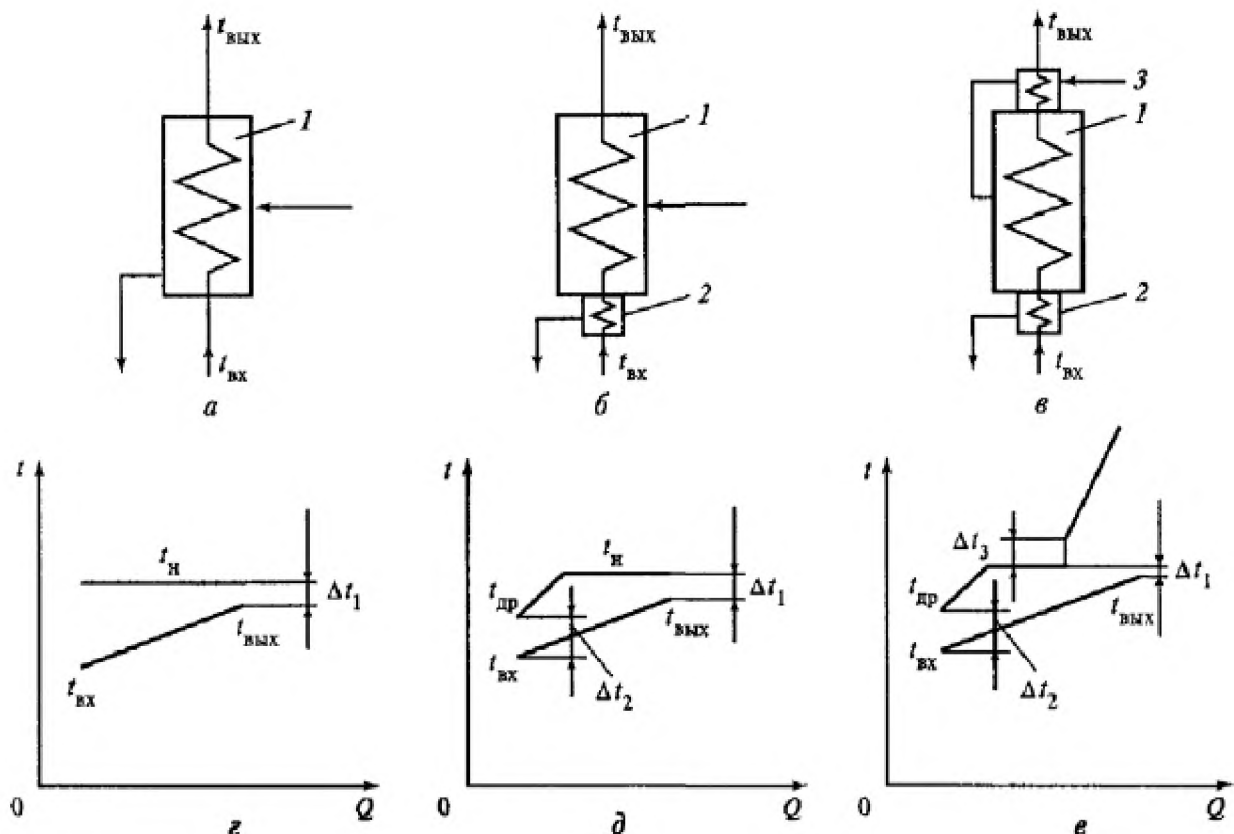


Рис. 4.16. Схемы поверхностных регенеративных подогревателей (а–в)

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

На рис. 4.16 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. 4.16, г – е).

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_3 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 $4...8^\circ\text{C}$, а остаточный перегрев пара Δt_3 – в пределах $7...15^\circ\text{C}$. 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. 4.17, 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. 4.17, в. Известны схемы, по которым в охладитель пара отводится вода, прошедшая все регенеративные подогреватели (рис. 4.17, 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. 4.17, а.

Можно также поступающую в пароохладитель воду (как и по схеме рис. 4.17, а) отбирать непосредственно после поверхностей основного подогревателя, а затем смешивать с основным потоком питательной воды за последним подогревателем высокого давления (рис. 4.17, в). Так как при этом пар отбора может быть охлажден в ОП до более низкой температуры, чем при работе по схеме рис. 4.17, б, такая схема наиболее экономична.

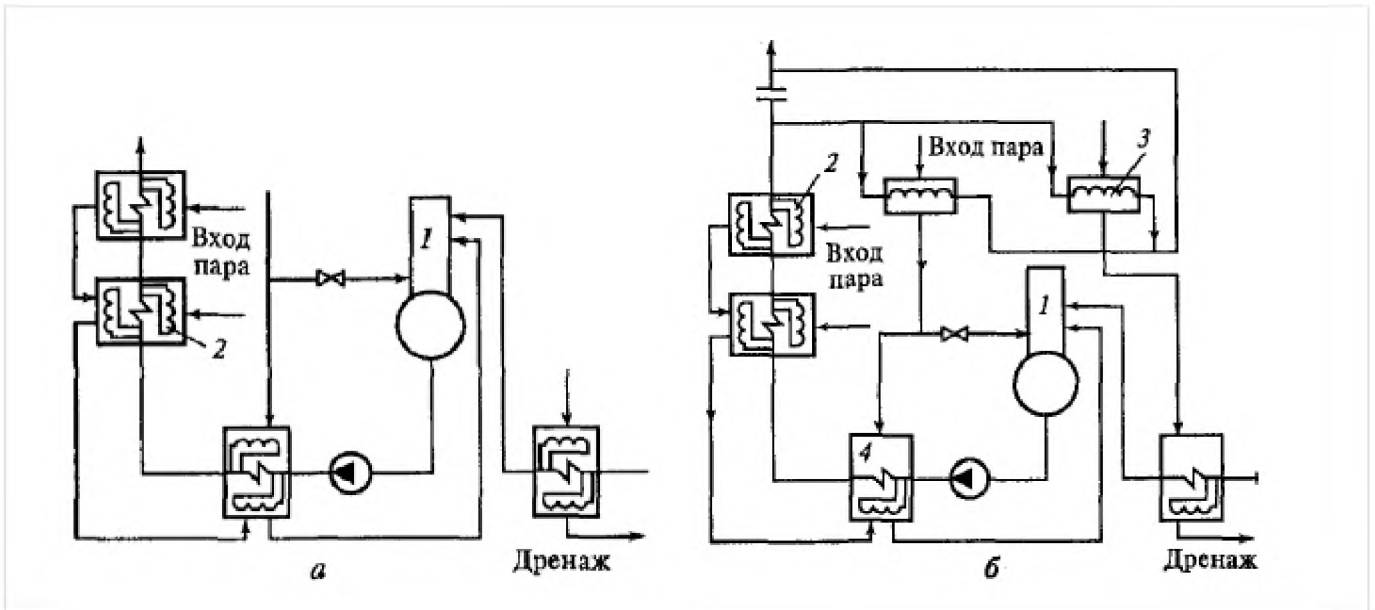
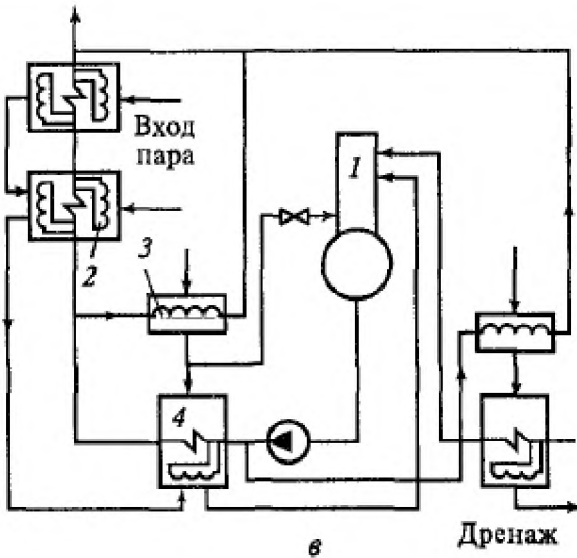


Рис. 4.17. Схема подогрева питательной воды в подогревателях с охладителями пара и дренажа: а – вода после ОП смешивается с основным потоком; б – в ОП поступает часть потока, прошедшего все регенеративные подогреватели (схема Виолет); в – ОП установлен перед подогревателем-конденсатором, а нагретая в 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.



4.4. 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 ТЭС 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 ТЭС 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. 4.18).

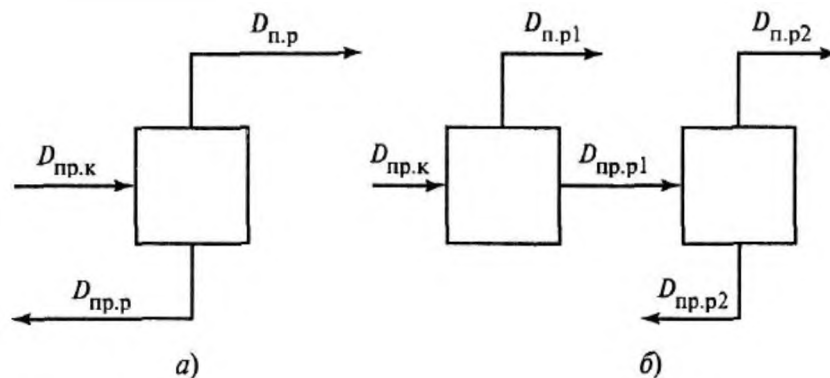


Рис. 4.18. Схемы включения расширителей непрерывной продувки котла:
а – одноступенчатая; б – двухступенчатая

При одноступенчатой схеме (рис. 4.18, а) уравнение теплового баланса расширителя имеет вид

$$D_{\text{пр.к}} h_{\text{пр.к}} = D_{\text{п.п}} h_{\text{п.п}} + D_{\text{пр.п}} h_{\text{пр.п}}, \quad (4.40)$$

а уравнение материального баланса можно записать как

$$D_{\text{пр.к}} = D_{\text{п.п}} + D_{\text{пр.п}}. \quad (4.41)$$

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

Из (4.40) и (4.41) следует, что

$$D_{\text{пр.п}} = (h_{\text{п.п}} - h_{\text{пр.к}}) / (h_{\text{п.п}} - h_{\text{пр.п}}) \cdot D_{\text{пр.к}} = \beta_{\text{пр.п}} \cdot D_{\text{пр.к}}. \quad (4.42)$$

Аналогично записывается уравнение, определяющее продувку расширителя при двухступенчатой схеме расширения продувки котла (рис. 4.18, б). Расход продувочной воды расширителя второй ступени при этом определяется по зависимости

$$D_{\text{пр.п2}} = (h_{\text{п.п2}} - h_{\text{пр.п1}}) / (h_{\text{п.п2}} - h_{\text{пр.п2}}) \cdot D_{\text{пр.п1}} = \beta_{\text{пр.п1}} \cdot \beta_{\text{пр.п2}} \cdot D_{\text{пр.к}}, \quad (4.43)$$

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

В схеме продувки котла с одним расширителем пар из последнего направляется обычно в деаэрактор основного конденсата турбины. Туда же

поступает пар из первого расширителя при двухступенчатой схеме. Пар из второго расширителя направляется обычно в атмосферный или вакуумный деаэрактор подпиточной воды тепловой сети.

Внешние потери пара и конденсата $D_{вн}$ 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 $D_{т.п.}$. Однако обычно «обратный» конденсат ($D_{о.к.}$) 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 деаэрактор основного конденсата турбины.

Схема основных потоков пара и конденсата с учетом потерь и восполнения рабочего тела приведена на рис. 4.19.

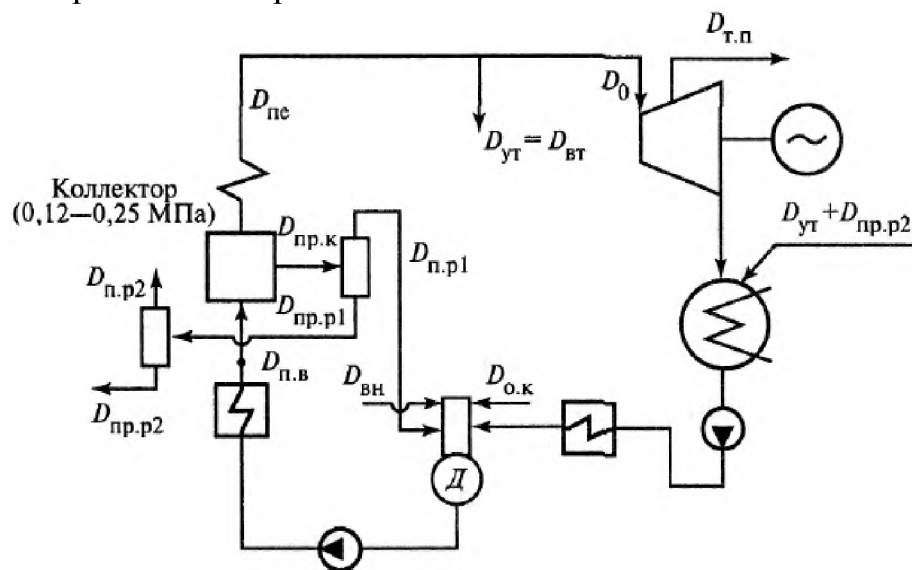


Рис. 4.19. Схема основных потоков пара и конденсата с учетом потерь и восполнения рабочего тела: Д – деаэрактор

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

Более подробно 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>

5. ГАЗОТУРБИННЫЕ И ПАРОГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

5.1. Тепловые схемы, термодинамические циклы и характеристики газотурбинных установок

В энергетике наиболее широкое применение получили простые одновальные ГТУ разомкнутого цикла без регенерации рабочего тела, (см. рис. 5.1).

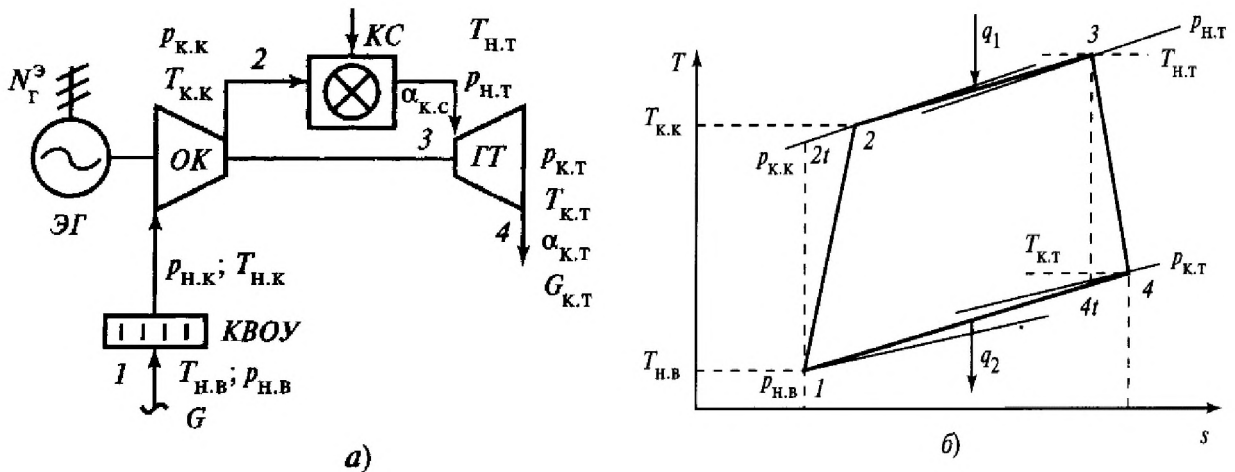


Рис. 5.1. Принципиальная тепловая схема (а) и термодинамический цикл (б) энергетической ГТУ разомкнутого цикла

Энергетический баланс одноцелевой ГТУ :

$$Q_{\text{топл}} = B_{\text{ГТУ}} Q_p^H = N_{\text{э}} + \Delta N_{\text{эм}} + \Delta Q_{\text{тр}} + Q_{\text{ух}}, \quad (5.1)$$

Здесь

$Q_{\text{топл}} = B_{\text{ГТУ}} Q_p^H$ – 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:

$$\pi_k = p_{к.к}/p_{н.к}, \quad (5.2)$$

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

Удельная полезная работа ГТУ

$$l_{ГТУ} = l_T - l_K, \quad (5.3)$$

где l_T – работа расширения газовой турбины

$$l_T = \gamma C_{pT} (t_3 + 273)(1 - \pi_T^{-(k_T-1)/k_T}) \eta_T, \quad (5.4)$$

l_K – работа сжатия компрессора

$$l_K = \cdot C_{pK} (t_1 + 273) (\pi_K^{(k_K-1)/k_K} - 1) / \eta_K; \quad (5.5)$$

η_K, η_T – КПД компрессора и газовой турбины;

π_T – степень понижения давления в турбине с учетом гидравлических потерь на различных участках газоздушного тракта;

$\gamma = (G_K + G_T)/G_K$ – коэффициент, учитывающий увеличение расхода газов в турбине G_T по сравнению с расходом воздуха через компрессор G_K на величину расхода топлива G_T ;

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

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

k_K, k_T – показатели адиабаты для процессов сжатия и расширения.

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

$$\alpha = G_K / (G_T \cdot L_0), \quad (5.6)$$

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

Главные показатели экономичности одноцелевой ГТУ

- электрический КПД

$$\eta_{э} = \frac{N_{ГТУ}}{B_{ГТУ} Q_H^p} = \frac{l_m - l_K}{q_{кc} / \eta_{кc}} \eta_{эм}, \quad (5.7)$$

- удельный расход теплоты – величина, ему обратная

$$q = \frac{1}{\eta_{э}} = \frac{B_{ГТУ} Q_H^p}{N_{ГТУ}}, \quad (5.8)$$

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

$N_{ГТУ}$ – мощность ГТУ;

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

Магистральное направление развития ГТУ – увеличение $T_{н.т}$ ($t_{н.т}$) и π_K . В таблице 5.1 приведены примерные значения основных показателей работы ГТУ, достигнутых их производителями за последние десятилетия.

Таблица 5.1 – 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, изготавливаются 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 $t_{н.т}$ 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 $\pi_T = p_{н.т}/p_{к.т}$) при том же значении $t_{н.т}$ приводит к увеличению $t_{к.т}$.

Более высокие значения $t_{к.т}$ 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 $\eta_{ПГУ}$ и ПГУ $\eta_{ПГУ}$ 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 $l_{ГТУ} = l_T - l_K$.

Обычно параметры современных ГТУ, выпускаемых различными фирмами–производителями примерно соответствуют оптимальным для условий применения ГТУ в составе утилизационных ПГУ (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Оптимальные значения π_k^{opt}

Оптимальные значения π_k^{opt}	$t_{н.т.}, ^\circ\text{C}$			
	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. 5.2) с высокими π_k , до 45%); $t_{н.т.} = 1300...1500^\circ\text{C}$; $\pi_k = 20...30$ 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. 5.2, а), специалисты фирмы *Alstom* — промежуточный перегрев газов при расширении (рис. 5.2, б).

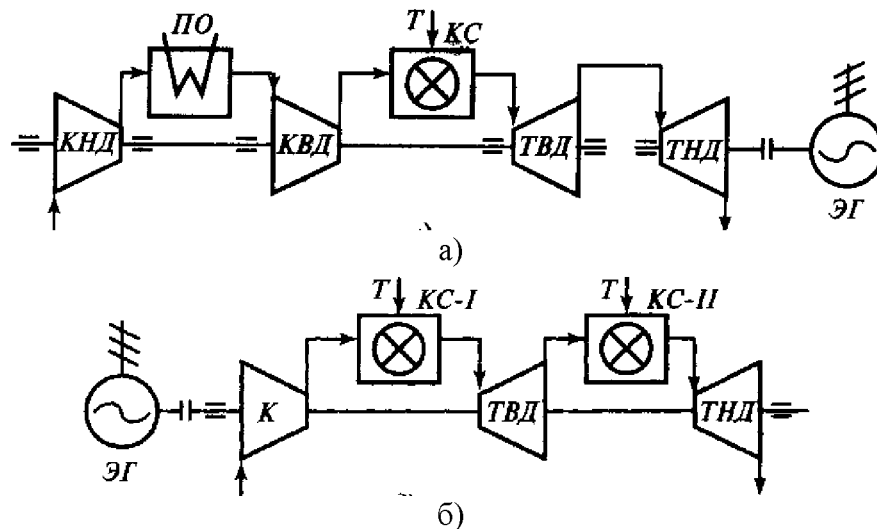


Рис. 5.2. Схема ГТУ с промежуточным охлаждением циклового воздуха (а) и промежуточным перегревом газов при расширении (б)

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 $\sim 60\%$, π_k – до $\sim 60..70\%$, 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. 5.3,а).

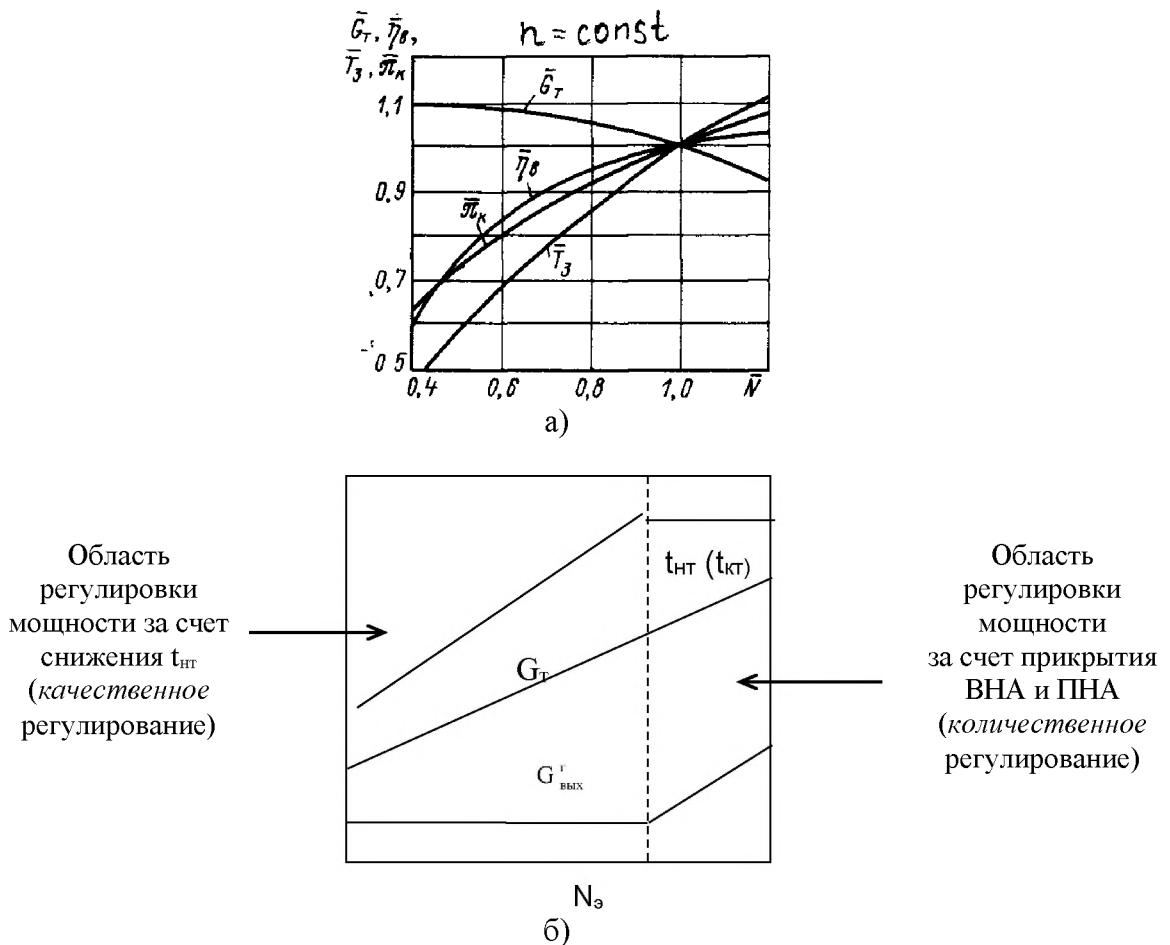


Рис. 5.3. Характеристика одновальной энергетической (генераторной) ГТУ

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 $t_{нт}$, $t_{кт}$ в некотором диапазоне частичных нагрузок (до 40...60% номинальной мощности) (рис. 5.3, 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 $T_{нт}$ жестко определяют $P_{нт}$ и π_k ($P_{нт}$ 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. 5.4).

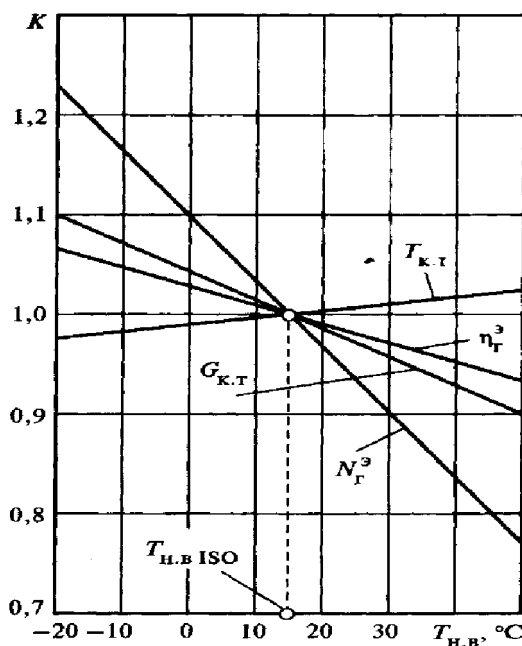


Рис. 5.4. Влияние температуры атмосферного воздуха на основные показатели ГТУ

При очень низкой $t_{\text{нв}}$ 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 $t_{\text{нв}}$ температура $t_{\text{кт}}$ также несколько снижается вследствие повышения $\pi_{\text{к}}$ (и $\pi_{\text{т}}$), что важно учитывать при работе установок с утилизацией отработавших в ГТУ газов.

5.2. 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. 5.5, 5.6)

Поскольку топливо сжигается только в высокотемпературном газовом цикле, и его энергия используется для производства электроэнергии сначала в ГТУ, а затем в ПГУ за счет пара, полученного в котле-утилизаторе (рис. 5.5), 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%).

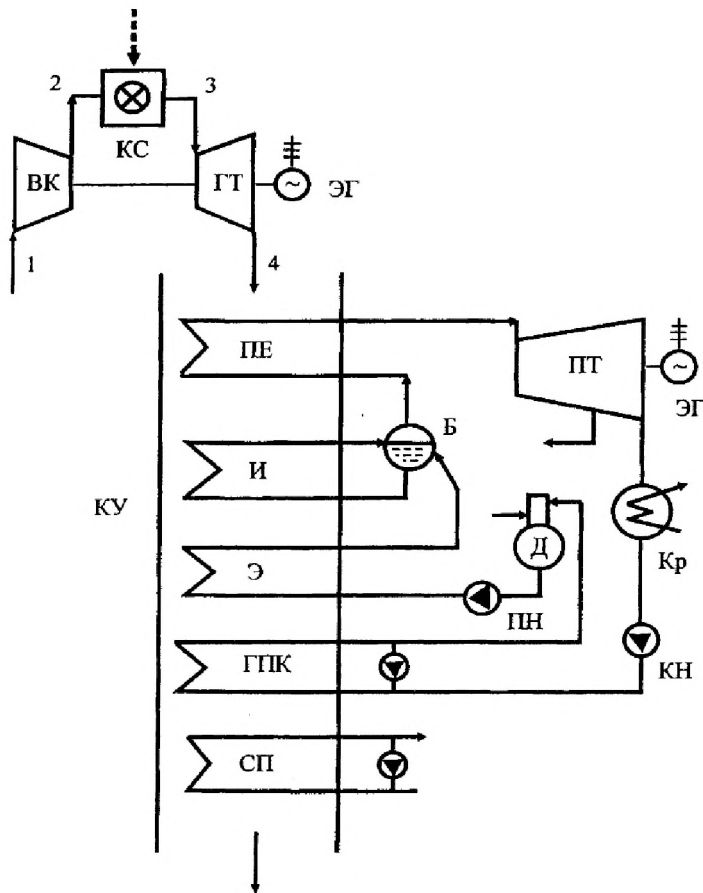


Рис. 5.5. Схема УПГУ с котлом-утилизатором одного давления: ВК - воздушный компрессор; КС - камера сгорания; ГТ - газовая турбина; КУ - котел-утилизатор; ПЕ - пароперегреватель; И - испаритель; Э - экономайзер; Б - барабан; ГПК - газовый подогреватель конденсата; СП - сетевой подогреватель; ПТ - паровая турбина; Д - деаэрактор; Кр - конденсатор; КН - конденсатный насос; ПН - питательный насос; ЭГ - электрогенератор;

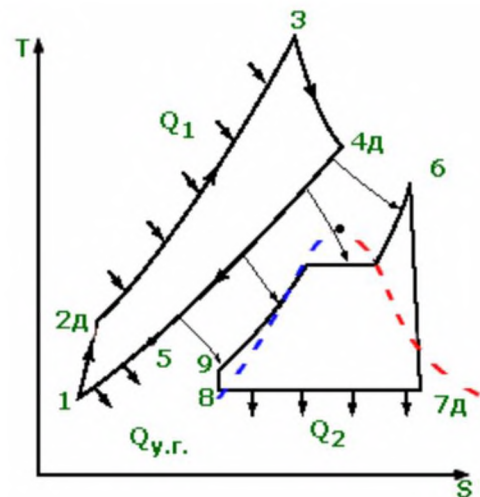


Рис. 5.6. Циклы Брайтона и Ренкина утилизационной ПГУ: $Q_1, Q_2, Q_{ух}$ - подвод теплоты в камере сгорания ГТУ, отвод теплоты в конденсаторе ПТУ и отвод теплоты с уходящими газами котла-утилизатора

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. 5.7).

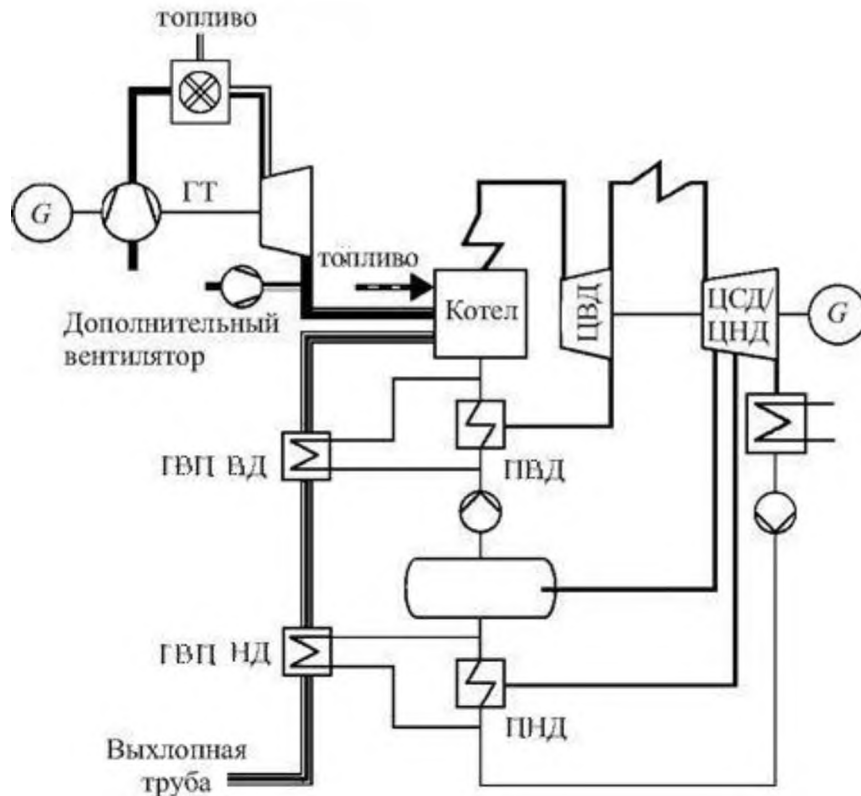


Рис. 5.7. Схема «сбросной» ПГУ: ГВП ВД, ГВП НД – газодляные подогреватели высокого и низкого давления

В схеме «сбросной» ПГУ (СПГУ) отработавшая в газовой турбине смесь, состоящая из воздуха и продуктов сгорания топлива и содержащая около 15% O_2 , 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 – газодляные подогреватели) для передачи тепла газов питательной воде и конденсату, подвести к этим поверхностям питательную воду и конденсат из схемы регенерации паровой турбины по байпасирующим трубопроводам регенеративных подогревателей высокого (ПВД) и низкого (ПНД) 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. 5.8.

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

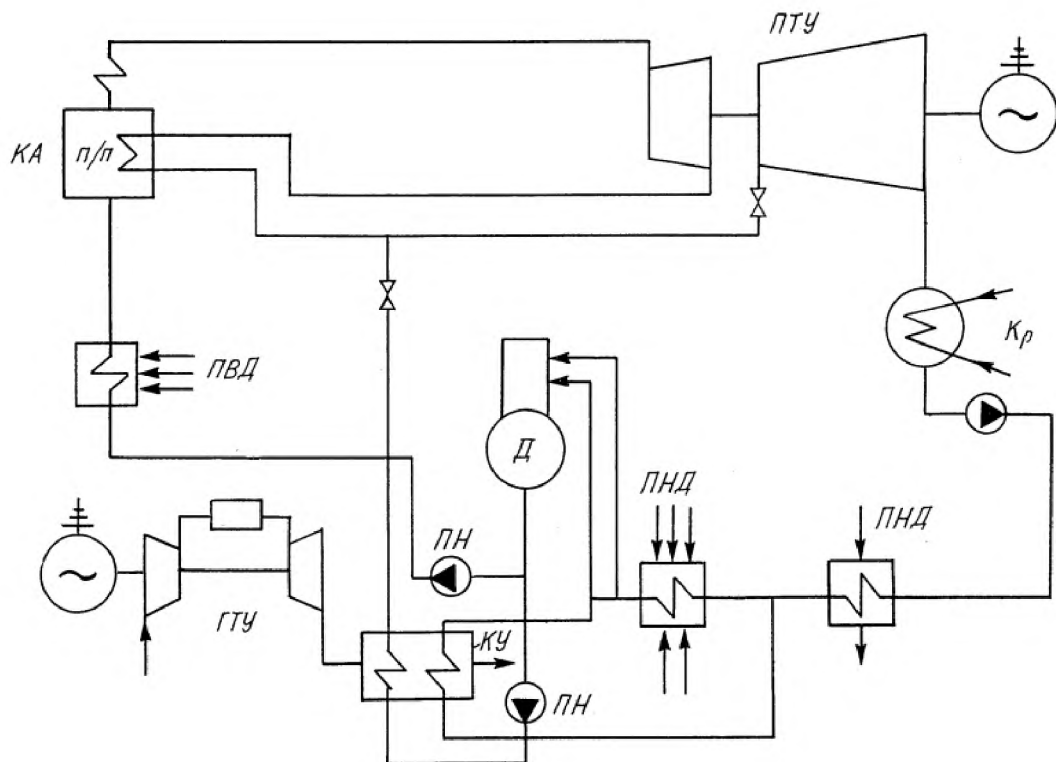


Рис. 5.8. Принципиальная тепловая схема газотурбинной надстройки паротурбинного энергоблока с подачей пара из котла-утилизатора в линию горячего промперегрева: ГТУ – газотурбинная установка, КУ – котел-утилизатор, КА – паровой котельный агрегат, ПТУ – паротурбинная установка, Кр – конденсатор, ПНД – 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. 5.9).

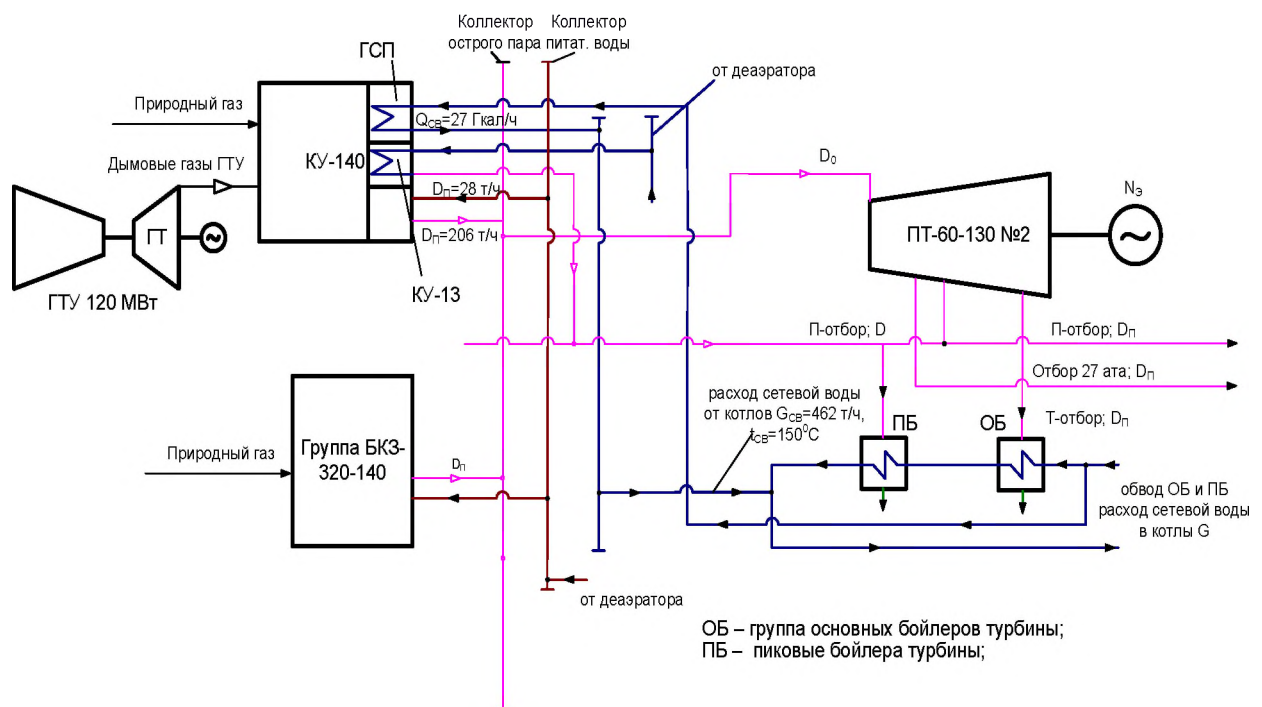


Рис. 5.9. Принципиальная тепловая схема квазиутилизационной ПГУ Гродненской ТЭЦ-2

В схеме по рис. 5.9 применена газотурбинная надстройка ТЭЦ с подачей из двухконтурного котла-утилизатора пара высокого давления в коллектор свежего пара станции, а пара контура низкого давления – в коллектор производственного пара 13 ата. На выходе котла-утилизатора установлены поверхности сетевых подогревателей.

При использовании такой ПГУ на ТЭЦ высокого давления требуется применение газовых турбин с температурой уходящих газов около 600°C или котлов-утилизаторов с дожиганием топлива с целью получения в них пара 1-го контура с температурой $540 - 550^{\circ}\text{C}$.

Использование дожигания топлива во всем объеме уходящих газов будет несколько снижать общую эффективность парогазовой установки. Несмотря на возрастание общего количества пара в контуре высокого давления котла-

утилизатора, одновременно увеличится расход пара контура низкого давления (второго контура) котла-утилизатора, соответственно увеличится степень вытеснения производственных отборов турбин ТЭЦ.

Еще одной технологической особенностью ПГУ по «параллельной» схеме является вытеснение паровой регенерации установленных на ТЭЦ паровых турбин.

Комбинирование парового и газового циклов возможно при исключении из схемы паровой турбины и расширении пара, получаемого за счет утилизации теплоты сбросных газов в газовой турбине. Комбинированные установки такого типа называют **монарными ПГУ**.

5.3. Парогазовые установки с котлами-утилизаторами

ПГУ с котлами-утилизаторами (КУ) можно классифицировать:

- по числу контуров давления (одного, двух или трех давлений);
- по количеству сочетаемых ПГУ 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. 5.5 изображена принципиальная тепловая схема УПГУ с котлом-утилизатором одного давления, а на рис. 5.10 – 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.

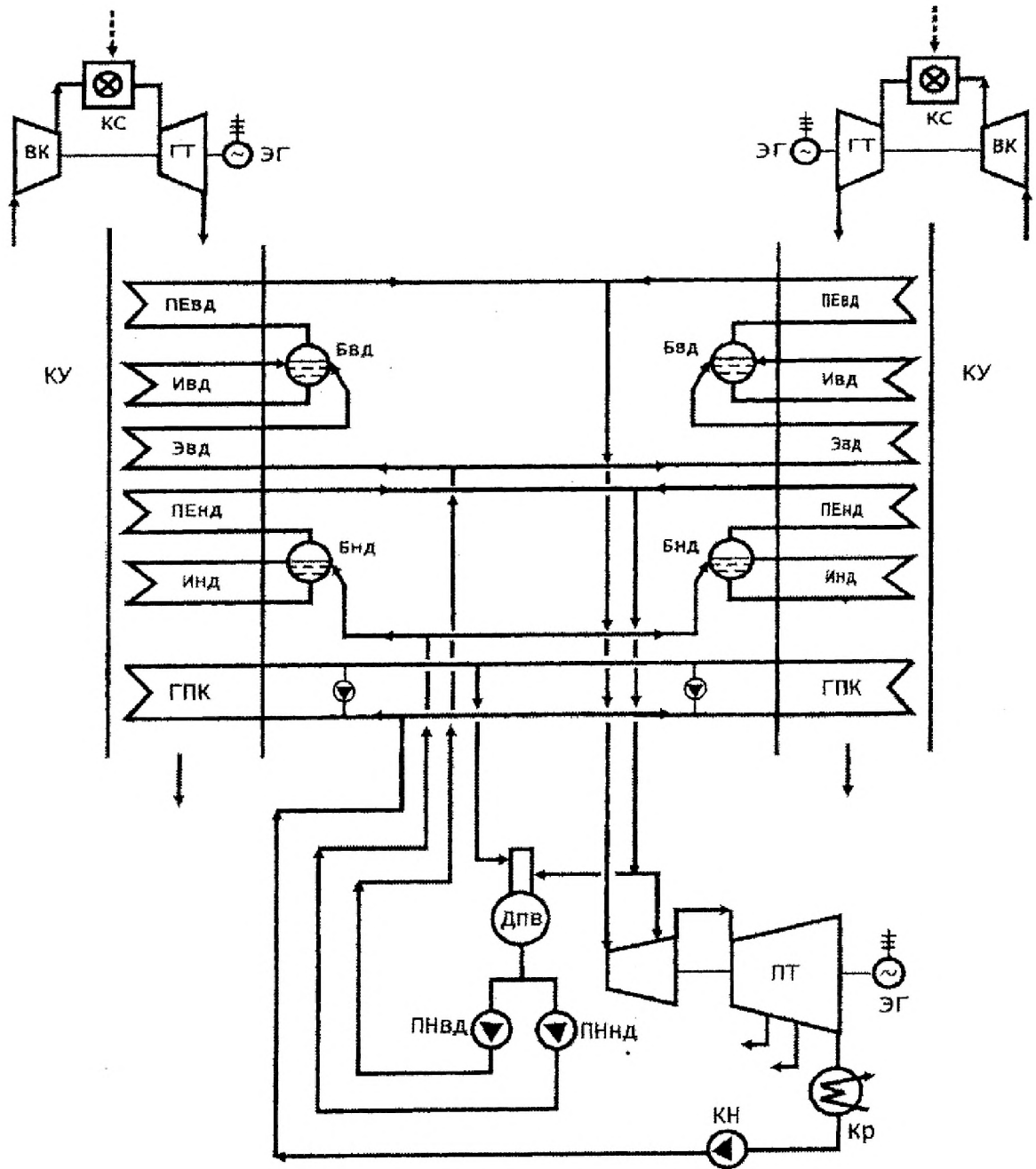


Рис. 5.10. Схема дубль-блока УПГУ с котлами-утилизаторами двух давлений:
 ВК - воздушный компрессор; КС - камера сгорания; ГТ - газовая турбина; КУ - котел-утилизатор; ПЕ - пароперегреватель; И - испаритель; Э - экономайзер; Б - барабан; ГПК - газовый подогреватель конденсата; СП - сетевой подогреватель; ПТ - паровая турбина; Д - деаэратор; Кр - конденсатор; КН - конденсатный насос; ПН - питательный насос; ЭГ - электрогенератор; ВД, НД - высокое и низкое давление

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

КПД конденсационной УПГУ по выработке электроэнергии

$$\eta_{\text{УПГУ}}^{\circ} = \frac{N_{\text{ПГУ}}^{\circ}}{Q_{\text{ПГУ}}^{\text{топл}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\circ} + N_{\text{ПГУ}}^{\circ}}{B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} \quad (5.9)$$

или

$$\eta_{\text{УПГУ}}^{\circ} = \eta_{\text{ГТУ}}^{\circ} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}}^{\circ}) \eta_{\text{ПГУ}}^{\circ} \cdot \eta_{\text{КУ}}, \quad (5.10)$$

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

$Q_{\text{ПГУ}}^{\text{топл}} = B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – подвод теплоты с топливом $B_{\text{ГТУ}}$ к ПГУ (в камеру сгорания ГТУ).

КПД котла-утилизатора определяется иначе, чем для традиционных топливоиспользующих котлоагрегатов. Величина $\eta_{\text{КУ}}$ 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:

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{h_{\text{г}} - h_{\text{yx}}}{h_{\text{г}} - h_{\text{н.в}}} \eta_{\text{охл}}, \quad (5.11)$$

где $h_{\text{г}}$, 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 $\eta_{\text{КУ}} \approx 0,75..0,85$.

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

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\circ} = \eta_{\text{т}} \eta_{\text{oi}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}}, \quad (5.12)$$

ниже КПД традиционных ПСУ.

В случае одноконтурного котла-утилизатора, в котором производится пар одного давления (см. рис. 5.5),

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\circ} = \frac{h_0 - h_{\text{к}}^{\text{ад}} - \Delta h_{\text{н}}}{h_0 - h'_{\text{к}} - \Delta h_{\text{н}}} \eta_{\text{oi}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}}, \quad (5.13)$$

где h_0, h_k^{ad}, h'_k – энтальпия свежего пара, пара в конце адиабатного расширения и конденсата в конденсаторе, кДж/кг;

Δh_n – 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)

$$\eta_{\text{ПСУ}}^{\circ} = \eta_{\text{ПГУ}}^{\circ} \eta_{\text{КУ}}. \quad (5.14)$$

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 ПГУ растет, но КПД котла-утилизатора падает. При снижении параметров пара, наоборот, значения $G_{\text{п}}$ и $\eta_{\text{КУ}}$ 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 $t_{\text{yx}} \approx 150^{\circ}\text{C}$ 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 $t_{\text{yx}} \approx 80 \dots 100^{\circ}\text{C}$.

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 $t_{\text{г}}$ 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. 5.5). 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.

5.4. 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 утилизирующей ПГУ (УПГУ)*:

$$\begin{aligned} Q_{\text{топл}} &= B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} = N_{\text{ПГУ}} + \Sigma \text{потерь} = \\ &= N_{\text{ГТУ}} + \Delta N_{\text{эм,ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}} + \Delta N_{\text{эм,ПТУ}} + Q_{\text{к}} + Q_{\text{ух,КУ}} \end{aligned} \quad (5.15)$$

где $B_{\text{ГТУ}}$ – 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 $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} = 0,35..0,4$ по (5.10) $\eta_{\text{УПГУ}} = 0,50...0,60$.

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)*:

$$\begin{aligned} Q_{\text{топл}}^{\Sigma} &= B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} + B_{\text{КА}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} = N_{\text{СПГУ}} + \Sigma \text{потерь} = \\ &= N_{\text{ГТУ}} + \Delta N_{\text{эм,ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}} + \Delta N_{\text{эм,ПТУ}} + Q_{\text{к}} + Q_{\text{ух,КА}} \end{aligned} \quad (5.16)$$

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:

$$\eta_{\text{СПГУ}}^{\text{э}} \approx 1/3 \eta_{\text{УПГУ}}^{\text{э}} + 2/3 \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{э}} \approx 1/3 0,5 + 2/3 0,4 \approx 0,43. \quad (5.17)$$

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 $\eta_{ПГУ}^3$.

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

Тепловой баланс *теплофикационной утилизационной (когенерационной) ГТУ* (рис. 5.11):

$$\begin{aligned} Q_{\text{топл}} &= B_{ГТУ} Q_{\text{н}}^p = N_{ГТУ} + Q_{\text{т,ГТУ}} + \Sigma \text{потерь} = \\ &= N_{ГТУ} + \Delta N_{\text{эм}} + Q_{\text{т,ГТУ}} + Q_{\text{ух,КУ}}, \end{aligned} \quad (5.18)$$

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

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

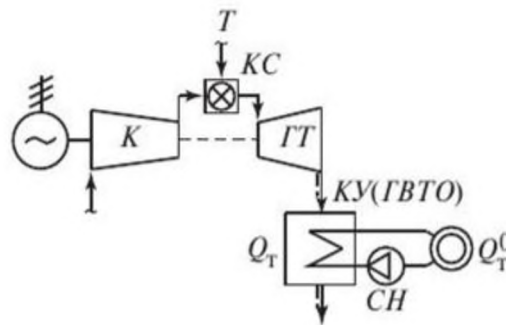


Рис. 5.11. Утилизационная (когенерационная) ГТУ: КУ – водогрейный котел-утилизатор; ГВТО – газовойдяной теплообменник; СН – сетевой насос

Тепловой баланс *теплофикационной утилизационной ПГУ*:

$$\begin{aligned} Q_{\text{топл}} &= B_{ГТУ} Q_{\text{н}}^p = N_{ПГУ} + Q_{\text{т,ПГУ}} + \Sigma \text{потерь} = \\ &= N_{ГТУ} + \Delta N_{\text{эм,ГТУ}} + N_{ПГУ} + \Delta N_{\text{эм,ПГУ}} + Q_{\text{к}} + Q_{\text{т,ПТУ}} + Q_{\text{т,КУ}} + Q_{\text{ух,КУ}} \end{aligned} \quad (5.19)$$

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

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

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. 5.10), $W_{\text{утту}}$ превышает средние значения $W_{\text{ПТУ}}$ примерно в 1,5 раза

$$W_{\text{ГТУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{т,ГТУ}}} = \frac{\eta_{\text{ГТУ}}^3}{(1 - \eta_{\text{ГТУ}}^3 / \eta_{\text{эм}}) \eta_{\text{КУ}}} \approx 0,6..0,7, \quad (5.20)$$

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 $W_{\text{ПГУ}}$ в 2 и даже более раз.

Наиболее полным критерием экономичности теплофикационных установок является *экономия топлива $\Delta B_{\text{эк}}$ в энергосистеме за счет совместного производства теплоты и электроэнергии против отдельной схемы* (4.30) – (4.32).

В таблице 5.3 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 5.3. Показатели теплофикационных установок

Показатель	УГТУ		УПГУ		ПГУ
	$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,33,$ $\eta_{\text{КУ}} = 0,75$	$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,37,$ $\eta_{\text{КУ}} = 0,85$	$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,33,$ $\eta_{\text{КУ}} = 0,8$	$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 0,375,$ $\eta_{\text{КУ}} = 0,82$	$\eta_{\text{э}}^{\text{ПГУ}} =$ 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.

6. МИНИ-ТЭС

6.1. Электростанции на базе органического цикла Ренкина

Органический цикл Ренкина (ОРЦ) – это термодинамический процесс, схожий с обычным паровым циклом, но с использованием другого носителя для работы турбины (рис. 6.1).

ОРС системы используют вместо воды высокомолекулярные органические жидкости, которые имеют более низкую температуру кипения, что позволяет утилизировать низкопотенциальную энергию. Принято считать, что источник энергии является низкопотенциальным, если его температура не превышает 230-300°C.

Органический носитель сжимается и двигается в замкнутом контуре с помощью насоса. Он испаряется в трубчатом теплообменнике, поглощая тепловую энергию термального масла первого контура. Термальное масло, как правило, приобретает тепловую энергию от горячих дымовых газов,

возникающих при сгорании любого топлива. Органические пары расширяются в специальной турбине, которая приводит в движение электрический генератор, и конденсируются в другом теплообменнике с помощью охлаждающего носителя, например воды. После этого конденсат снова сжимается с помощью циркуляционного насоса, который закрывает термодинамический цикл.

Ни термальное масло первого контура, ни охлаждающая жидкость не находятся в прямом контакте с органическим носителем. Это ключевая особенность ОРЦ систем. Органический носитель претерпевает все фазные изменения жидкость-пар-жидкость в замкнутом герметичном контуре. Поэтому вся система обладает высокой надежностью и долговечностью.

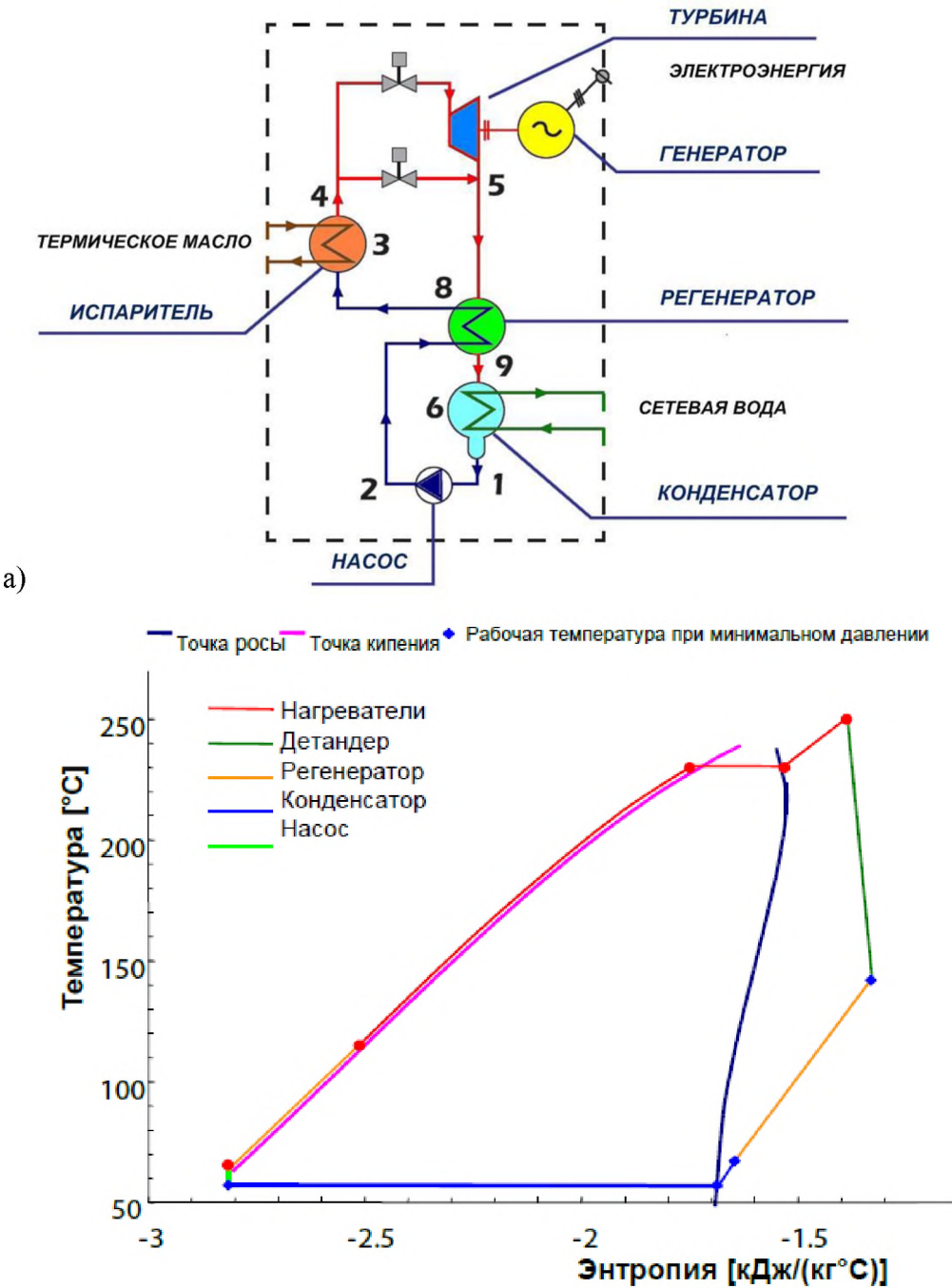


Рис. 6.1. Тепловая схема (а) и Ts-диаграмма (б) ОРЦ

Главным достоинством ОЦР является возможность его адаптации к различным источникам тепловой энергии. За счет варьирования рабочего тела его можно использовать в широком диапазоне температур и давлений. В частности, ОЦР можно использовать в бинарном цикле, как в высокотемпературной, так и в низкотемпературной области.

Для применения при высоких температурах можно повысить эффективность с помощью использования регенератора за турбиной.

ОРЦ-система позволяет гораздо более эффективно утилизировать дымовые тепловые газы, образованные в результате сгорания биомассы.

ОЦР можно использовать совместно с ГТУ или двигателем внутреннего сгорания (ДВС) для утилизации тепловой энергии продуктов сгорания. Суммарный цикл ГТУ+ОЦР или ДВС+ОЦР является по сути дела комбинированным циклом с высокой термической эффективностью.

6.2. Электростанции на базе газопоршневых агрегатов

Газопоршневая электростанция — это система генерации, созданная на основе поршневого ДВС, работающего на природном или другом горючем газе.

ГПА представляет собой ДВС с внешним смесеобразованием и искровым зажиганием горючей смеси в камере сгорания, использующий в качестве топлива газ и работающий по циклу Отто (рис. 6.2). Энергия, выделившаяся при сгорании топлива, в газовом двигателе производит механическую работу на валу, которая используется для выработки электроэнергии генератором электрического тока.

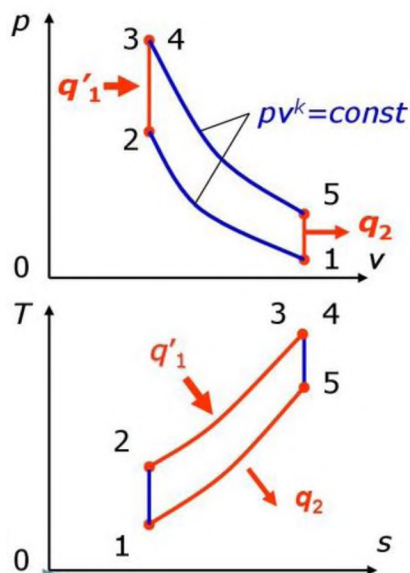


Рис. 6.2. Идеальный цикл Отто:
1-2 – адиабатическое сжатие;
2-3 – изохорный подвод тепла q_1 ;
4-5 – адиабатическое расширение;
5-1 – изохорное охлаждение, отвод тепла q_2

КПД цикла Отто

$$\eta = 1 - \frac{1}{n^{k-1}},$$

где $n = V_1/V_2$ – степень сжатия;
 k – показатель адиабаты.

Идеальный цикл лишь приблизительно описывает процессы, происходящие в реальном двигателе, но для технических расчётов в большинстве случаев точность такого приближения удовлетворительна.

Возможно получение двух видов энергии: тепло и электричество. Этот процесс называется «когенерация». В случае если в электростанциях на базе ГПА используется технология, позволяющая получать ещё и холод (очень актуально

для вентиляции, холодоснабжения складов, промышленного охлаждения), то данная технология будет называться «*тригенерация*».

Для газопоршневой установки (ГПУ) подключается система утилизации тепла выхлопных газов, системы охлаждения и смазки. Возможен отбор тепловой энергии непосредственно с водяной рубашки газового двигателя.

Отбор тепловой мощности из контура охлаждения газового двигателя осуществляется в теплообменнике, с учётом сохранения рабочей температуры охлаждающей жидкости в системе охлаждения силового агрегата. Для этой цели имеются регулирующие клапаны.

Съём тепловой мощности выхлопных газов происходит через другой теплообменник – газожидкостный. Температура производимой воды, отдаваемой потребителю, находится в пределах 65-95°C.

Вся сконцентрированная таким образом тепловая энергия, через сборный пункт направляется потребителям. Общий объём тепловой энергии сопоставим с количеством вырабатываемой электроэнергии. На 100% кВт полученной электроэнергии вырабатывается 100% – 110% тепла.

По технологическим потребностям предприятия–потребителя возможно производство пара от газопоршневых установок с заданными параметрами.

Посредством абсорбционной холодильной машины (АБХМ) можно получить хладоноситель с необходимой температурой - воду или незамерзающие растворы.

Для тепличных комплексов можно выдавать значительные объёмы углекислого газа, служащего питанием для растений.

Электричество, тепловая энергия, холод, углекислый газ – процесс одновременного их получения, носит название *квадрогенерации*.

Вообще, максимальная утилизация тепла, получаемого при выработке электроэнергии - один из главных экономических бонусов и преимуществ строительства газопоршневой электростанции. Потому что из одной единицы газового топлива на самой хорошей электростанции получают примерно 40-45% электричества, а остальная энергия это, в основном, тепло.

В целях безопасности обеспечиваемого объекта, в структуру газопоршневой станции интегрируется пиковая котельная, способная при неработающих силовых агрегатах обеспечить должное количество тепловой энергии в любое время года. Как правило, пиковая котельная связана с системой управления газопоршневой электростанции автоматикой. Пиковая котельная должна иметь независимый запас топлива, то есть не связанный с основным – это например, газ хранящийся в газгольдере. Также котельная способна сглаживать возможные пики потребления тепловой энергии.

Таким образом, газовые двигатели используются для работы в составе генераторных установок, предназначенных для постоянной и периодической работы (пиковые нагрузки) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла, а также в качестве аварийных источников энергии. Кроме того, они могут работать как в составе холодильных установок, так и для привода насосов и газовых компрессоров.

7. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

7.1. 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, деаэрактор, 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 пара 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.

7.2. 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 $t_{\text{но}}^p$. 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) $p_{т.н.}$

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:

$$G_0 = \left(\frac{N_{\text{э}}}{(h_0 - h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{пп}}) \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}}} + \sum_{i=1}^n G_{\text{отб}i} \cdot y_{\text{отб}i} \right) \cdot (1 + \alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}}), \quad (7.1)$$

где $\eta_{\text{м}}$ и $\eta_{\text{г}}$ – механический КПД и КПД электрогенератора (электромеханический КПД $\eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}} \approx 0,98$);

$\alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}}$ – приведенная относительная величина утечек пара через концевые уплотнения турбины ($\alpha_{\text{упл}}^{\text{пр}} \approx 0,015$).

В уравнение (7.1) $G_{\text{отб}i}$ 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 (7.1) получаем G_0 , а затем расходы пара в оборы $G_{\text{отб}i}$ и расход пара в конденсатор $G_{\text{к}}$

$$G_{\text{к}} = G_0 - \sum_{i=1}^n G_{\text{отб}i} \quad (7.2)$$

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

$$N_{\text{э}} = (h_0 - h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{пп}}) \cdot (G_{\text{к}} + \sum_{i=1}^n G_{\text{отб}i} \cdot (1 - y_{\text{отб}i})) \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}} \quad (7.3)$$

Равенство мощностей по (7.1), (7.3) должно соблюдаться с погрешностью не более 1%.

7.3. Расчёт технико-экономических показателей паротурбинной ТЭС

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

$$Q_0 = G_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + G_{\text{пп}} \cdot \Delta h_{\text{пп}} + G_{\text{р}} \cdot (h_{\text{р}}'' - h_{\text{р}}'), \quad (7.4)$$

где $G_{\text{пп}}$ – расход пара в промежуточный пароперегреватель, кг/с;

$\Delta h_{\text{пп}}$ – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе;

$G_{\text{р}}$ – расход пара из расширителя непрерывной продувки.

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

$$Q_{\text{э}} = Q_0 - Q_{\text{отп}} \quad (7.5)$$

Абсолютный электрический КПД турбоустановки:

$$\eta_{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{э}}}. \quad (7.6)$$

Удельный расход теплоты:

$$q_T = \frac{3600}{\eta_{\text{э}}}, \text{кДж}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}). \quad (7.7)$$

Расход теплоты от парового котла:

$$Q_{\text{пе}} = G_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{пе}} - h_{\text{пв}}) + G_{\text{пп}} \cdot \Delta h_{\text{пп}} + G_{\text{пр}} \cdot (h_{\text{пр}} - h_{\text{пв}}); \quad (7.8)$$

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

$G_{\text{пр}}$ – расход продувочной воды (для паровых котлов барабанного типа).

КПД теплового потока:

$$\eta_{\text{ТП}} = \frac{Q_0}{Q_{\text{пе}}}. \quad (7.9)$$

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии:

$$b_{\text{э}} = \frac{123}{\eta_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{ТП}} \cdot \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}}, \text{г у. т.}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}), \quad (7.10)$$

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

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_T = \frac{143f}{\eta_{\text{ТП}} \cdot \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}}, \text{кг у. т.}/\text{Гкал} = \frac{34,1f}{\eta_{\text{ТП}} \cdot \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}}, \text{кг у. т.}/\text{ГДж}, \quad (7.11)$$

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 ($f \approx 1,025$).

7.4. 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 $\xi_{\text{к}} = 0$.

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 паровом котле $B_{\text{пг}}$; а при отводе теплоты, наоборот, произойдет увеличение расхода теплоты и перерасход топлива (мощность установки остается неизменной).

При этом

$$\Delta Q_{\text{пг}} = \Delta Q_0 / \eta_{\text{пг}}, \quad (7.12)$$

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

Изменение расхода топлива в паровом котле находится с учетом КПД нетто котла на данном режиме:

$$\Delta B_{\text{пг}} = \Delta Q_{\text{пг}} / (Q_{\text{н}}^{\text{п}} \eta_{\text{ка}}^{\text{н}}) = \xi_j Q_j / (Q_{\text{н}}^{\text{п}} \eta_{\text{пг}} \eta_{\text{ка}}^{\text{н}}). \quad (7.13)$$

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

Формула Я.М. Рубинштейна для коэффициента ценности теплоты:

$$\xi = y [1 + k(1 - y)], \quad (7.14)$$

где y – коэффициент недовыработки мощности паром отбора турбины;

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

$$k = 1/2 (h'_{\text{во}} - h'_{\text{вк}})/(h_0 - h'_{\text{вк}}), \quad (7.15)$$

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

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

- для отборов после промежуточного пароперегревателя

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

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

$$\Delta N = e Q_j, \quad (7.16)$$

где e – коэффициент изменения мощности (КИМ).

$$e = \xi \eta, \quad (7.17)$$

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

$$1 - e_J = (1 - e_{J-1}) \cdot \frac{h_{\text{к}} - h_{\text{ДР}J}}{h_J - h_{\text{ДР}J}} \quad (7.18)$$

- для узловых подогревателей (смешивающих или с дренажными насосами)

$$e_J^c = \frac{h_J - h_{\text{к}} - \sum_1^{J-1} e \cdot \Delta h_{\text{в}}}{h_J - h_{\text{в}, J-1}} \quad (7.19)$$

7.5. Методы расчета тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций

Методические основы расчета тепловой схемы и показателей топливоиспользования ПГУ утилизационного типа 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>

Здесь же дана методика и пример расчета котла-утилизатора.

Главные особенности методики расчета показателей ПГУ **параллельной схемы (квазиутилизационной ПГУ)** рассмотрим на примере надстройки Гродненской ТЭЦ-2 ГТУ мощностью 120 МВт (рис. 5.9).

Технологические особенности этой ПГУ:

- дожигание топлива на входе в котел-утилизатор для обеспечения перегрева пара первого контура (высокого давления) до номинальной температуры свежего пара существующих паровых турбин ТЭЦ;

- получение в котле-утилизаторе пара второго контура (низкого давления) с достаточно высокой температурой, соответствующей температуре пара в коллекторе 1,27 МПа, требует установки поверхностей нагрева высокого (ВД) и низкого (НД) давления в рассечку, что нужно учесть при расчете расхода пара низкого давления;

- частичное вытеснение паровой регенерации установленных на ТЭЦ паровых турбин, требует учета того, что часть питательной воды после деаэратора направляется в котел-утилизатор, в обвод группы ПВД.

Также при расчете тепловой схемы такой квазиутилизационной ПГУ необходимо учитывать, что паротурбинная установка (ПТУ) работает как на паре, получаемом от котла-утилизатора (КУ) $G_{0,КУ}$, так и на паре, получаемом от энергетического парового котла (ПК) $G_{0,ПК}$:

$$G_{0,КУ} + G_{0,ПК} = G_0, \quad (7.20)$$

где G_0 – расход пара на голову ПТУ.

Это значит, что частично паровая турбина работает в составе парогазовой установки ПГУ-КУ, а частично – в составе паросиловой ПСУ = ПТУ + ПК.

Относительные расходы пара на ПВД $\alpha_{ПВД}$ принимаются с учетом расхода питательной воды через ПВД в соответствии с долей пара, подаваемого от энергетического парового котла $G_{0,ПК}$, в общем расходе свежего пара на паровую турбину G_0

$$\alpha_{ПВД} = G_{0,ПК} / G_0 = (1 - G_{0,КУ} / G_0). \quad (7.21)$$

Расход пара на турбину определяется по заданной (номинальной) мощности с учетом коэффициентов недовыработки отборов по формуле, аналогичной (7.3).

Если определить мощность комбинированной парогазовой установки как

$$N_{\text{ПГУ-КУ-ПК}}^{\text{э}} = N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} + N_{\text{ПТУ}}^{\text{э}}, \quad (7.22)$$

то необходимо учесть, что топливо подводится не только в камере сгорания ГТУ $B_{\text{ГТУ}}$ и камере дожигания котла-утилизатора $B_{\text{КУ,дож}}$ при наличии дожигания топлива в котле-утилизаторе, но и в топке парового котла $B_{\text{ПК}}$.

То есть подвод теплоты к ПГУ-КУ-ПК

$$B_{\text{ПГУ-КУ-ПК}} = B_{\text{ГТУ}} + B_{\text{КУ,дож}} + B_{\text{ПК(ПТУ)}}, \quad (7.23)$$

где $B_{\text{ПК(ПТУ)}}$ – расход топлива в паровом котле, необходимый для получения недостающего (до требуемого на расчетном режиме ПТУ G_0) расхода пара $G_{\text{п,ПК}}$.

При определении теплоты, подводимой с топливом необходимо учитывать, что в камере сгорания ГТУ, на дожигание в котле-утилизаторе и в топке энергетического парового котла может применяться разное топливо с разной теплотворной способностью $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$.

Отметим, что можно выделить собственно бинарную установку, приняв

$$N_{\text{ПГУ(КУ)}}^{\text{э}} = N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} + N_{\text{ПТУ(КУ)}}^{\text{э}}, \quad (7.24)$$

где $N_{\text{ПТУ(КУ)}}^{\text{э}}$ – часть мощности ПТУ, получаемой на паре, подаваемом только от котла-утилизатора.

При этом принимается, что $B_{\text{ПК(ПТУ)}} = 0$, то есть

$$B_{\text{ПГУ(КУ)}} = B_{\text{ГТУ}} + B_{\text{КУ,дож}}, \quad (7.25)$$

Соответственно выбранной методики расчетов необходимо также определить отпуск теплоты с паром и сетевой водой от комбинированной установки.

При условии ее работы на теплоте, получаемой как от котла-утилизатора, так и на теплоте, получаемой в энергетическом паровом котле, суммарный отпуск теплоты будет находиться по формуле

$$Q_{\text{ПГУ-КУ-ПК}}^{\Sigma} = Q_{\text{КУ}}^{\Sigma} + Q_{\text{ПТУ}}^{\Sigma}. \quad (7.26)$$

При условии выделения собственно бинарной установки, работающей только на теплоте, получаемой от котла-утилизатора (с дожиганием или без), суммарный отпуск теплоты будет находиться по формуле

$$Q_{\text{ПГУ(КУ)}}^{\Sigma} = Q_{\text{КУ}}^{\Sigma} + Q_{\text{ПГУ(КУ)}}^{\Sigma}. \quad (7.27)$$

Здесь

$Q_{\text{КУ}}^{\Sigma}$ – суммарный отпуск теплоты внешнему потребителю от котла-утилизатора – в общем случае с паром на производство и с сетевой водой на теплофикацию;

$Q_{\text{ПГУ}}^{\Sigma}$, $Q_{\text{ПГУ(КУ)}}^{\Sigma}$ – суммарный отпуск теплоты внешнему потребителю от паротурбинной установки – в общем случае с паром на производство и с сетевой водой на теплофикацию, соответственно: действительный при работе ПГУ на паре $G_0 = G_{\text{п,КУ}} + G_{\text{п,ПК}}$ и условно выделяемый при работе ПГУ только на паре от котла-утилизатора $G_{\text{п,КУ}}$.

Величину $N_{\text{ПГУ(КУ)}}^{\Sigma}$ и $Q_{\text{ПГУ(КУ)}}^{\Sigma}$ можно выделить из действительных величин $N_{\text{ПГУ}}^{\Sigma}$ и $Q_{\text{ПГУ}}^{\Sigma}$ по соотношению расхода пара от котла-утилизатора $G_{\text{п,КУ}}$ к общему расходу свежего пара G_0 .

Основные положения методики расчета показателей ПГУ **параллельной схемы** (рис. 5.8) на примере газотурбинной надстройки теплофикационного паротурбинного блока 180 МВт с турбиной Т-180/210-130 ЛМЗ и котлом ТГМЕ-206 ТКЗ «Красный котельщик» рассмотрены в:

Коваль, Г. К. Методика расчета показателей парогазовой установки параллельной схемы / Г. К. Коваль ; науч. рук. С. А. Качан // Актуальные проблемы энергетики [Электронный ресурс] : материалы 76-й научно-технической конференции студентов и аспирантов : секция "Теплоэнергетика" / сост. Т. Е. Жуковская. – Минск : БНТУ, 2020. – С. 43-48. <https://rep.bntu.by/handle/data/75744>

Мощность паровой турбины можно определить с учетом найденных расходов пара $G_{\text{отб}i}$ в регенеративные отборы и соответствующих им коэффициентов недовыработки $y_{\text{отб}i}$

$$N_{\Sigma}^{\text{ПГУ}} = (h_0 - h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{пп}}) \cdot (G_0 - \sum_{i=1}^n G_{\text{отб}i} \cdot y_{\text{отб}i} - G_{\text{п}}^{\text{КУ}} \cdot y_{\text{п}}^{\text{КУ}}) \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}}, \quad (7.28)$$

где коэффициент «недовыработки», а вернее «дополнительной выработки» для потока пара после котла-утилизатора в линию горячего промперегрева:

$$y_{\text{п}}^{\text{КУ}} = - \frac{h_{\text{п}}^{\text{КУ}} - h_{\text{к}}}{h_0 - h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{пп}}}. \quad (7.29)$$

Расход теплоты на турбину от парового котла $Q_{0,\text{ПК}}$ рассчитывается по формуле (7.4).

Общая величина утилизируемой в котле-утилизаторе теплоты отработавших газов ПГУ рассчитывается как сумма теплоты с паром в линию горячего промперегрева $Q_{\text{п,КУ}}$ и теплоты основного конденсата, подогреваемого в конденсатном пучке котла-утилизатора $Q_{\text{к,КУ}}$:

$$Q_{0,КУ} = Q_{п,КУ} + Q_{к,КУ} \quad (7.30)$$

При этом суммарный расход теплоты на турбину:

$$Q_{0,сум} = Q_{0,ПК} + Q_{0,КУ}. \quad (7.31)$$

Мощность ПГУ брутто находится как сумма полученной мощности паротурбинной установки и мощности ГТУ.

Порядок расчета удельных расходов топлива на конденсационных и теплофикационных парогазовых установках приведен в методическом пособии:

Качан, С. А. Энергоэффективность ТЭС : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции / С. А. Качан ; Белорусский национальный технический университет, Кафедра «Тепловые электрические станции». – Минск : БНТУ, 2022. – 106 с.

<https://rep.bntu.by/handle/data/110937>

Порядок (алгоритм) расчета удельных расходов топлива на примере утилизационной ПГУ-427 Лукомльской ГРЭС приведен в:

Стрежик, А. А. Методика расчета показателей топливоиспользования парогазовых установок / А. А. Стрежик ; науч. рук. С. А. Качан // Актуальные проблемы энергетики [Электронный ресурс] : материалы 78-й научно-технической конференции студентов и аспирантов : секция "Теплоэнергетика и теплотехника" / сост. Т. Е. Жуковская. – Минск : БНТУ, 2022. – С. 26-29.

http://electro.bntu.by/user/СекцияТЕПЛО_СНТК-78.pdf

Ключевым положением методики расчетов является использование понятия «условного» котла, укрупненное уравнение теплового баланса которого для ПГУ любого типа можно записать в виде

$$Q_{н,у}^p (B_{ГТУ} + B_{КУ}) + Q_{вн}^{\Sigma} = Q_{Г}^{\Sigma} + Q_{п}^{\Sigma} + Q_{пот}^{\Sigma}, \quad (7.32)$$

где $B_{ГТУ}$, $B_{КУ}$ – расход топлива в камере сгорания теплового двигателя и в котельной установке;

$Q_{вн}^{\Sigma}$ – включает теплоту $Q_{вн}$, дополнительно (сверх химической теплоты топлива и теплоты наружного воздуха) вносимую в камеру сгорания теплового двигателя и топку или камеру дожига котельной установки (т.е. физическая теплота топлива, подогретого воздуха, впрыскиваемого пара и пр.), а также прочие вносимые потоки теплоты (например, за счет нагрева питательной воды в насосах);

$Q_{Г}^{\Sigma}$ – теплота, подведенная к рабочему телу газовой части комбинированной установки, которая расходуется на выработку электроэнергии тепловым двигателем (ГТУ), а также на возможный отпуск от него теплоты;

Q_{Π}^{Σ} – теплота, подведенная к рабочему телу паровой части комбинированной установки, которая расходуется на выработку рабочего пара, предназначенного для подачи на паровые турбины и редуционно-охладительные установки, а также пара на впрыск в газовый тракт (при использовании экологического или энергетического впрыска), и отпуска теплоты с паром и горячей водой непосредственно потребителю;

$Q_{\text{пот}}^{\Sigma}$ – потери теплоты с уходящими газами, на наружное охлаждение и пр.

При расчете КПД брутто «условного» котла $\eta_{\text{бр}}^{\text{ук}} = 1 - \sum q_i$, относительная величина потерь теплоты с уходящими газами q_2 определяется в долях от всей подведенной в комбинированном цикле теплоты

$$q_2 = \frac{Q_{\text{yx}}}{Q_{\text{н,у}}^{\text{р}} (B_{\text{ГТУ}} + B_{\text{КУ}}) + Q_{\text{вн}}}, \quad (7.33)$$

где Q_{yx} – абсолютная величина потерь теплоты с уходящими газами, определяемая энтальпией входящих в их состав компонентов.

Ввод понятия «условного» котла позволяет не только унифицировать методику расчета показателей ПГУ различного типа, но также сохранить значение удельного расхода топлива на отпуск теплоты $b_{\text{тэ}}^{\text{ПГУ}}$ от теплофикационной ПГУ на уровне, характерном для традиционных паротурбинных ТЭЦ и котельных.

7.6. 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:

$$Q_{\text{в}} = \alpha_{\text{в}} B_{\text{р}} V_{\text{в}}^{\circ} T_{\text{хв}}/273; \quad (7.32)$$

$$Q_{\text{д}} = B_{\text{р}} (V_{\text{д}}^{\circ} + (\alpha_{\text{д}} - 1) V_{\text{в}}^{\circ}) T_{\text{д}}/273, \quad (7.33)$$

где α_1, α_2 – коэффициенты избытка воздуха соответственно перед вентилятором и дымососом;

B_p – расход топлива котлом;

V°_1, V°_2 – теоретические объемы соответственно воздуха и продуктов сгорания;

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

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

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:

$$H_p^{np} = H_p \rho / \rho_{зав}, \quad (7.34)$$

$$H_p^{np} = H_p(t + 273) / T_{зав}, \quad (7.35)$$

где $\rho_{зав}, T_{зав}$ – 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

$$N_{эл} = \beta_z Q_p H_p / (3600 \eta^{p_э}), \quad (7.36)$$

где β_3 – 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

$$p_{п.н} = (1,25 \dots 1,35) p_0, \quad (7.37)$$

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 сверхкритическим 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

$$G_k = (1,1 \dots 1,2) G_k^{\max}, \quad (7.38)$$

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 устанавливаются 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 «однониточная» 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 устанавливаются 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 устанавливаются также на двух энергоблоках КЭС с пропускной способностью каждой установки по 80% максимальной.

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

Сетевые, подпорные (сетевые насосы 1-й степени для турбин с двухступенчатым подогревом воды) и подпиточные насосы выбираются 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 выбираются с резервом (резервный насос не устанавливается на подогревателе верхней степени турбин со ступенчатым подогревом сетевой воды, в этом случае предусматривается каскадный сброс конденсата из верхнего подогревателя в нижний).

7.7. 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, редукционно-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. 7.1).

Таблица 7.1 – Категории трубопроводов

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

соответствующем снижении рабочего давления зависит от марки стали. Трубопровод вместе с арматурой испытывается гидравлически при **пробном давлении** $p_{\text{пр}} = 1,25p_{\text{раб}}$, где $p_{\text{раб}}$ – 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; редукционно-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, различного 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.

8. РАЗМЕЩЕНИЕ ТЭС, ГЕНПЛАН, КОМПОНОВКА ГЛАВНОГО КОРПУСА

8.1. 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, маслохозяство, 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. 8.1 приведен пример генплана газомазутной ТЭЦ.

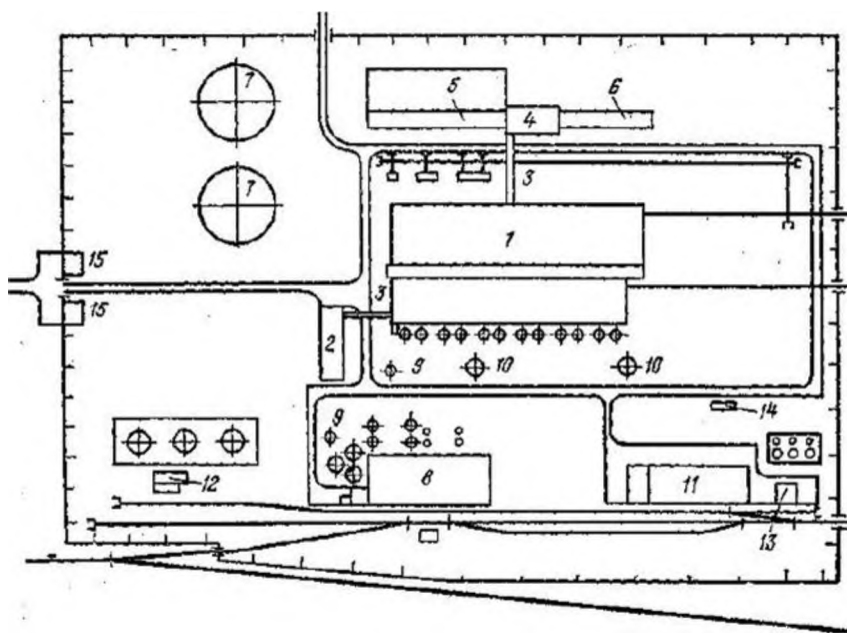


Рис. 8.1. Генеральный план газомазутной ТЭЦ:

- 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

8.2. 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.

На рис. 8.2 приведена компоновка оборудования газо-мазутной ТЭС.

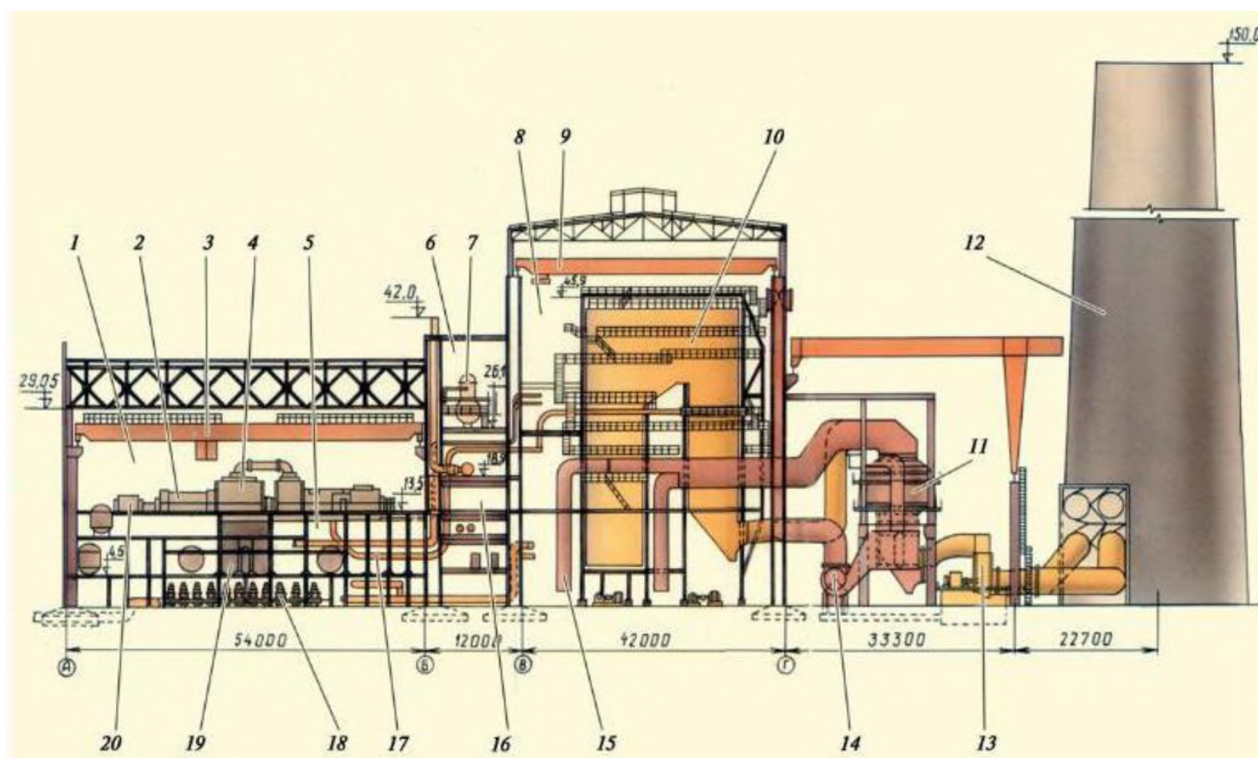


Рис. 8.2. Поперечный разрез по главному корпусу ТЭС:

- 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

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-сомкнутая 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 распреустройства 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.

9. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ И УСТАНОВКИ ТЭС

9.1. 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. 9.1.

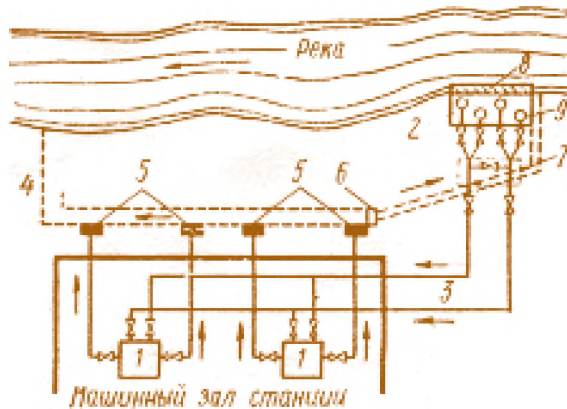


Рис. 9.1. Схема прямооточного водоснабжения с береговой насосной станцией: 1 – конденсаторы; 2 – береговая насосная станция; 3 – напорные водоводы; 4 – отводящий канал; 5 – сифонные колодцы; 6 – перепускной канал; 7 – переключательный колодец; 8 – сетки; 9 – циркуляционные насосы

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 прямооточной 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. 9.2.

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. 9.3 – 9.4) 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.

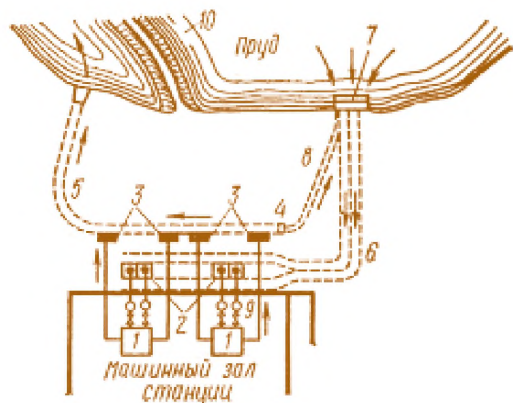


Рис. 9.2. Схема оборотного водоснабжения с водоемом-охладителем: 1 – конденсаторы; 2 – приемные колодцы; 3 – сифонные колодцы; 4 – переключательный колодец; 5 – сбросной канал; 6 – самотечный подводящий канал; 7 – водоприемник; 8 – перепускной канал; 9 – циркуляционные насосы; 10 – струенаправляющая дамба

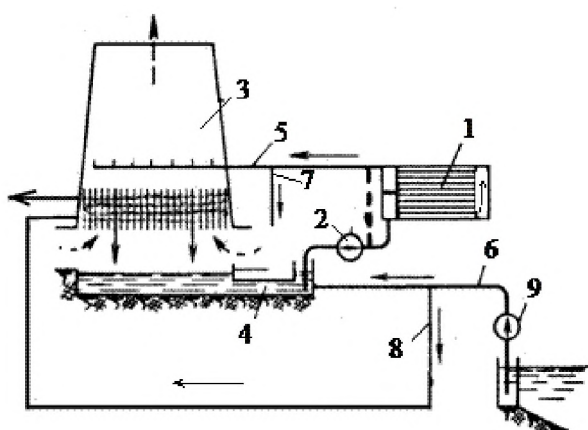
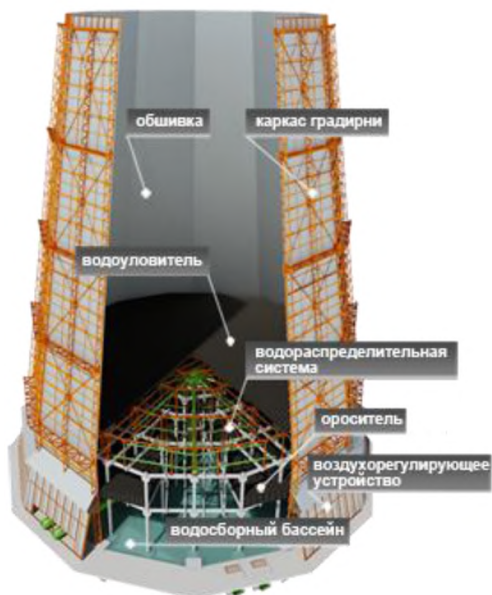
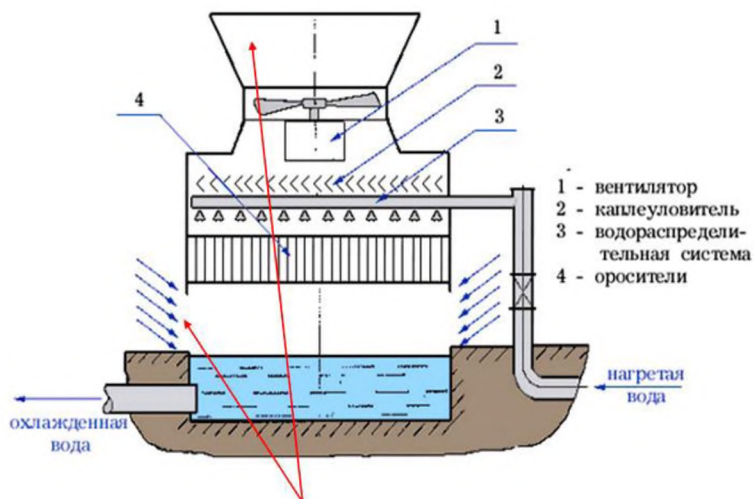


Рис. 9.3. Схема оборотного водоснабжения с градирнями: 1 – конденсаторы турбин; 2 – циркуляционные насосы в машинном отделении; 3 – градирня; 4 – подводящие самотечные водоводы к циркуляционным насосам; 5 – сливные напорные трубопроводы к градирне; 6 – трубопроводы подпитки циркуляционной системы; 7 – трубопроводы продувки циркуляционной системы и подачи воды в систему гидрозолоудаления; 8 – трубопроводы подачи воды на водоподготовку; 9 – насос добавочной воды



а)



б)

Рис. 9.4. 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.

9.2. 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 вышеперечисленных объектов, сооружается размораживающее устройство.

Типовое топливное хозяйство КЭС, работающей на угле, показано на рис. 9.5. Топливо, как правило, доставляется железнодорожным транспортом.

Прибывающие вагоны с топливом подаются в разгрузочное устройство, оборудованное вагонопрокидывателями. 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.

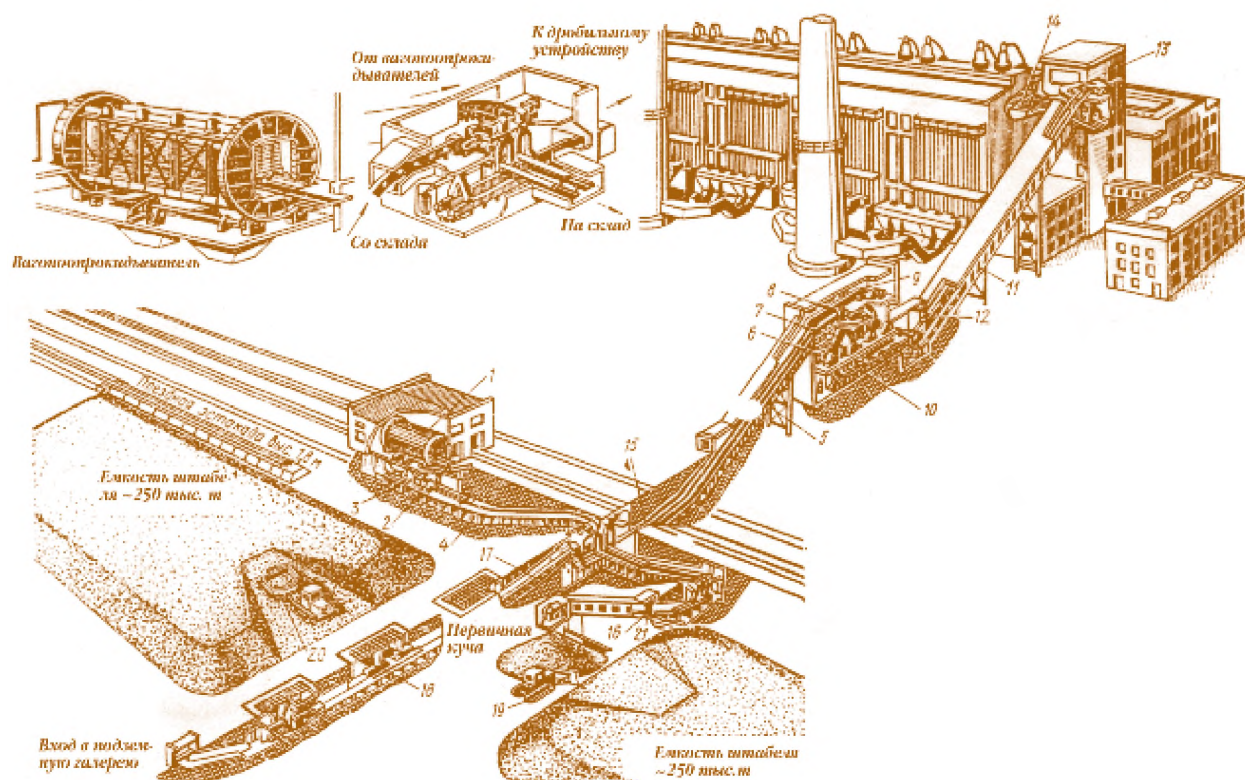


Рис. 9.5. Общая схема топливного хозяйства мощной КЭС: 1 – вагонопрокидыватель; 2 – ленточные питатели; 3 – дробилка; 4, 5, 10, 11, 13, 15, 16, 17 – конвейеры; 6 – молотковые дробилки; 7 – колосниковый грохот; 8 – подвесной металлоуловитель; 9 – шкивный металлоуловитель; 12 – конвейерные весы; 14 – сбрасывающие плужки; 18 – ленточные питатели конвейеров склада; 19 – бульдозер; 20 – скрепер; 21 – конвейерные весы склада

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.

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.

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: приемо-разгрузочное устройство, хранилище (склад), насосная станция, мазутопроводы. Эти объекты вместе с мазутопроводами образуют технологическую схему, типичный вид которой изображен на рис. 9.6.

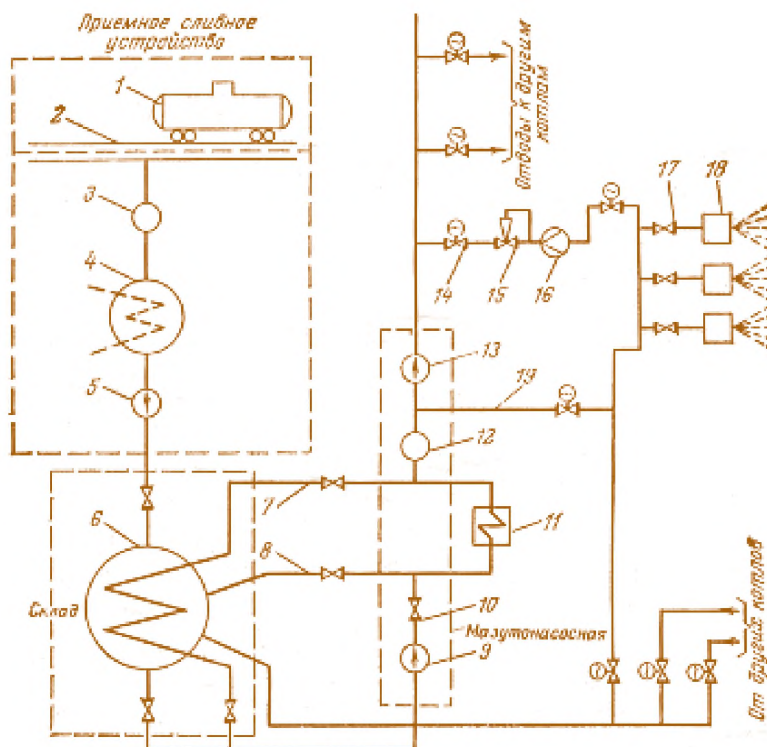


Рис. 9.6. Технологическая схема мазутного хозяйства ТЭС: 1 – цистерна; 2 – сливное устройство; 3 – фильтр грубой очистки; 4 – приемный резервуар; 5 – перекачивающий насос; 6 – основной резервуар; 7, 8, 19 – линии рециркуляции мазута; 9 – насос первого подъема; 10 – обратный клапан; 11 – подогреватель 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°C производится в приемо-разгрузочном устройстве при сливе из цистерн и движении по самотечным лоткам. В резервуарах мазут подогревается до 90°C. Окончательный подогрев до температуры 120–150°C, 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, расположенной 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. 9.7) 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.

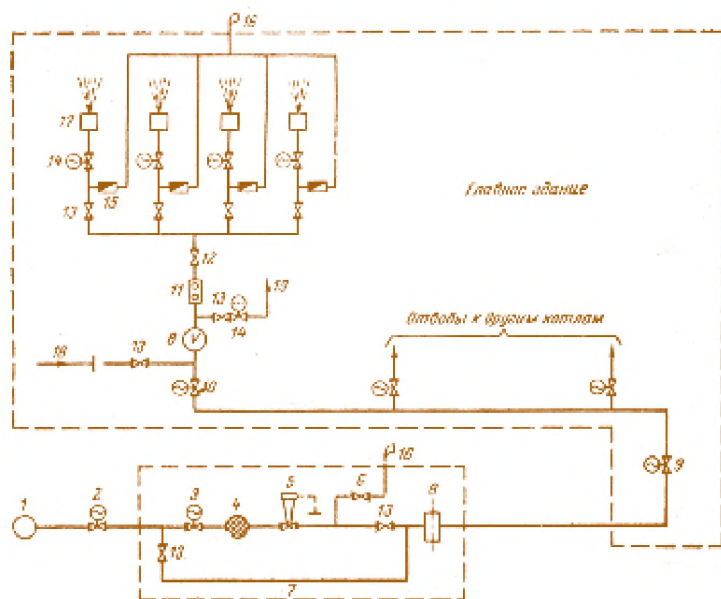


Рис. 9.7. Технологическая схема газового хозяйства КЭС: 1 – газовая магистраль; 2, 3, 9, 10 – задвижки с электроприводом; 4 – фильтр; 5 – регулятор давления; 6 – предохранительный клапан; 7 – байпасная линия; 8 – расходомер; 11 – быстродействующий клапан; 12 – регулирующий клапан; 13, 14 – запорные задвижки на линии к запальнику; 15 – пробковый кран; 16 – свеча; 17 – горелки котла; 18 – подача сжатого воздуха для продувки газопровода; 19 – запальник

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.

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 конечных 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 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции».

Лекционный материал и тематика практических и лабораторных занятий, а также курсового проектирования связаны между собой.

Перечень тем практических занятий

1. Цикл Карно и цикл Ренкина. Термический КПД цикла Ренкина
2. Расчет сетевой установки. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении
3. Построение годового и суточного графиков нагрузки энергосистемы
4. Построение температурного графика теплосети. Построение годового графика тепловых нагрузок по продолжительности
5. Расчет энергии, выделяемой при делении тяжелых ядер
6. Расчет оптимального начального давления цикла Ренкина во влажном паре
7. Расчет тепловой схемы АЭС с сепаратором и пароперегревателем
8. Расчет топливной составляющей себестоимости электроэнергии, производимой АЭС
9. Определение термодинамически оптимальных начальных параметров цикла Ренкина. Сопряженные начальные параметры пара.
10. Влияние конечного давления на КПД
11. Определение термодинамически оптимального давления промперегрева конденсационного цикла Ренкина
12. Определение термодинамически оптимального давления промперегрева теплофикационного цикла Ренкина
13. Определение показателей цикла Ренкина с регенеративными подогревателями поверхностного типа
14. Определение показателей цикла Ренкина с регенеративными подогревателями смешивающего типа
15. Расчет расширителей непрерывной продувки
16. Тепловой расчет газотурбинной установки
17. Составление тепловых схем парогазовых установок различного типа
18. Тепловой расчет котла-утилизатора с одним и двумя контурами генерации пара
19. Определение КПД производства электроэнергии и экономии топлива теплофикационных ГТУ и ПГУ
20. Построение процесса расширения пара в h_s -диаграмме для турбоустановок различного типа
21. Составление таблицы состояния пара и воды в системе регенерации

22. Расчет деаэраторов обратного конденсата (атмосферного), питательной воды (повышенного давления) и деаэратора подпитки теплосети (вакуумного деаэратора)
23. Расчет системы подогревателей низкого давления
24. Расчет системы подогревателей высокого давления
25. Определение показателей теплофикационной турбоустановки с одно- и двухступенчатым подогревом сетевой воды
26. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении теплофикационной турбоустановки с учетом регенеративной выработки на базе подогрева обратного конденсата, возвращаемого с производства и конденсата сетевых подогревателей. Понятие об условном отборе
27. Расчет коэффициентов изменения мощности. Определение расхода пара на турбину и проверка ее мощности
28. Расчет удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты на паротурбинной ТЭС
29. Анализ тепловой схемы с использованием коэффициентов ценности теплоты отборов
30. Расчет удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты на парогазовой ТЭС
31. Выбор вспомогательного оборудования паротурбинной установки
32. Расчет системы технического водоснабжения ТЭС: расход технической воды, выбор градирен

Примеры выполнения практических занятий

«Термический КПД цикла Ренкина»

Задание: Для турбоустановки, работающей без регенерации по схеме рис. 4.1а, 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 (4.1) определяется термический КПД η_t .

«Определение термодинамически оптимального начального давления цикла Ренкина на перегретом паре»

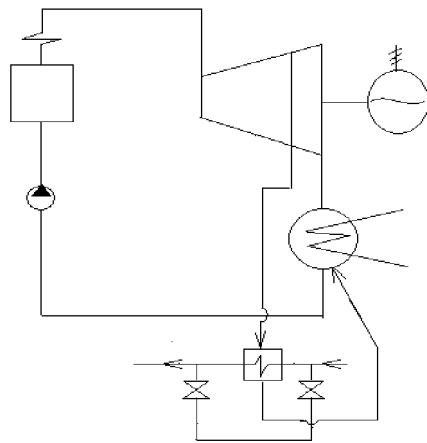
Для определения термодинамически оптимального начального давления цикла Ренкина на перегретом паре следует выполнить расчеты термического КПД η_t при постоянном заданном значении t_0 и разных значениях p_0 , и выбрать то начальное давление p_0^{opt} , при котором достигается максимум термического КПД 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



$$Q_T = G_{св} C_p^B (t_2 - t_1)$$

В зависимости от требуемой температуры нагрева сетевой воды t_2 находится температура насыщения греющего пара в подогревателе

$$t_s = t_2 + \delta t_2$$

По температуре t_s определяется давление насыщения в подогревателе p_s , то есть давление, при котором конденсируется

Рис. II.1 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 $h_{отбт}$.

Энтальпию в конце реального процесса расширения $h_{отб}$ определяем с учетом внутреннего относительного КПД η_{oi}

$$h_{отб} = h_0 - \eta_{oi} (h_0 - h_{отбт})$$

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 $G_{отб}$

$$N_{\text{тф}} = G_{\text{отб}} (h_0 - h_{\text{отб}}) \eta_{\text{эм}}.$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении

$$W_{\text{тф.}} = N_{\text{тф}} / Q_{\text{т}} = (h_0 - h_{\text{отб}}) \eta_{\text{эм}} / (h_{\text{отб}} - h'_{\text{отб}}).$$

Перечень тем лабораторных работ

1. Изучение тепловой схемы, конструктивных особенностей паротурбинной установки ПТ-65-130/13
2. Изучение конструктивных особенностей барабанного парового котла на примере ТГМ-84
3. Пуск паротурбинной установки ПТ-65-130/13 из холодного состояния
4. Пуск паротурбинной установки ПТ-65-130/13 из горячего состояния
5. Останов турбины ПТ-65-130/13 в горячий резерв
6. Растопка парового котла ТГМ-84 на газе
7. Разгрузка парового котла ТГМ-84
8. Останов парового котла ТГМ-84 в горячий резерв

Пример выполнения лабораторных работ

Лабораторная работа №1. «Изучение тепловой схемы, конструктивных особенностей паротурбинной установки ПТ-65-130/13»

Цель работы:

Изучение принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки ПТ-65-130/13 и основных ее конструктивных элементов

Общие сведения.

Данная лабораторная работа является вводной и подготовительной для работы на функциональном тренажере на базе оборудования Новополоцкой ТЭЦ, в том числе паротурбинной установки ПТ-65-130/13 (турбина ПТ-60-130/13 после замены ее ЦВД на оппозитный ЦВД турбины ПТ-80-130/13).

Оформление отчета.

Отчет должен содержать следующие пункты:

- принципиальная тепловая схема паротурбинной установки ПТ-65-130/13 (рисунок П.2);
- схема ПВД турбоустановки (рисунок П.3);
- схема ПНД турбоустановки (рисунок П.4);
- схема уплотнений турбоустановки (рисунок П.5);
- схема маслоснабжения турбоустановки (рисунок П.6);
- схема обогрева фланцев и шпилек (рисунок П.7)
- схема теплофикационной установки (рисунок П.8)
- схема подачи пара на собственные нужды (рисунок П.9)
- схема циркуляционной и охлаждающей воды (рисунок П.10)

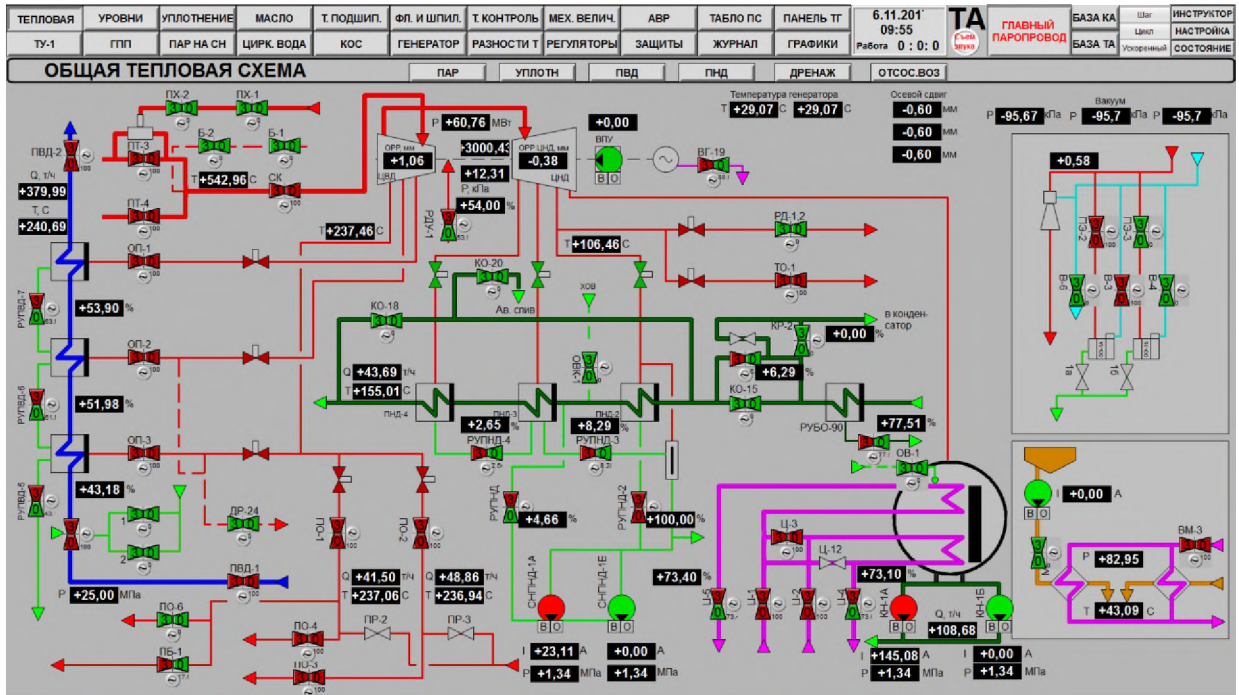


Рисунок II.2 - Принципиальная тепловая схема паротурбинной установки ПТ-65-130/13

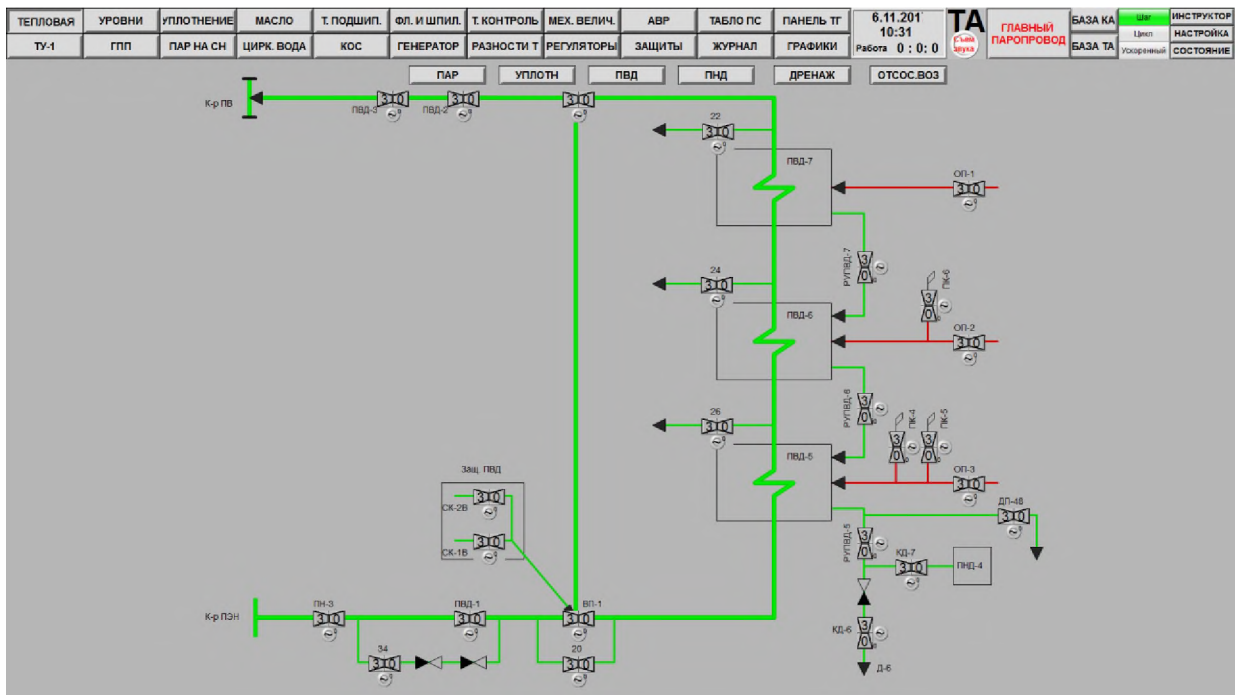


Рисунок II.3 - Схема ПВД турбоустановки

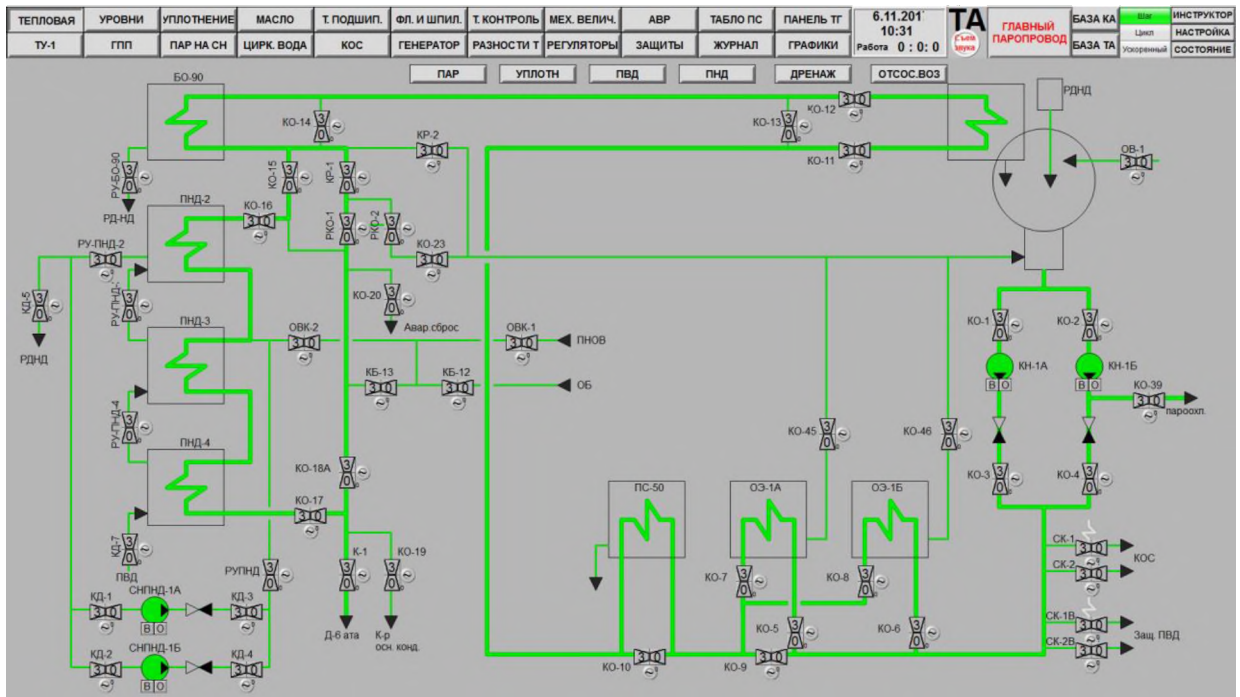


Рисунок II.4 - Схема ПНД турбоустановки

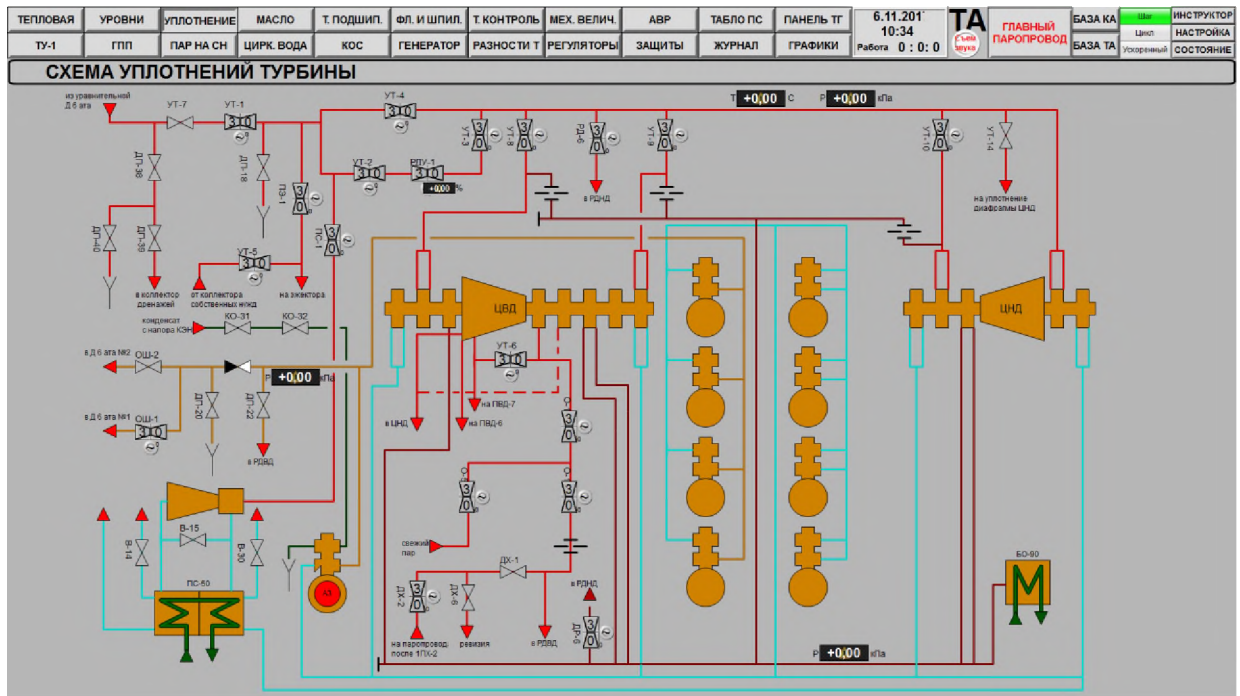


Рисунок II.5 - Схема уплотнений турбоустановки

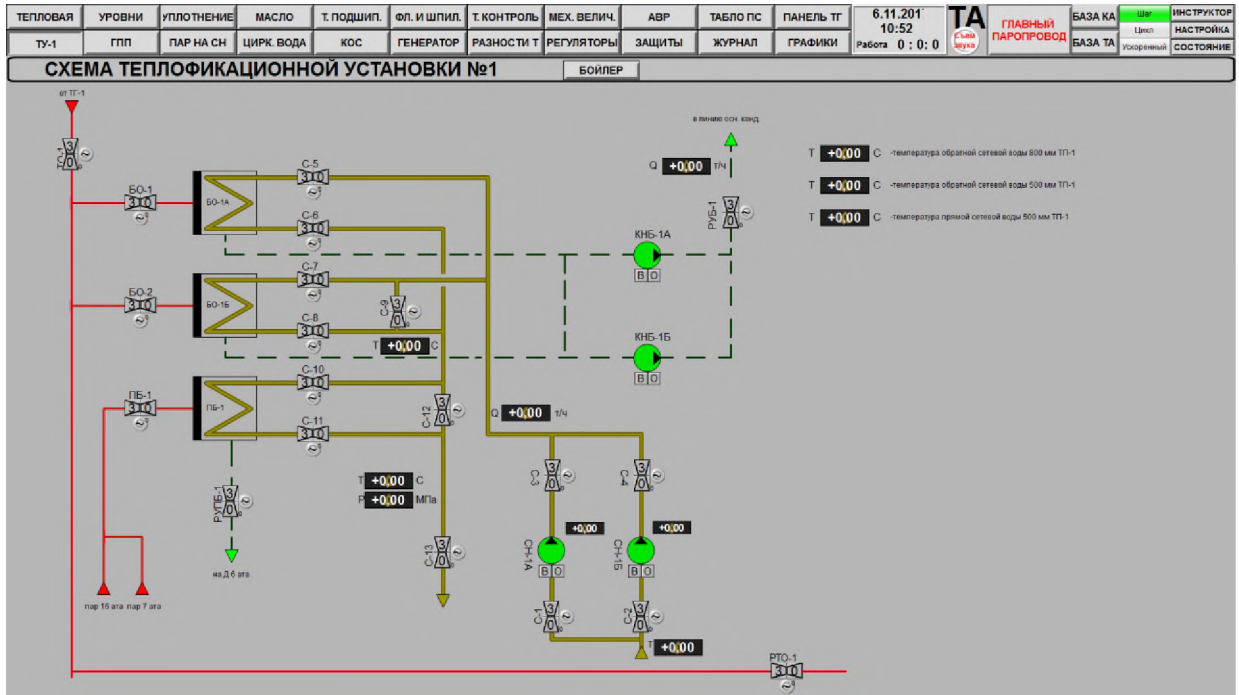


Рисунок II.8 - Схема теплофикационной установки

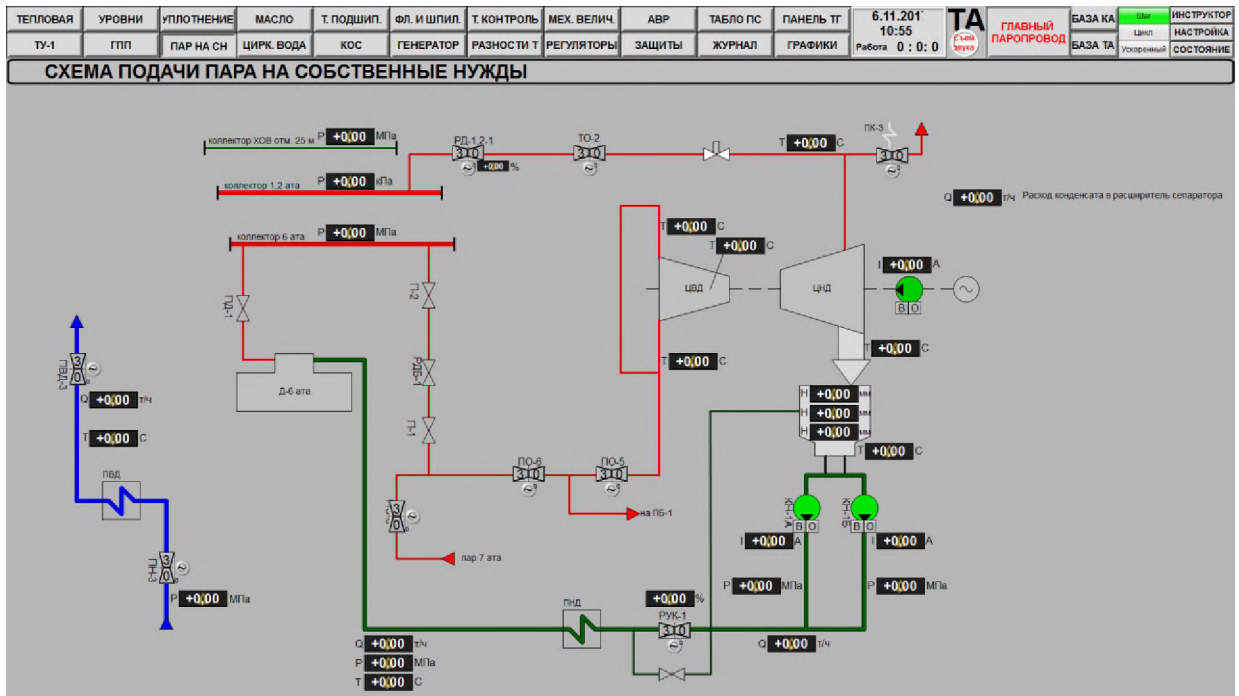


Рисунок II.9 – Схема подачи пара на собственные нужды

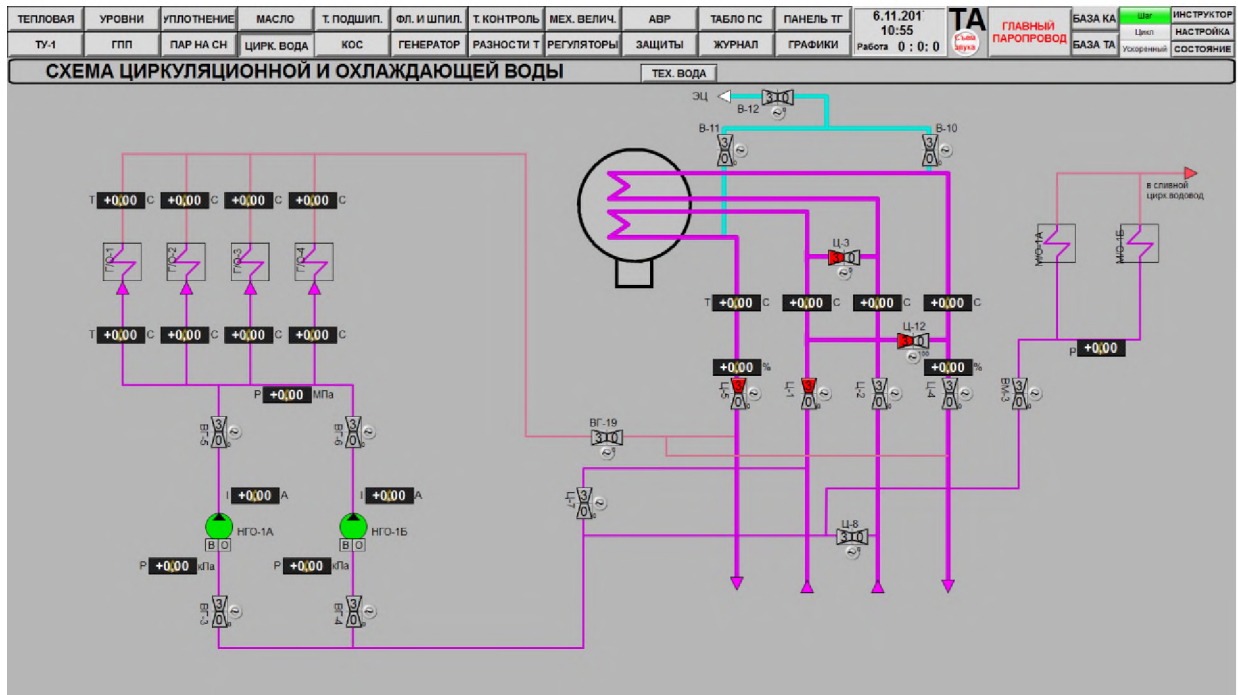


Рисунок П.10 - Схема движения циркуляционной и охлаждающей воды

Контрольные вопросы.

1. Особенности принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки ПТ-65-130/13: основное и вспомогательное оборудование и связи между ними
2. Главный паропровод и перепускные трубы ЦВД турбоустановки, паропроводы отборов
3. Работа уплотнений турбоустановки
4. Система регенерации высокого (ПВД) и низкого (ПНД) давлений
5. Схема дренажей турбоустановки
6. Особенности работы системы маслоснабжения турбоустановки
7. Особенности схем обогрева фланцев и шпилек турбоустановки
8. Теплофикационная установка: основные и пиковый бойлера – схемы включения, особенности конструкции
9. Собственные нужды турбоустановки
10. Схема циркуляционной, охлаждающей и технической воды.

Лабораторная работа №2. «Изучение конструктивных особенностей барабанного парового котла на примере ТГМ-84»

Цель работы:

Изучение конструктивных особенностей барабанного парового котла на примере ТГМ-84

Общие сведения.

Данная лабораторная работа является вводной и подготовительной для работы на функциональном тренажере, имитирующем работу оборудования Новополоцкой ТЭЦ, в том числе парового котла ТГМ-84.

Оформление отчета.

Отчет должен содержать следующие пункты:

- изучение чертежа и обобщенной схемы котла (рисунки П.11, П.12);
- изучение газопроводов котла (рисунок П.13);
- изучение мазутопроводов котла (рисунок П.14);
- изучение газовоздушного тракта котла (рисунок П.15);
- изучение питательного тракта котла (рисунок П.16);
- изучение устройства барабана котла (рисунок П.17);
- изучение организации впрысков котла (рисунок П.18)

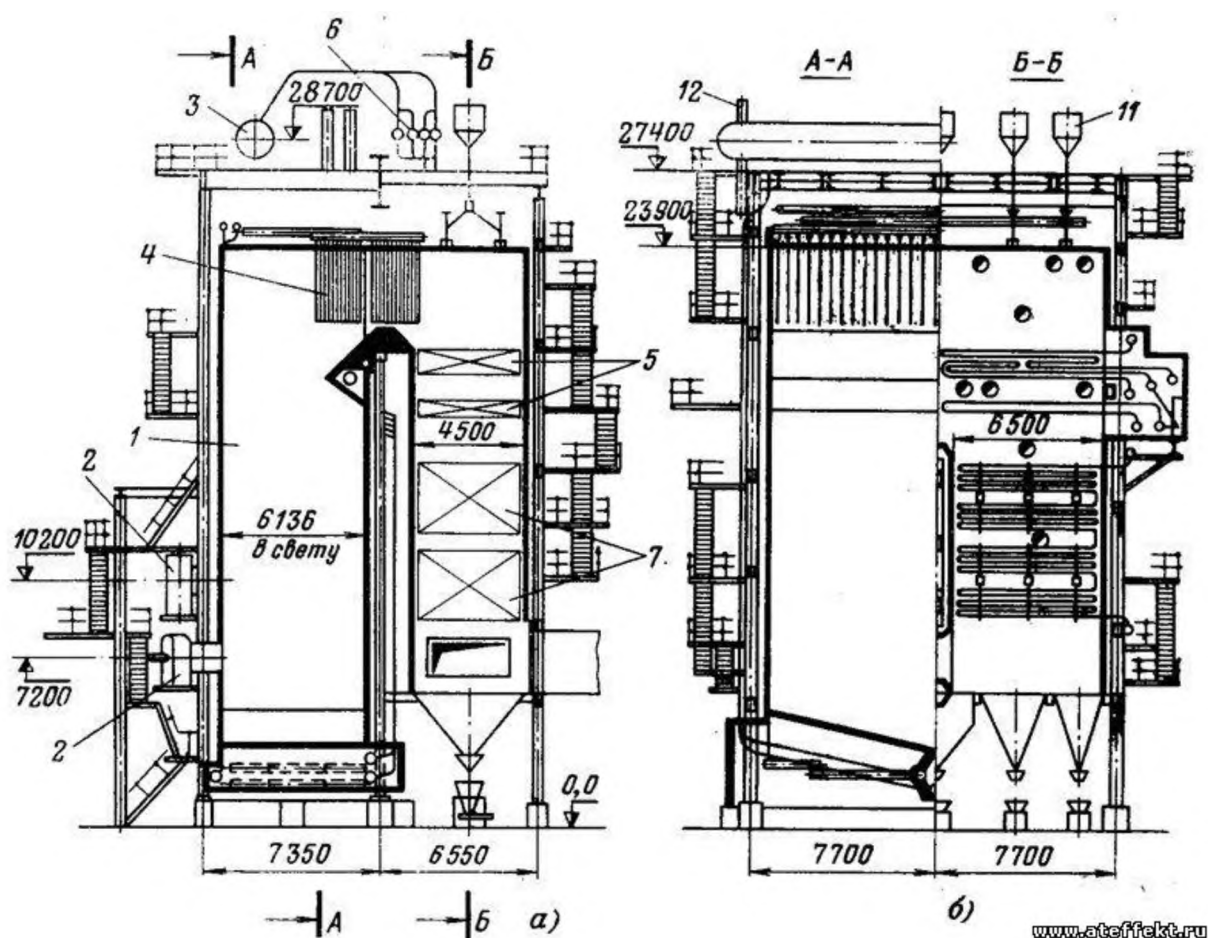


Рисунок П.11. Продольный и поперечный разрезы газомазутного котла ТГМ-84:

1 – топочная камера; 2 – горелки; 3 – барабан; 4 – ширмы; 5 – конвективный пароперегреватель; 6 – конденсационная установка; 7 – экономайзер; 11 – дробеуловитель; 12 – выносной сепарационный циклон

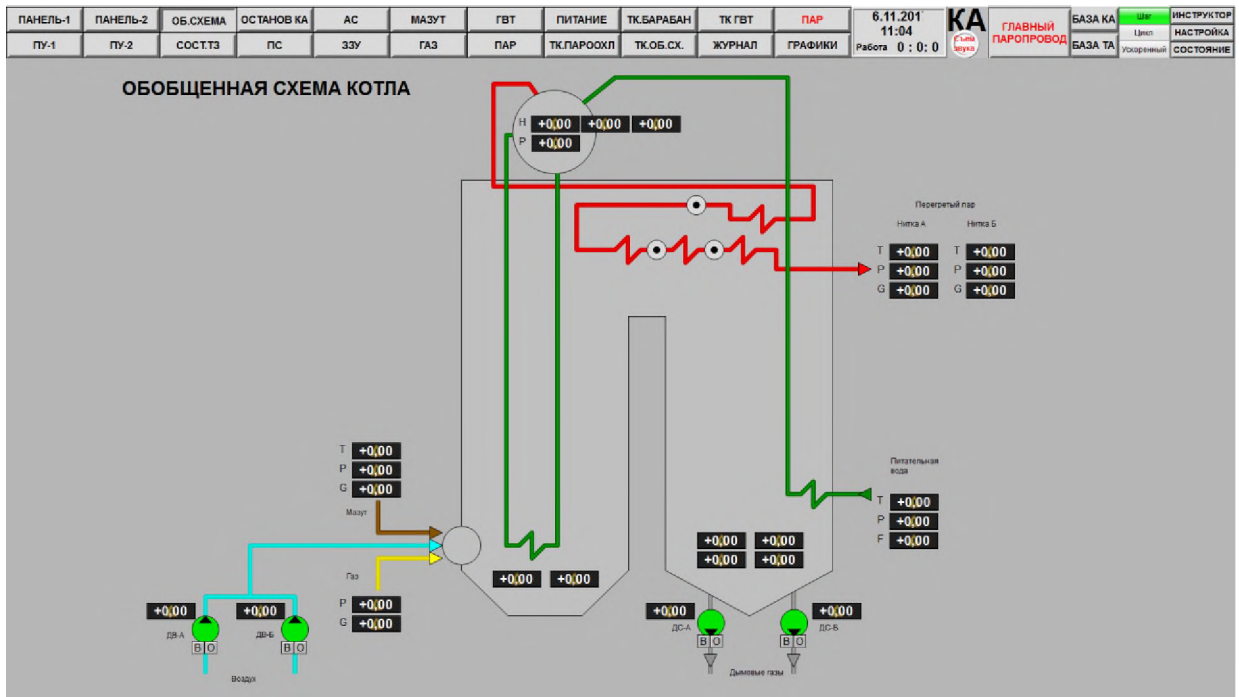


Рисунок П.12 – Обобщенная схема котла

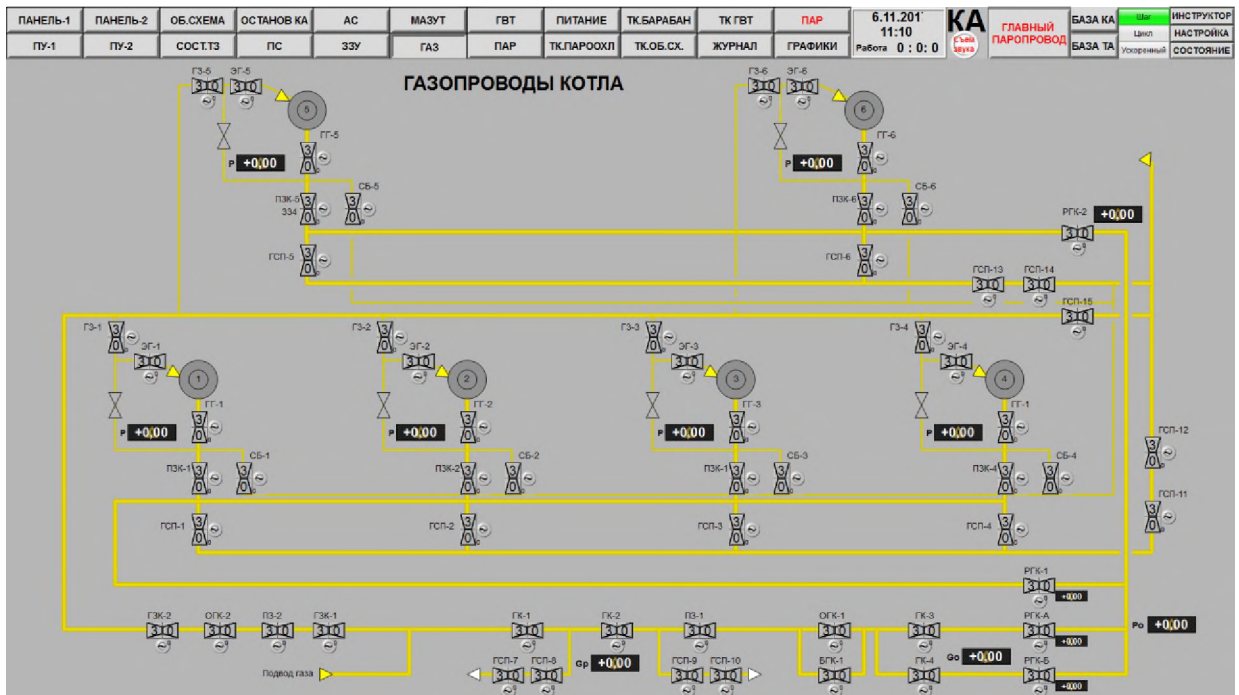


Рисунок П.13 – Газопроводы котла

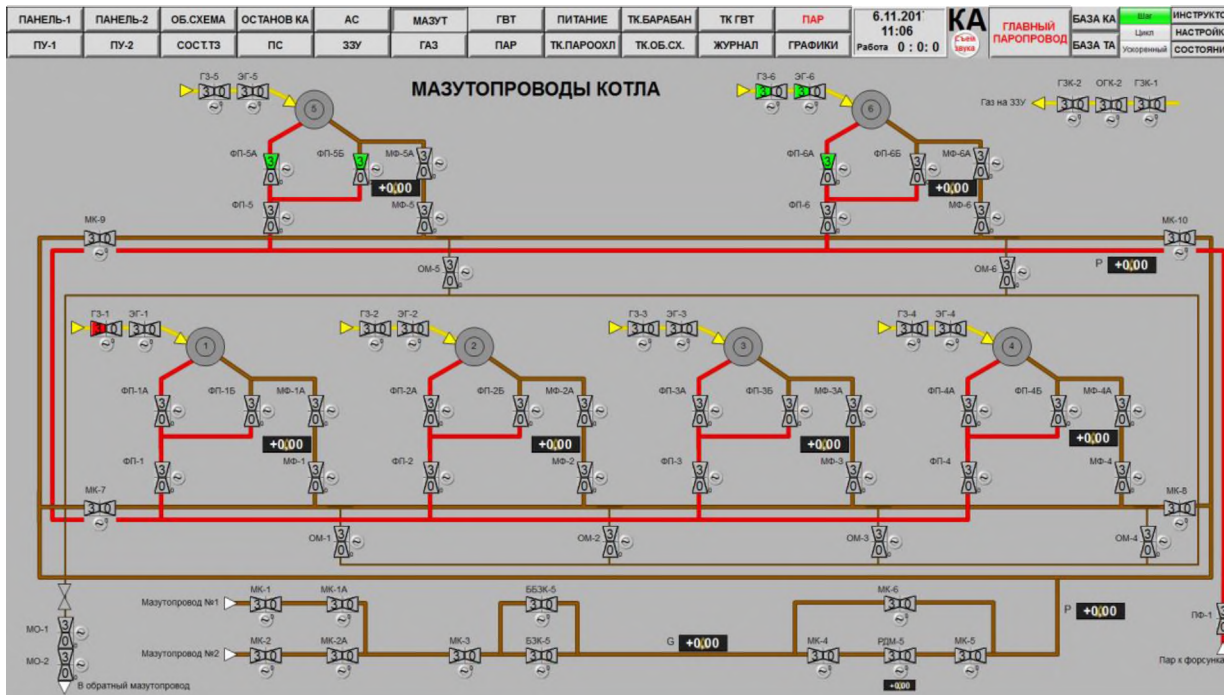


Рисунок П.14 – Мазутопроводы котла

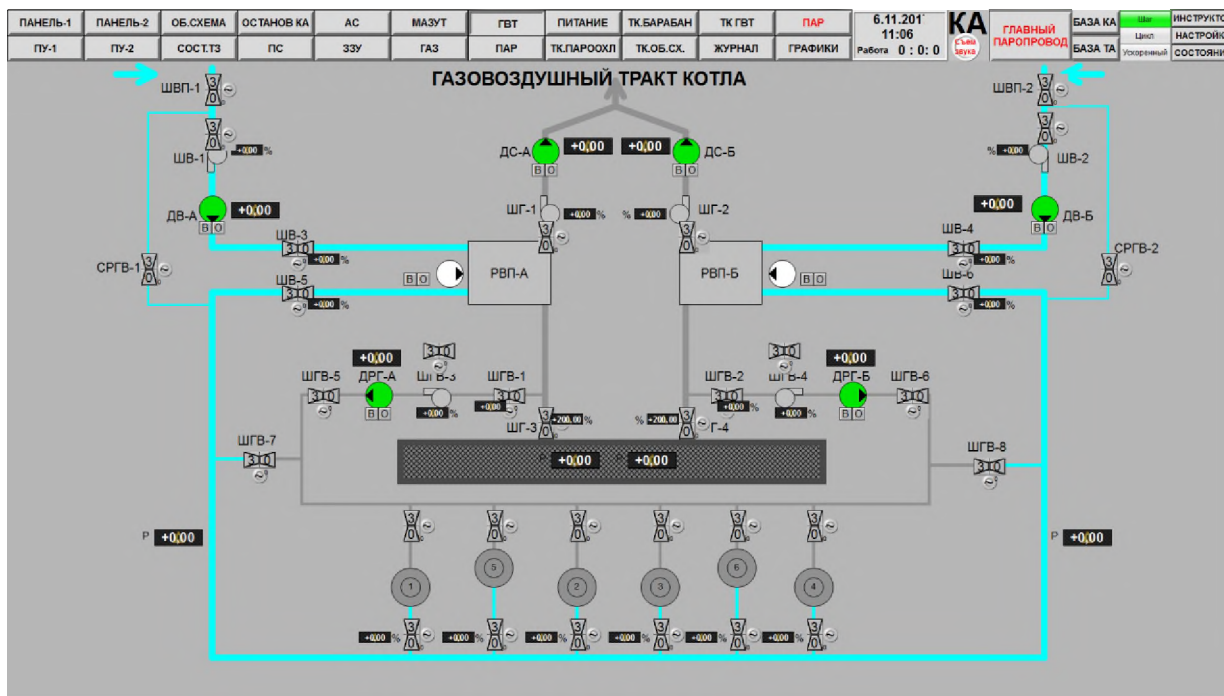


Рисунок П.15 – Газовоздушный тракт котла

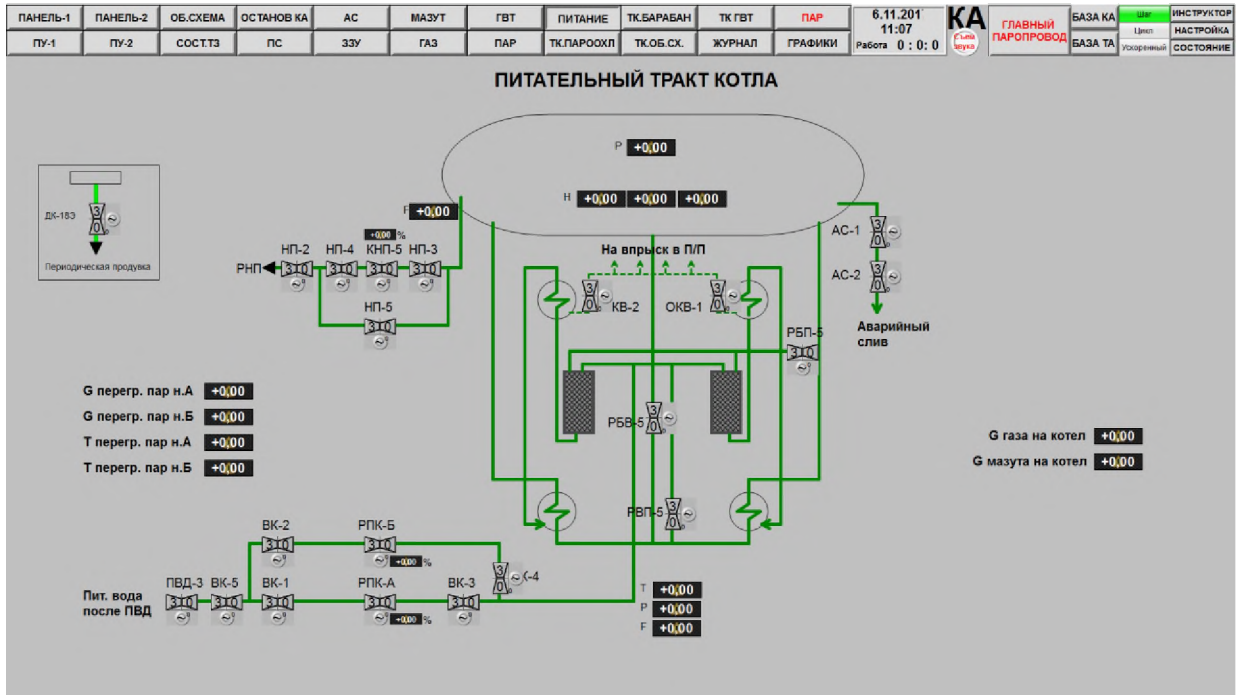


Рисунок П.16 – Питательный тракт котла

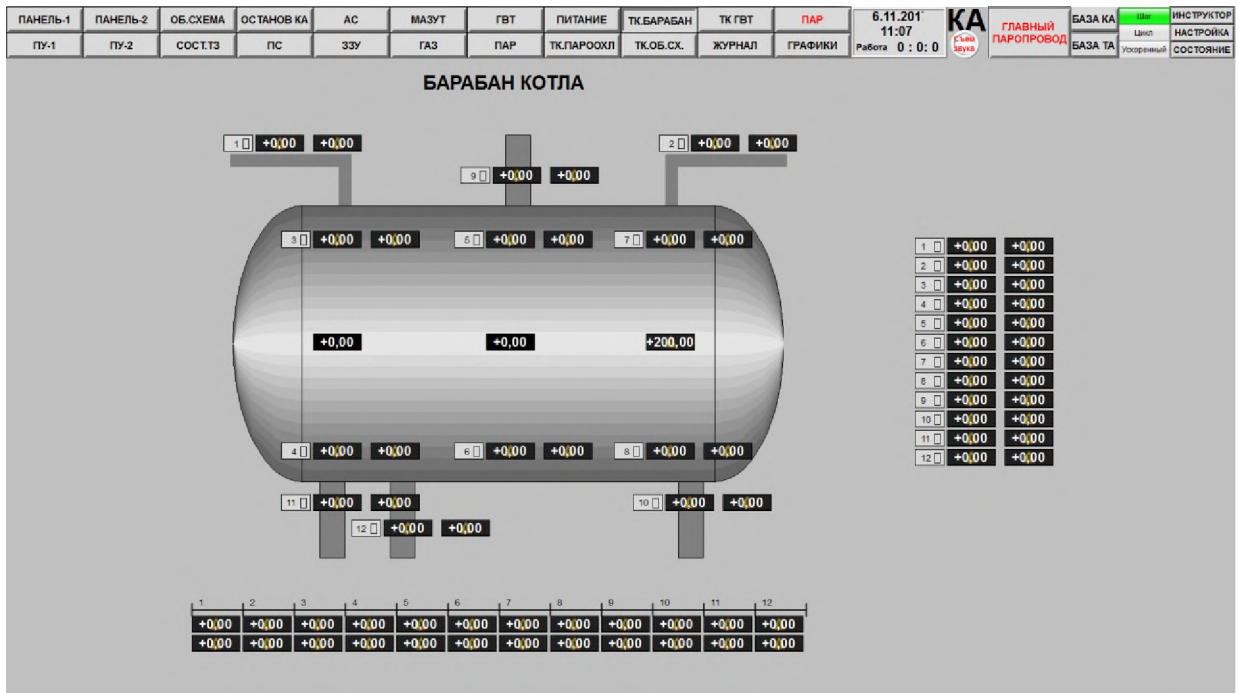


Рисунок П.17 – Барабан котла

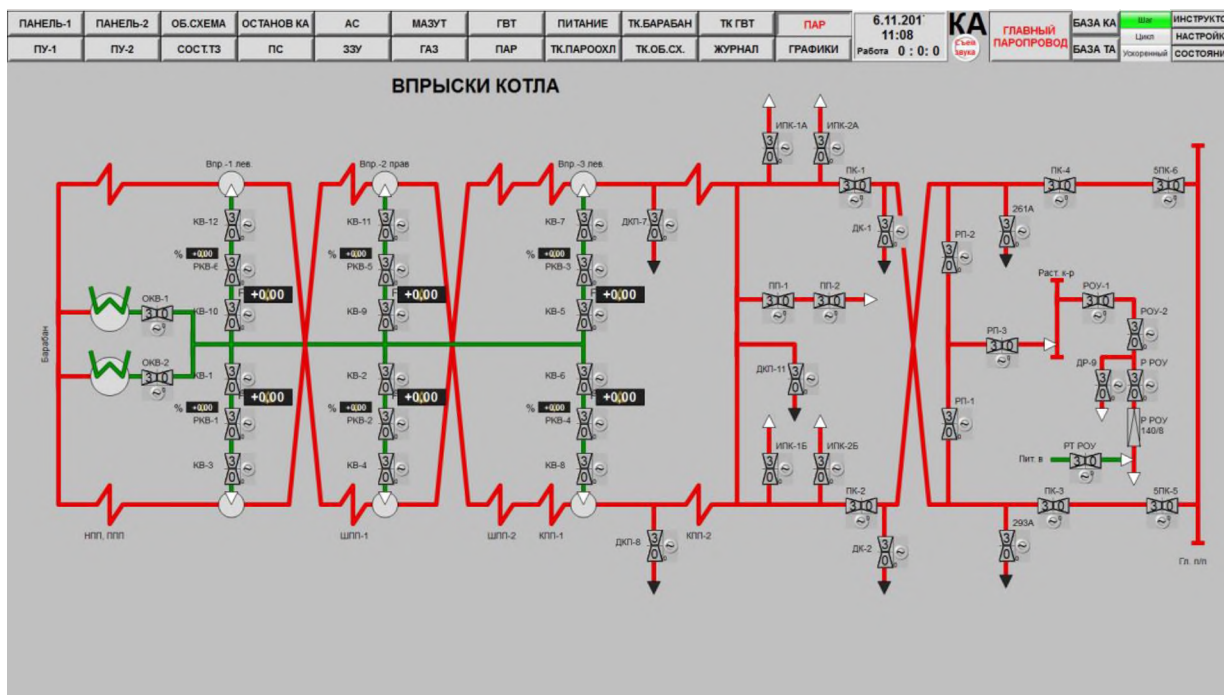


Рисунок П.18 – Схема организации впрысков котла

Контрольные вопросы

1. Конструктивные особенности парового котла ТГМ-84: основное и вспомогательное оборудование и связи между ними.
2. Топливообеспечение: газопроводы и мазутопроводы котла ТГМ-84.
3. Газовоздушный и пароводяной тракты котла ТГМ-84.
4. Устройство барабана котла ТГМ-84
5. Регулирование температуры промперегрева пара.

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

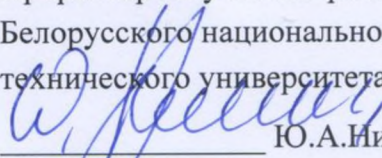
Вопросы к экзамену

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 регулируемыми отборами.
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. Энергетика Беларуси: история, состояние и перспективы развития
2. Классификация тепловых электрических станций
3. Основные характеристики топлива, используемого на ТЭС
4. Технологические схемы тепловых электростанций
5. Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками
6. Технология отпуска пара и теплоты от ТЭС
7. Годовой график тепловой нагрузки по продолжительности
8. Температурный график тепловой сети
9. Основы физики ядерных реакторов
10. Устройство ядерных реакторов
11. Тепловые схемы АЭС
12. АЭС с реактором ВВЭР-1200
13. Проект «АЭС-2006»
14. Топливообеспечение атомной энергетики.
15. КПД АЭС

IV – ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ**Учебная программа****Белорусский национальный технический университет****УТВЕРЖДАЮ**Проректор по учебной работе
Белорусского национального
технического университета
Ю.А.Николайчик01.04.2022Регистрационный № УД-3942-184 /уч.**ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ****Учебная программа учреждения высшего образования****по учебной дисциплине для специальности****1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»**

2022г.

Учебная программа составлена на основе государственного образовательного стандарта ОСВО 1-43 01 04 – 2013 и учебного плана специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции».

СОСТАВИТЕЛИ:

Н.Б. Карницкий, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета, д.т.н., профессор;
С.А. Качан, доцент кафедры «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета, к.т.н., доцент
А.А. Павловская, старший преподаватель кафедры «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета

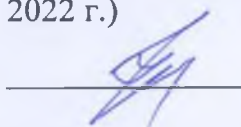
РЕЦЕНЗЕНТЫ:

В.А. Седнин, заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника», д.т.н., профессор
Е.В. Булойчик, доцент кафедры «Электрические станции», к.т.н., доцент

РЕКОМЕНДОВАНА К УТВЕРЖДЕНИЮ:

Кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета
(протокол № 8 от 23.02. 2022 г.)

Заведующий кафедрой



Н.Б. Карницкий

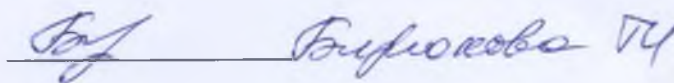
Методической комиссией энергетического факультета Белорусского национального технического университета
(протокол № 7 от 24.02. 2022 г.)

Председатель методической комиссии



И.Е. Мигуцкий

Научной библиотекой БНТУ



Научно-методическим советом Белорусского национального технического университета (протокол № 3 секции № 1 от 28.03. 2022 г.)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Учебная программа по учебной дисциплине «Тепловые электрические станции» разработана для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции».

Целью преподавания дисциплины является приобретения студентами навыков построения тепловых схем теплоэнергетических установок тепловых электрических станций (ТЭС), 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 ТЭС.

Учебная дисциплина базируется на знаниях, полученных при изучении таких курсов, как: «Математика», «Физика», «Прикладная механика», «Техническая термодинамика», «Тепломассообмен», «Нетрадиционные источники», «Электротехника и электроника», «Материаловедение» «Вспомогательное оборудование ТЭС», «Парогенераторы ТЭС», «Турбины ТЭС», «Экономика энергетики», «Охрана труда».

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 тепловых схем ТЭС всех типов;
- пути модернизации и реконструкции ТЭС;
- технико-экономические аспекты совершенствования тепловых электрических станций;

уметь:

- составлять и рассчитывать принципиальные тепловые схемы ТЭС;
- рассчитывать технико-экономические показатели ТЭС;
- анализировать влияние режимных факторов и структурных изменений в схемах ТЭС на их экономичность;

владеть:

- навыками проектирования тепловых и атомных электрических станций;
- методиками теплового расчета технологического оборудования тепловых электрических станций;
- основами эксплуатации ТЭС.

Освоение данной учебной дисциплины должно обеспечить формирование следующих компетенций:

- АК-1. Уметь применять базовые научно-теоретические знания для решения теоретических и практических задач.
- АК-6. Владеть междисциплинарным подходом при решении проблем.

- ПК-1. Осуществлять оперативный контроль за теплотехническим режимом и состоянием основного и вспомогательного оборудования тепловых электростанций и систем теплоснабжения;

- ПК-2. Анализировать данные технологического и теплотехнического режимов работы тепломеханического оборудования, проверять их соответствие действующим нормам, правилам и стандартам, планировать по результатам их анализа оптимальные режимы работы;

- ПК-7. Анализировать перспективы развития тепловых электрических станций, котельных, систем теплоснабжения и водоподготовительных установок в целом и отдельных их элементов и технологий их сооружения;

- ПК-10. Выполнять расчет и анализ режимов работы тепловых электростанций, систем теплоснабжения;

- ПК-15. Организовывать и проводить испытания энергооборудования тепловых электростанций и систем теплоснабжения;

- ПК-27. Работать с научной, технической и патентной литературой.

Согласно учебным планам на изучение учебной дисциплины отведено:

- для очной формы получения высшего образования всего 430 ч., из них аудиторных – 198 часов, на выполнение курсового проекта отведено 60 часов самостоятельной работы;

- для заочной формы получения высшего образования всего 430 ч., из них аудиторных – 64 часа, на выполнение курсового проекта отведено 60 часов самостоятельной работы.

Распределение аудиторных часов по курсам, семестрам и видам занятий приведено ниже.

Таблица 1

Очная форма получения высшего образования					
Курс	Семестр	Лекции, ч.	Лабораторные занятия, ч.	Практические занятия, ч.	Форма текущей аттестации
4	7	32	-	16	зачет
4	8	42	-	28	экзамен
5	9	32	16	32	экзамен, курсовой проект

Таблица 2

Заочная форма получения высшего образования					
Курс	Семестр	Лекции, ч.	Лабораторные занятия, ч.	Практические занятия, ч.	Форма текущей аттестации
5	9	14	-	6	зачет
5	10	10	6	6	экзамен
6	11	14	-	8	экзамен, курсовой проект

СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОГО МАТЕРИАЛА

Раздел I. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ - ОСНОВА ЭНЕРГЕТИКИ

Тема 1.1. Энергетика Беларуси: история, 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. Классификация тепловых электрических станций

Классификация ТЭС: по виду отпускаемой энергии, по виду теплового двигателя, по технологической структуре и пр.

Тема 1.3. Основные характеристики топлива, используемого на ТЭС

Структура топливного баланса Беларуси. Состав и характеристики топлива. Высшая и низшая теплота сгорания. Понятие условного топлива. Приведенные характеристики топлива

Тема 1.4. Технологические схемы тепловых электростанций (на примере паротурбинных)

Принцип работы паротурбинной тепловой электростанции. Принципиальные схемы конденсационных ТЭС (КЭС) и теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). Процесс расширения пара в паровых турбинах.

Раздел II. РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Тема 2.1. 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 2.2. Технология отпуска пара и теплоты от ТЭС

Способы отпуска теплоты. Сезонная и круглогодичная нагрузка. Регулирование отпуска теплоты. Коэффициент теплофикации. Годовой график тепловой нагрузки по продолжительности. Потребители теплоты и расчёт тепловых нагрузок. Температурный график и регулирование отпуска теплоты с горячей водой. Выбор температурного графика тепловой сети. Особенности использования теплофикационного пучка в конденсаторе теплофикационных турбин. Сетевые установки конденсационных электростанций.

РАЗДЕЛ III. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Тема 3.1. Основы физики ядерных реакторов

Цепная реакция деления ядер. Типичные реакции деления ^{235}U . Быстрые и медленные цепные реакции. Коэффициент размножения и реактивность ядерного реактора. Критическая масса. Управление цепной реакцией. Воспроизводство ядерного горючего.

Тема 3.2. Устройство ядерных реакторов. Тепловые схемы АЭС

Классификация ядерных реакторов. Ядерные реакторы на тепловых нейтронах. Реактор РБМК – реактор большой мощности, канальный. Одноконтурные схемы АЭС. Реактор ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор). Двухконтурные схемы АЭС. Ядерные реакторы на быстрых нейтронах. Трехконтурные схемы АЭС.

Тема 3.3. АЭС с реактором ВВЭР-1200. Проект «АЭС-2006»

Ядерный остров и традиционный остров. Первый контур и реакторная установка. Парогенераторы. Второй контур и паротурбинная установка.

Тема 3.4. Топливообеспечение атомной энергетики. КПД АЭС

Ядерный топливный цикл. Топливные таблетки, тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы), тепловыделяющие сборки (ТВС). КПД энергоблоков АЭС. Топливная кампания. Открытый (разомкнутый) и закрытый (замкнутый) ядерный топливный цикл. Обращение с отработанным топливом. Воспроизводство вторичного ядерного топлива.

Раздел IV. ПАРОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Тема 4.1. Энергетические показатели паротурбинных электростанций

КПД и его составляющие, общие показатели экономичности КЭС. Абсолютный электрический коэффициент полезного действия электростанции. Расходы пара, теплоты и топлива.

Показатели тепловой экономичности ТЭЦ. Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и теплоты. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, энергетическая эффективность теплофикации. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.

Тема 4.2. 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 4.3. 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 4.4. 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 V. ГАЗОТУРБИННЫЕ И ПАРОГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Тема 5.1. 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 5.2. 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 (схема полного дожигания), «параллельная» схема, схема с вытеснением регенерации. Дожигание топлива.

Тема 5.3. Парогазовые установки с котлом-утилизатором

Утилизационные ПГУ, их особенности и КПД. ПГУ с одно-, двух- и трехконтурными котлами-утилизаторами; моно- и дубль-блоки. Особенности конструкции котлов-утилизаторов. Выбор оптимальных параметров и схем утилизационных ПГУ.

Тема 5.4. Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии

Показатели экономичности различных схем конденсационных ПГУ. Показатели экономичности теплофикационных (когенерационных) ГТУ и теплофикационных ПГУ.

Раздел VI. МИНИ-ТЭС

Тема 6.1. Электростанции на базе органического цикла Ренкина

Тепловая схема и Ts-диаграмма цикла Ренкина с органическим теплоносителем. Использование регенератора теплоты и комбинированных циклов ГТУ+ОЦР или ДВС+ОЦР.

Тема 6.2. Электростанции на базе газопоршневых агрегатов

Цикл Отто. Применение ГПА в схемах когенерации, тригенерации и квадрогенерации

Раздел VII. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Тема 7.1. 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 7.2. 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. Расчет системы ПВД. Расчет турбопривода питательного насоса. Расчет атмосферного деаэрата. Расчет деаэрата питательной воды. Расчет сетевой установки. Расчет деаэрата подпитки теплосети. Расчет системы ПНД. Коэффициенты недовыработки мощности паром отборов. Определение расхода пара на турбину и проверка её мощности.

Тема 7.3. Расчет 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 7.4. 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 7.5. 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 7.6. Выбор вспомогательного оборудования

Выбор тягодутьевых механизмов. Выбор теплообменников. Выбор баков и резервуаров. Выбор насосного оборудования.

Тема 7.7. 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 VIII. КОМПОНОВКА, РАЗМЕЩЕНИЕ, ГЕНПЛАН

Тема 8.1. Размещение, генплан электростанции

Размещение, выбор площадки. Требование к генплану. Показатели генплана, примеры генеральных планов КЭС и ТЭЦ.

Тема 8.2. Компоновка главного корпуса

Виды компоновок главного корпуса, требования к ним. Особенности параллельно-сомкнутой компоновки. Размещение оборудования в главном корпусе.

Раздел IX. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ И УСТАНОВКИ ТЭС

Тема 9.1. Техническое водоснабжение

Прямоточная и обратная системы. Испарительное охлаждение. Градирни. Брызгальные устройства, бассейны. Пруды-охладители.

Тема 9.2. Топливное хозяйство ТЭС

Основные элементы топливного хозяйства ТЭС, их выбор. Мазутное хозяйство. Газовое хозяйство. ГРП, детандерные установки. Использование твёрдого топлива. Системы золо- и шлакоудаления ТЭС на твердом топливе, золоотвалы.

ТРЕБОВАНИЯ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

Согласно учебному плану на выполнение курсового проекта по дисциплине «Тепловые электрические станции» отведено 60 ч. Примерный объем курсового проекта составляет 25-35 печатных страниц (формата А4) расчетно-пояснительной записки и 1-2 листа графической части (формат А1).

Целью курсового проекта по дисциплине «Тепловые электрические станции» является закрепление полученных за период обучения знаний по специальным курсам, усвоение принципов повышения эффективности режимов работы основного и вспомогательного оборудования ТЭС и АЭС для всех серийных энергоблоков, работающих в странах СНГ, изучение методов расчета принципиальных тепловых схем паротурбинных установок (ПТУ) и технико-экономических показателей работы энергоблока, приобретение навыков самостоятельной творческой работы, работы с технической литературой, использование справочных и нормативных материалов.

Курсовое проектирование по данной дисциплине следует рассматривать в качестве подготовительного этапа дипломного проектирования, составной частью которого является выбор основного оборудования и расчет тепловой схемы ТЭС или АЭС.

Примерный перечень разделов пояснительной записки курсового проекта:

- 1) Введение
- 2) Выбор принципиальной тепловой схемы для заданной паротурбинной, газотурбинной или парогазовой установки ТЭС или АЭС, и обоснование принятых технических решений.
- 3) Расчет принципиальной тепловой схемы для заданного режима работы установки.
- 4) Проведение анализа принятых при составлении тепловой схемы технических решений и оценка влияния структурных изменений в тепловой схеме на технико-экономическую эффективность заданной энергетической установки.
- 5) Определение технико-экономических показателей установки.
- 6) Выбор вспомогательного оборудования турбинного цеха ТЭС или АЭС.
- 7) Специальное задание
- 8) Заключение
- 9) Список использованных источников

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ
очная форма получения высшего образования

Номер раздела, темы	Название раздела, темы, занятия	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
	7 семестр							
1.	ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ - ОСНОВА ЭНЕРГЕТИКИ							
1.1	Энергетика Беларуси: история, современное состояние и перспективы развития	2						
1.2	Классификация тепловых электрических станций <i>Практическое №1. Цикл Карно и цикл Ренкина. Термический КПД</i>	2	2					
1.3	Основные характеристики топлива, используемого на ТЭС	2						
1.4	Технологические схемы тепловых электростанций (на примере паротурбинных) <i>Практическое №2. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении</i>	2	2					
2	РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ							
2.1	Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками <i>Практическое №3. Построение годового и суточного графиков нагрузки энергосистемы</i>	4	2					
2.2	Технология отпуска пара и теплоты от ТЭС <i>Практическое №4. Построение температурного графика теплосети. Построение годового графика тепловых нагрузок по продолжительности</i>	4	2					
3	АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ							Контрольный опрос
3.1	Основы физики ядерных реакторов	4						

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	<i>Практическое №5. Расчет энергии, выделяемой при делении тяжелых ядер</i>		2					
3.2	Устройство ядерных реакторов. Тепловые схемы АЭС	4						
	<i>Практическое №6. Расчет оптимального начального давления цикла Ренкина во влажном паре</i>		2					
3.3	АЭС с реактором ВВЭР-1200. Проект «АЭС-2006»	4						
	<i>Практическое №7. Расчет тепловой схемы АЭС с сепаратором и пароперегревателем</i>		2					
3.4	Топливообеспечение атомной энергетики. КПД АЭС	4						
	<i>Практическое №8. Расчет топливной составляющей себестоимости электроэнергии, производимой АЭС</i>		2					
	Итого за семестр	32	16					зачет
	8 семестр							
4	ПАРОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ							Контрольный опрос
4.1	Энергетические показатели паротурбинных электростанций	4						
	<i>Практическое №1, 2. Определение термодинамически оптимальных начальных параметров цикла Ренкина. Сопряженные начальные параметры пара. Влияние конечного давления на КПД</i>		4					
4.2	Методы повышения эффективности ТЭС	4						
	<i>Практическое №3, 4. Определение термодинамически оптимального давления промпрегрева конденсационного и теплофикационного цикла Ренкина</i>		4					
4.3	Регенеративный подогрев питательной воды и основного конденсата	4						
	<i>Практическое №5, 6. Определение показателей цикла Ренкина с регенеративными подогревателями поверхностного и смешивающего типа</i>		4					
4.4	Баланс пара и конденсата на ТЭС	2						
	<i>Практическое №7. Расчет расширителей непрерывной продувки</i>		2					
5	ГАЗОТУРБИННЫЕ И ПАРОГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ							Контрольный опрос
5.1	Тепловые схемы, термодинамические циклы и характеристики газотурбинных установок	4						
	<i>Практическое №8. Тепловой расчет газотурбинной установки</i>		2					
5.2	Тепловые схемы парогазовых установок	4						

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	<i>Практическое №9,10. Составление тепловых схем парогазовых установок различного типа</i>		4					
5.3	Парогазовые установки с котлом-утилизатором	4						
	<i>Практическое №11, 12. Тепловой расчет котла-утилизатора с одним и двумя контурами генерации пара</i>		4					
5.4	Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии	4						
	<i>Практическое №13, 14. Определение КПД производства электроэнергии и экономии топлива теплофикационных ГТУ и ПГУ</i>		4					
6	МИНИ-ТЭС							
6.1	Электростанции на базе органического цикла Ренкина	2						
6.2	Электростанции на базе газопоршневых агрегатов	2						
	Итого за семестр	42	28					экзамен
	9 семестр							
7.	ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ							Контрольный опрос
7.1	Принципиальные и развернутые (полные) схемы паротурбинных электростанций	2						
	<i>Лабораторная работа №1. Изучение тепловой схемы, конструктивных особенностей паротурбинной установки ПТ-65-130/13</i>				2			защита лабораторной работы
	<i>Лабораторная работа №2. Изучение конструктивных особенностей барабанного парового котла на примере ТГМ-84</i>				2			защита лабораторной работы
7.2	Методика расчета тепловой схемы паротурбинных электростанций	4						
	<i>Практическое №1. Построение процесса расширения пара в h-диаграмме для турбоустановок различного типа</i>		2					
	<i>Практическое №2. Составление таблицы состояния пара и воды в системе регенерации</i>		2					
	<i>Практическое №3,4. Расчет деаэраторов обратного конденсата (атмосферного), питательной воды (повышенного давления) и деаэратора подпитки теплосети (вакуумного деаэратора)</i>		4					
	<i>Практическое №5. Расчет системы подогревателей низкого давления</i>		2					
	<i>Практическое №6. Расчет системы подогревателей высокого давления</i>		2					

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	<i>Практическое №7,8. Определение показателей теплофикационной турбоустановки с одно- и двухступенчатым подогревом сетевой воды</i>		4					
	<i>Практическое №9,10. Определение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении теплофикационной турбоустановки с учетом регенеративной выработки на базе подогрева обратного конденсата, возвращаемого с производства и конденсата сетевых подогревателей. Понятие об условном отборе</i>		4					
	<i>Лабораторная работа №3. Пуск паротурбинной установки ПТ-65-130/13 из холодного состояния</i>				2			защита лабораторной работы
	<i>Лабораторная работа №4. Пуск паротурбинной установки ПТ-65-130/13 из горячего состояния</i>				2			защита лабораторной работы
	<i>Лабораторная работа №5. Останов турбины ПТ-65-130/13 в горячий резерв</i>				2			защита лабораторной работы
	<i>Лабораторная работа №6. Расстонка парового котла ТГМ-84 на газе</i>				2			защита лабораторной работы
	<i>Лабораторная работа №7. Разгрузка парового котла ТГМ-84</i>				2			защита лабораторной работы
	<i>Лабораторная работа №8. Останов парового котла ТГМ-84 в горячий резерв</i>				2			защита лабораторной работы
7.3	Расчёт технико-экономических показателей ТЭС	4						
	<i>Практическое №11. Расчет коэффициентов изменения мощности. Определение расхода пара на турбину и проверка ее мощности</i>		2					
	<i>Практическое №12. Расчет удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты на паротурбинной ТЭС</i>		2					
7.4	Методы анализа влияния структурных изменений в схеме ТЭС на ее экономичность	4						
	<i>Практическое №13. Анализ тепловой схемы с использованием коэффициентов ценности теплоты отборов</i>		2					
7.5	Методы расчета тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций	4						
	<i>Практическое №14. Расчет удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты на парогазовой ТЭС</i>		2					
7.6	Выбор вспомогательного оборудования	2						

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	<i>Практическое №15. Выбор вспомогательного оборудования паротурбинной установки</i>		2					
7.7	Трубопроводы и арматура	2						
8.	КОМПОНОВКА, РАЗМЕЩЕНИЕ, ГЕНПЛАН							
8.1	Размещение, генплан электростанции	2						
8.2	Компоновка главного корпуса	2						
9.	ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ И УСТАНОВКИ ТЭС							
9.1	Техническое водоснабжение	2						
	<i>Практическое №16. Расчет системы технического водоснабжения ТЭС: расход технической воды, выбор градирен</i>		2					
9.2	Топливное хозяйство ТЭС	2						
	Итого за семестр	32	32		16			экзамен
	Курсовой проект							Защита курсового проекта
	Всего аудиторных часов			198				

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ
заочная форма получения высшего образования¹

Номер раздела, темы	Название раздела, темы, занятия	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
	9 семестр							
1.	ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ - ОСНОВА ЭНЕРГЕТИКИ							
1.1	Энергетика Беларуси. Классификация тепловых электрических станций. Основные характеристики топлива, используемого на ТЭС	2						
	<i>Практическое №1. Цикл Карно и цикл Ренкина. Термический КПД</i>		2					
2	РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ							
2.1	Графики электрических нагрузок и их покрытие генерирующими источниками.	2						
	Технология отпуска пара и теплоты от ТЭС	2						
	<i>Практическое №2. Построение температурного графика теплосети. Построение годового графика тепловых нагрузок по продолжительности</i>		2					
3	АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ							Контрольный опрос
3.1	Основы физики ядерных реакторов	2						
3.2	Устройство ядерных реакторов. Тепловые схемы АЭС	2						
	<i>Практическое №3. Расчет оптимального начального давления цикла Ренкина во влажном паре.</i>		2					
3.3	АЭС с реактором ВВЭР-1200. Проект «АЭС-2006»	2						
3.4	Топливообеспечение атомной энергетики. КПД АЭС	2						
	Итого за семестр	14	6					зачет

¹ Темы учебного материала, не указанные в Учебно-методической карте, отводятся на самостоятельное изучение студента.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	10 семестр							
4	ПАРОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ							Контрольный опрос
4.1	Энергетические показатели паротурбинных электростанций	2						
	<i>Практическое №1. Определение термодинамически оптимальных начальных параметров цикла Ренкина. Влияние конечного давления на КПД</i>		2					
	<i>Лабораторная работа №1. Изучение тепловой схемы, конструктивных особенностей паротурбинной установки ПТ-65-130/13 и парового котла на примере ТГМ-84</i>				2			защита лабораторной работы
	<i>Лабораторная работа №2. Пуск паротурбинной установки ПТ-65-130/13 из холодного и горячего состояний</i>				2			защита лабораторной работы
	<i>Лабораторная работа №3. Расстонка парового котла ТГМ-84 на газе, останов парового котла ТГМ-84 в горячий резерв</i>				2			защита лабораторной работы
4.2	Методы повышения эффективности ТЭС	2						
4.3	Регенеративный подогрев питательной воды и основного конденсата	2						
	<i>Практическое №2. Определение показателей цикла Ренкина с регенеративными подогревателями поверхностного и смешивающего типа</i>		2					
5	ГАЗОТУРБИННЫЕ И ПАРОГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ							Контрольный опрос
5.1	Тепловые схемы, термодинамические циклы и характеристики газотурбинных установок	1						
5.2	Тепловые схемы парогазовых установок.	2						
	Показатели энергетической эффективности установок, использующих парогазовые технологии	0,5						
	<i>Практическое №3. Тепловой расчет котла-утилизатора</i>		2					
6	МИНИ-ТЭС							
6.1	Электростанции на базе органического цикла Ренкина и на базе газопоршневых агрегатов	0,5						
	Итого за семестр	10	6		6			экзамен

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	11 семестр							
7.	ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ							
7.1	Принципиальные и развернутые (полные) схемы паротурбинных электростанций. Методика расчета тепловой схемы паротурбинных электростанций	2						
	<i>Практическое №1. Расчет системы регенерации паротурбинной установки</i>		2					
7.2	Расчёт технико-экономических показателей ТЭС	2						
	<i>Практическое №2. Расчет удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты на паротурбинной ТЭС</i>		2					
7.3	Методы анализа влияния структурных изменений в схеме ТЭС на ее экономичность	2						
	<i>Практическое №3. Анализ тепловой схемы с использованием коэффициентов ценности теплоты отборов</i>		2					
7.4	Методы расчета тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций	2						
	<i>Практическое №4. Расчет удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты на парогазовой ТЭС</i>		2					
7.5	Выбор вспомогательного оборудования	1						
7.6	Трубопроводы и арматура	1						
8.	КОМПОНОВКА, РАЗМЕЩЕНИЕ, ГЕНПЛАН							
8.1	Размещение, генплан электростанции.	1						
8.2	Компоновка главного корпуса	1						
9.	ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СООРУЖЕНИЯ И УСТАНОВКИ ТЭС							
9.1	Техническое водоснабжение	1						
9.2	Топливное хозяйство ТЭС	1						
	Итого за семестр	14	8					экзамен
	Курсовой проект							Защита курсового проекта
	Всего аудиторных часов			64				

ИНФОРМАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Список литературы

Основная литература

1. Электронный учебно-методический комплекс по учебной дисциплине «Тепловые электрические станции» для специальности 1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами» [Электронный ресурс] / Белорусский национальный технический университет, Кафедра «Тепловые электрические станции»; сост.: Н. Б. Карницкий, С. А. Качан. – Минск : БНТУ, 2021.
2. Кудинов, А.А. Тепловые электрические станции: схемы и оборудование : учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 "Теплоэнергетика и теплотехника" /А.А. Кудинов. – Москва: ИНФРА-М, 2018. – 323 с. – (Высшее образование. Бакалавриат) .
3. Зарубина, Н.В. Турбинные установки ТЭС и АЭС: устройство, эксплуатация и ремонт: учебное пособие для студентов учреждений высшего образования по специальностям "Паротурбинные установки атомных электрических станций", "Проектирование и эксплуатация атомных электрических станций", "Тепловые электрические станции", "Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами" / Н. В. Зарубина, Н. Б. Карницкий. – Минск: Вышэйшая школа, 2020. – 430 с.

Дополнительная литература

1. Трухний, А.Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов / А.Д. Трухний – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 648 с.
2. Зорин, В.М. Атомные электрические станции: учебное пособие / В.М. Зорин – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 672 с.
3. Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электрические станции: [учебник для вузов по направлению "Теплоэнергетика" и теплоэнергетическим специальностям энергетических вузов и факультетов] /Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2008. – 463 с.: ил.
4. Тепловые и атомные электростанции: Справочник / под общ. ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2003 – 648 с. – (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3).
5. 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 – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 466 с.
6. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции/ В.Я. Рыжкин – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 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.
8. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанции / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.
9. Газотурбинные энергетические установки: учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.С. Земцов, А.С. Осыка: под. ред. С.В. Цанева – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 428 с.
10. Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование / под ред. А.М. Леонкова, А.Д. Качана. – Мн.: Выш. Школа, 1991.
11. Качан, А.Д. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС / А.Д. Качан, Б.В. Яковлев. – Минск: "Вышэйшая школа", 1982.
12. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 351 с.
13. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
14. Маргулова, Т.Х. Атомные электрические станции / Т.Х. Маргулова – М.: Высшая школа, 1978. – 360 с.
15. Тевлин, С.Д. Атомные электрические станции с реакторами ВВЭР – 1000: учеб. пособие для ВУЗов, 2-е изд., доп. М.: МЭИ, 2008. – 358 с.
16. Коровин, Ю.А., Мурогов, В.М. Современные проблемы ядерной энергетики: учебное пособие – Обнинск: ИАТЭ, 2006. – 224 с.
17. Щепетильников, С.И. Сборник задач по курсу ТЭС / С.И.Щепетильников, В.И. Хлопушкин. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 176 с.
18. Назмеев, Ю.Г., Лавыгин, В.М. Теплообменные аппараты ТЭС: учебное пособие для вузов – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 260 с.
19. Шарапов, В.И, Термические деаэраторы / Шарапов В.И., Цюра Д.В.: Ульяновский государственный технический университет. Ульяновск: Ул ГТУ, 2003. – 560 с.

Средства диагностики результатов учебной деятельности

Оценка уровня знаний студента производится по десятибалльной шкале в соответствии с критериями, утвержденными Министерством образования Республики Беларусь.

Для оценки достижений студента рекомендуется использовать следующий диагностический инструментарий:

- защита выполненных на практических занятиях индивидуальных заданий;
- защита курсового проекта;
- проведение текущих контрольных вопросов по отдельным темам;
- сдача зачета;
- сдача экзамена.

Перечень тем курсовых проектов

- | | | | |
|-----|---|-------|----------------|
| 1. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки К-160-130 ХТГЗ в номинальном режиме. | схемы | турбоустановки |
| 2. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки К-160-130 ХТГЗ на скользящих параметрах пара. | схемы | турбоустановки |
| 3. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки К-210-130 ЛМЗ в номинальном режиме. | схемы | турбоустановки |
| 4. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки К-210-130 ЛМЗ на скользящих параметрах пара | схемы | турбоустановки |
| 5. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки К-300-240-6МР в номинальном режиме. | схемы | турбоустановки |
| 6. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки К-300-240-6МР на скользящих параметрах пара | схемы | турбоустановки |
| 7. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки ПТ-60/75-130/13 в номинальном режиме. | схемы | турбоустановки |
| 8. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки ПТ-60/75-130/13 в межотопительный период. | схемы | турбоустановки |
| 9. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки ПТ-70-12,8/1,27 в номинальном режиме. | схемы | турбоустановки |
| 10. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки ПТ-70-12,8/1,27 в межотопительный период. | схемы | турбоустановки |
| 11. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки ПТ-135/165-130/15 в номинальном режиме. | схемы | турбоустановки |
| 12. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки ПТ-135/165-130/15 в межотопительный период | схемы | турбоустановки |
| 13. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки Т-110/120-130 в номинальном режиме. | схемы | турбоустановки |
| 14. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки Т-110/120-130 в межотопительный период | схемы | турбоустановки |
| 15. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки Т-180/210-130 ЛМЗ в номинальном режиме. | схемы | турбоустановки |
| 16. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки Т-180/210-130 ЛМЗ в межотопительный период | схемы | турбоустановки |
| 17. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки Т-250/300-240 в номинальном режиме. | схемы | турбоустановки |
| 18. | Расчет принципиальной тепловой схемы турбоустановки Т-250/300-240 в межотопительный период | схемы | турбоустановки |
| 19. | Расчет тепловой схемы теплофикационной ПГУ утилизационного типа | | |
| 20. | Расчет тепловой схемы конденсационной ПГУ утилизационного типа | | |
| 21. | Расчет тепловой схемы квазиутилизационной ПГУ | | |

Перечень контрольных вопросов и заданий для самостоятельной работы студентов

1. Работа электростанций в энергосистеме.
2. Потребители и графики электрических нагрузок.
3. Потребители и графики тепловых нагрузок.
4. Алгоритм построения графика тепловых нагрузок.
5. Схемы отпуска технологического пара от ТЭЦ.
6. Термодинамические основы работы ТЭС.
7. Влияние начальной температуры на экономичность ТЭЦ.
8. Сопряженные начальные параметры. Техничко-экономические начальные параметры.
9. Влияние конечного давления на экономичность КЭС. Предельный и экономический вакуум.
10. Термодинамическая сущность промперегрева: назначение, виды.
11. Термодинамическая сущность регенерации, ее влияние на экономичность
12. Оптимальное распределение подогрева питательной воды на КЭС.
13. Регенеративный подогрев питательной воды на паротурбинных установках с промперегревом пара.
14. Выбор оптимальных параметров промперегрева ТЭЦ.
15. Особенности цикла Ренкина при работе на насыщенном паре.
16. Расчет технико-экономических показателей паротурбинных ТЭС.
17. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении с учетом регенеративной выработки. Метод условного отбора.
18. Теплофикация. Экономия топлива за счет комбинированной выработки.
19. Сущность балансового (физического) метода при расчете энергетических показателей ТЭЦ.
20. Определение энергетических показателей ТЭС на основе 1 и 2 законов термодинамики (экономический метод).
21. Принципиальная тепловая схема турбоустановки. Основные этапы расчета тепловой схемы. Последовательность расчета тепловой схемы.
22. Особенности и показатели ТЭЦ с турбинами типа Т и ПТ
23. Особенности работы ТЭЦ с противодавленческими турбинами.
24. Тепловые схемы турбин на насыщенном паре с внешней сепарацией.
25. Построение процесса расширения для различных режимов работы турбоустановок
26. Особенности расчета системы регенерации высокого и низкого давлений.
27. Определение расхода пара на турбину, энергетический баланс турбоустановки.
28. Определение расхода пара на турбину с регенерацией. Коэффициенты недовыработки.
29. Понятие коэффициента ценности теплоты (КЦТ) и изменения мощности (КИМ). Порядок расчета КИМ и КЦТ для тепловых схем турбоустановки.
30. Коэффициент теплофикации и его выбор.
31. Температурный график системы теплоснабжения и его выбор.

32. Теплофикационные установки на ТЭЦ, ГРЭС и АЭС
33. Выбор основного оборудования блочных КЭС и ТЭЦ.
34. Выбор питательных насосов на ТЭС. Схемы включения.
35. Выбор конденсатных, дренажных и циркуляционных насосов ТЭС. Схемы включения.
36. Выбор насосов теплофикационного комплекса ТЭЦ. Схемы включения.
37. Выбор теплообменного оборудования ТЭС. Схемы включения.
38. Баланс пара и воды на ТЭС.
39. Расход технической воды на ТЭС, виды систем технического водоснабжения.
40. Топливное хозяйство ТЭС: газовое и мазутное хозяйство ТЭС.
41. Газотурбинные установки (ГТУ). Область применения и классификация.
42. Основные схемы ГТУ, показатели эффективности ГТУ.
43. Теплофикационные ГТУ. Их особенности.
44. Парогазовые установки (ПГУ). Основное назначение.
45. Утилизационные ПГУ. ПГУ со сбросом газов газовой турбины в паровой котел и полузависимые ПГУ.
46. Теплофикационные ПГУ.
47. Компоновка главного корпуса ТЭС. Общая характеристика и основные требования.
48. Основные требования к выбору места площадки для сооружения ТЭС.
49. Генплан ТЭС, его особенности и характеристики.
50. Основное оборудование систем регенеративного подогрева воды.
51. Типы регенеративных подогревателей. Тепловые балансы.
52. Назначение охладителей перегретого пара, схемы их включения.
53. Схемы сброса дренажей из регенеративных подогревателей.
54. Деаэраторы питательной воды, схемы их включения.
55. Атмосферные деаэраторы и схемы их включения.
56. Вакуумные деаэраторы и схемы их включения.
57. Химический способ подготовки добавочной воды.
58. Термический способ подготовки добавочной воды.
59. Схемы включения испарителей в тепловую схему ТЭС.
60. Влияние режимных характеристик на КПД ГТУ.
61. Дожигание топлива в котле-утилизаторе.
62. Принципиальная схема двухконтурной АЭС.

Методические рекомендации по организации и выполнению самостоятельной работы студентов

При изучении дисциплины рекомендуется использовать следующие формы самостоятельной работы:

- решение индивидуальных задач;
- подготовка курсового проекта по индивидуальным заданиям, в том числе разноуровневым заданиям.