

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«УЛЬЯНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Е. В. ЦВЕТОВА

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛОТЫ

Практикум

Ульяновск
УлГТУ
2020

УДК 536.11(076)
ББК 31.31 я7
Ц27

Рецензент Руководитель направления по эксплуатации химического оборудования котлотурбинного цеха Ульяновской ТЭЦ-1 филиала Ульяновский ПАО «Т плюс» Генералов Д.А.

Рекомендовано научно-методической комиссией энергетического факультета в качестве практикума

Цветова, Екатерина Владимировна

Ц 27 Технология производства электроэнергии и теплоты : практикум/
Е.В. Цветова. – Ульяновск: УлГТУ, 2020. – 77 с.

Практикум содержит необходимые теоретические сведения, практические задания и лабораторные работы по дисциплине «Технология производства электроэнергии и теплоты» для студентов направления 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» профиль «Промышленная теплоэнергетика».

Работа подготовлена на кафедре «Тепловая и топливная энергетика».

УДК 536.11(076)
ББК 31.31 я7

© Цветова Е. В., 2020
© Оформление. УлГТУ, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1. Энергетика и типы электростанций	6
1.1 Энергетика России. Ее виды и альтернативные источники энергии	6
1.2 Трудности формирования энергетики в России	7
1.3 Технологические схемы отдельного и комбинированного производства электроэнергии и тепла	10
1.4 Классификация ТЭС	12
1.5 Показатели тепловой и общей экономичности ТЭС	14
2. Перегрев пара	20
2.1 Выбор начальных и конечных параметров пара перегрева пара	20
2.2 Схемы и параметры перегрева пара	24
3. Подготовка питательной воды	30
3.1 Регенеративный подогрев питательной воды	30
3.2 Деаэраторы, питательные и конденсатные насосы	31
4. Баланс пара и воды	36
4.1 Потери пара и конденсата и их восполнение	36
4.2 Отпуск пара и тепла внешним потребителям	39
4.3 Техническое водоснабжение	40
5. Методы выработки электрической и тепловой энергии	43
5.1 Электростанции с газотурбинными установками	43
5.2 Электростанции с парогазовыми установками	46
5.3 Электростанции с МГД-установками	48
6. Эксплуатация электростанций	48
6.1 Вопросы эксплуатации электростанций	48
7. Практические задания	51
7.1 Показатели режима работы электрических станций	51
7.2 Показатели, характеризующие экономичность ТЭС	54
7.3 Принципиальные тепловые схемы энергетических установок и методы их расчета	61

8. Лабораторные работы	68
Лабораторная работа №1	
Расчет цикла паротурбинной установки на сухом насыщенном паре	68
Лабораторная работа №2	
Расчет цикла паротурбинной установки на перегретом паре	71
Лабораторная работа №3	
Расчет цикла паротурбинной установки на перегретом паре с вторичным перегревом	73
Библиографический список	77

ВВЕДЕНИЕ

Изучение дисциплины «Технология производства электроэнергии и теплоты» позволяет развить необходимые профессиональные компетенции студентов – теплоэнергетиков.

Основополагающие задачи освоения дисциплины – ознакомление студентов с основными технологиями производства электрической энергии и теплоты, и применение этих знаний при решении практических задач.

Изучение дисциплины «Технология производства электроэнергии и теплоты» позволяет сформировать компетенцию:

- готовность к участию в работах по освоению и доводке технологических процессов.

В результате изучения дисциплины студент должен:

1) знать порядок в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажа, наладки и ввода в эксплуатацию оборудования, в том числе разработка и совершенствование нового оборудования и (или) технологических процессов;

2) понимать сущность проведения плановых испытаний и ремонтов технологических устройств, монтажных, пусконаладочных работ, в том числе при разработке и освоении нового оборудования и (или) технологических процессов;

3) иметь практический опыт в проведении плановых испытаний и ремонта технологического оборудования, монтаж, пуско-наладка и ввод в эксплуатацию оборудования, в том числе разработка нового оборудования и (или) технологических процессов.

Методическое пособие содержит теорию, а также лабораторные и практические работы, которые способствуют глубокому пониманию изучаемого материала и помогают в определении закономерностей и физических законов в памяти студентов, развивают логическое мышление у студентов, способность применять полученные знания для решения конкретных задач, которые имеют практическую и познавательную ценность.

1. ЭНЕРГЕТИКА И ТИПЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1.1 Энергетика России. Ее виды и альтернативные источники энергии

Энергетикой называют систему установок и устройств для преобразования первичных энергоресурсов в энергию, необходимую для народного хозяйства и населения.

Главным ресурсом выработки энергии служит органическое топливо (газ, уголь, мазут). Для организации рационального энергосбережения большое значение имеет *теплофикация* – это энергоснабжение на базе комбинированного производства электрической и тепловой энергии в одной установке.

Электростанция – установка, преобразующая природную энергию в электрическую.

Тип электростанции определяется видом природной энергии. Наибольшее распространение получили тепловые электростанции (ТЭС), где используется тепловая энергия, выделяющаяся при сжигании органического топлива. На долю ТЭС приходится в настоящее время около 60% всей вырабатываемой электроэнергии России (рис.1.1.1).

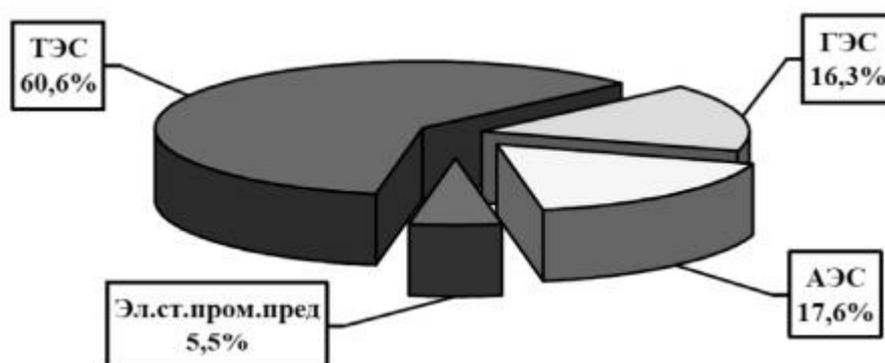


Рис. 1.1.1 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций

В пятидесятых годах XX века появились атомные электростанции (АЭС), использующие тепловую энергию, получающуюся при делении ядер урана.

ГЭС (гидроэлектростанция) используют энергию падения воды. Преимущества ГЭС – это материальный носитель (вода) не уничтожается.

В настоящее время работают установки с магнитной гидродинамическим генератором. На них электрическая энергия получается из высокотемпературного ионизированного потока газа (плазмы) в магнитном поле.

Местное значение имеют электростанции, использующие энергию приливов и отливов океанской воды (приливные электрические станции).

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) потребляют электрическую энергию в период малых нагрузок – ночью, и производят ее в период максимальных нагрузок – днем.

Сегодня теплоэнергетика основывается на органическом топливе, но его запасы ограничены и заставляют вести поиски альтернативных источников.

Альтернативные источники тепла:

- непосредственно солнечное излучение;
- энергия воздушных потоков;
- геотермальные источники;
- водород в топливных элементах.

Солнечное излучение.

Низкая плотность солнечного потока затрудняет преобразование его в электрическую энергию и делает установку дорогостоящей.

Энергия воздушных потоков.

Самым популярным нетрадиционным источником энергии считается ветер. Во многих странах применяют установки различных конструкций, но в основе всех трехлопастные ветряки с лопастями до 50 м и высотой установки до 100 м.

Геотермальные источники энергии.

Недостатком является низкий температурный потенциал.

Водород в топливных элементах.

Топливные элементы представляют собой элементарные химические устройства, преобразующие химическую энергию водорода в электрическую.

1.2 Трудности формирования энергетики в России

Рост индустриального общества основывается на растущем уровне производства и потребления разных видов энергии.

Производство тепловой и электрической энергии заключается в сжигании ископаемых энергетических ресурсов – угля, нефти, газа, а в атомной энергетике – деление ядер атомов урана и плутония при поглощении нейтронов.

На данный момент в истории человечества встает вопрос о нерациональном использовании энергетических ресурсов и полезных ископаемых. Природные ресурсы ограничены, а масштаб добычи и расходов данных ресурсов огромен.

Мировые запасы энергоресурсов оцениваются величиной $355 Q$, где Q – единица тепловой энергии, равная $Q=2,52 \cdot 10^{17}$ ккал = $36 \cdot 10^9$ тонн условного топлива /т.у.т./, т. е. топлива с калорийностью 7000 ккал/кг, так что запасы энергоресурсов составляют $12,8 \cdot 10^{12}$ т.у.т.

Из этого количества примерно $1/3$, т. е. $\sim 4,3 \cdot 10^{12}$ т.у.т. могут быть извлечены с использованием современных технологий при небольшой стоимости производства топлива. С другой стороны, потребности в энергоносителях составляют $1,1 \cdot 10^{10}$ т.у.т./год и растут со скоростью 3-4% в год, т. е. удваиваются каждые 20 лет.

Органические ископаемые ресурсы, с учетом возможного уменьшения темпа роста энергопотребления, будут в значительной мере израсходованы в следующем столетии.

Отметим, что при сжигании ископаемого угля и нефти с содержанием серы около 2,5% в год образуется до 400 млн т сернистого газа и окислов азота, т. е. около 70 кг вредных веществ на одного жителя Земли в год.

Использование ядерной энергии, развитие атомной энергетики устраняет остроту этой проблемы.

На самом деле, открытие деления тяжелых ядер во время захвата нейтронов добавило к запасам энергетического ископаемого топлива существенный вклад ядерного горючего. Запасы урана в земной коре оцениваются в 10^{14} тонн.

Но большая часть этого богатства рассеяна – в гранитах, базальтах. В водах Мирового океана количество урана достигает $4 \cdot 10^9$ тонн. Однако известно относительно небольшое количество богатых месторождений урана, в которых добыча будет экономически выгодной. Поэтому объем ресурсов урана, который можно добыть с помощью современных технологий и при умеренных ценах, оценивают в 10^8 тонн. Согласно текущим оценкам, годовая потребность в уране составляет 10^4 тонн природного урана.

Еще одной важной проблемой современного индустриального общества является сохранение природы, чистоты воды и воздушного бассейна.

Ученые обеспокоены «парниковым эффектом», создаваемым выбросом углекислого газа в результате сжигания органического топлива и связанного с этим глобального потепления на нашей планете. Да и проблемы загрязнения воздушного бассейна газами, «кислых» дождей и отравления рек приблизились к критическому пределу во многих областях страны.

Атомная энергетика является наиболее экономически выгодной, так как имеет небольшие выбросы в атмосферу, а также не использует кислород. Если атомная энергетика заменит обычную энергетiku, то будет исключена возможность возникновения «парника» с серьезными экологическими последствиями глобального потепления.

Атомная энергетика подтвердила свою экономическую эффективность практически во всех районах земного шара. Кроме того, даже при больших масштабах производства энергии на атомных станциях атомная энергетика не создаст особых транспортных проблем, поскольку требует незначительных транспортных расходов, что освобождает общество от бремени постоянной транспортировки огромных количеств ископаемого топлива. Но существует проблема переработки и уничтожения ядерных отходов.

Для решения проблемы развития энергетики разработана *Стратегия развития энергетики России до 2030 года*.

В ноябре 2009 года правительством Российской Федерации была утверждена стратегия развития России до 2030 года.

Цели:

- надежное энергоснабжение экономики и населения страны;
- сохранение целостности и развитие единой энергосистемы на Евроазиатском континенте;
- повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетического сектора на основе новых современных технологий;
- снижение вредного воздействия отрасли на окружающую среду.

Увеличение спроса на генерирующие мощности и модернизацию оборудования планируется получить следующим образом:

- Продление сроков эксплуатации действующих ГЭС, АЭС, ТЭС с заменой только основных узлов оборудования (приточные части, цилиндры, запорная арматура);
- достройка энергообъектов, которые находятся в высокой степени готовности;
- строительство новых объектов в энергодефицитных регионах;
- техническое перевооружение ТЭС, с заменой оборудования на аналогичное новые или с использованием передовых технологий.

Структура вводов мощностей будет определяться особенностями территориального размещения топливно-энергетических ресурсов (ТЭР):

- новые АЭС будут сооружаться в европейской части и частично на Урале;
- ГЭС в Сибири и Дальнем Востоке и Северном Кавказе;
- угольные ТЭС в Сибири и Дальнем Востоке и частично на Урале;
- на ТЭС, сжигающей газ, основным направлением будет замена паросиловых установок на парогазовые установки.

С целью экономии органического топлива разрабатываются отдельные программы развития гидроэнергетики. При разработке энергетической программы предусмотрены изменения структуры расхода топлива в сторону уменьшения доли газа и увлечения доли твердого топлива. При разработке стратегии учитывались экологические ограничения – необходимость соблюдения национальных природоохранных зон и требований международных соглашений в области охраны окружающей среды. *Энергосбережение* – это глобальная экономическая и социальная программа, предусматривающая комплекс мероприятий, направленных на ограничение или предотвращение потерь энергии.

1.3 Технологические схемы отдельного и комбинированного производства электроэнергии и тепла

Раздельное производство электроэнергии подразумевает собой применение КЭС (конденсационных электростанций), а для нужд теплоснабжения используются отдельные энергоустановки – котельные. При комбинированном производстве электроэнергии тепловая энергия вырабатывается совместно на ТЭЦ (теплоэлектроцентраль).

фильтры. Из дробильной установки топливо поступает в бункер сырого угля, откуда через питателей угля подается в пылеугольные мельницы (шахтные). Угольная пыль пневматически подается к горелкам вместе с первичным воздухом. Продукты сгорания топлива после выхода из топочной камеры парового котла последовательно проходят газоходы котельных установок, где пар перегревается в водяном экономайзере и отдает теплоту рабочему телу, а затем поступает в воздухоподогреватель. Дымовые газы отсасываются дымососами и отводятся через дымовую трубу в атмосферу. Негорючая часть топлива выпадает в виде шлака в топке, а значительная часть в виде мелких частиц уносится с дымовыми газами. Для защиты атмосферы от летучей золы перед дымососами устанавливаются золоуловители, которые защищают дымососы от абразивного износа. Шлаки и зола удаляются гидравлически с помощью насосов за пределы ТЭС на золоотвал. Воздух, необходимый для горения, подается в топочную камеру дутьевым вентилятором. Дымосос, дымовая труба, дутьевой вентилятор составляют тягодутьевую установку.

Все перечисленное, начиная от топливного хозяйства вплоть до дымовой трубы, включая топочную камеру котла, газоходы, образует основной технологический тракт – топливогазовоздушный. Вторым важным трактом – пароводяной. Он включает: пароводяную часть котла, турбину, конденсационную установку, конденсационный насос, системы технического водоснабжения с циркуляционными насосами, водоочистку, подогреватели высокого и низкого давления, питательные насосы и трубопроводы пара и воды.

На АЭС, так же как и на ТЭС, осуществляется процесс превращения энергии, содержащейся в рабочей среде, в электрическую. На АЭС масса расходуемого топлива невелика, в 1000 раз меньше и транспортировка его на любые расстояния, в отличие от твердого топлива.

1.4 Классификация ТЭС

Основные факторы, определяющие тип ТЭС на органическом топливе:

1. По виду вырабатываемой энергии:
 - электростанции конденсационного типа (КЭС), использующие паровые конденсационные турбины, отпускающие только электроэнергию;
 - теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), обеспечивающие потребителей электрической и тепловой энергией, горячей водой и паром.

2. По характеру потребителя тепла:

- промышленного типа, предназначенные для покрытия технологических нужд предприятий, предоставляющих пар для производства;
- отопительного типа, отпускаемое тепло используется для отопления и бытовых нужд, вентиляции, обеспечения горячей водой;
- промышленно-отопительного типа, с отпуском горячей воды и пара на технологические и отопительные нужды.

На КЭС, предназначенных для выработки электроэнергии, устанавливаются турбины, в конденсаторах которых создается глубокий вакуум. Суть данного мероприятия заключается в зависимости конечного давления пара от выработки электрической энергии: чем меньше выходное давление пара, тем больше производится электроэнергии.

3. По виду используемого топлива:

- газообразное;
- жидкое;
- твердое.

4. По типу основных видов турбин для привода:

- паровые;
- газовые;
- парогазовые.

5. По начальным параметрам пара:

- сверхкритические > 22 МПа;
- докритические < 15-16 МПа.

При мощности турбины от 150 до 200 МВт применяют докритические параметры (13 МПа), при мощности турбины 200 – 300 МВт применяются сверхкритические параметры (24 МПа).

6. По типу парогенераторов:

- с естественной циркуляцией;
- с принудительной циркуляцией.

При докритических параметрах в основном применяется генератор с естественной циркуляцией типа Е или прямоточный типа П, при критических параметрах используются только прямоточные.

7. По типу основной технологической схемы:

- блочные;
- с поперечными связями.

Современные ТЭС, применяющие промышленный перегрев пара, выполняют блочного типа до 150 МВт и выше. При блочной структуре ТЭС каждая турбина питается паром только от относящегося к ней парогенератора. Блочная ТЭС дешевле, потому что упрощенная схема уменьшает количество арматуры.

8. По мощности ТЭС:

- большая > 1000 МВт;
- средняя 100-1000 МВт;
- малая < 100 МВт.

9. По степени загрузки использования электрической мощности:

- базовые, с использованием годовой установленной мощности 6000 – 7500 часов;
- полубазовые, с использованием часовой установленной мощности 4000 – 6000 часов;
- полупиковые 2000 – 4000 часов;
- пиковые до 2000.

Электростанции с более современными энергетическими показателями загружают первыми.

В настоящее время создаются полупиковые агрегаты и энергоблоки с упрощенной схемой, с повышенной маневренностью, мощностью 500 МВт, давлением 13 МПа и температура 540 °С. В качестве пиковых агрегатов созданы газотурбинные установки мощностью 100 – 200 МВт.

Приведенная классификация не является исчерпывающей для ТЭС, имеется ряд дополнительных данных:

- система технологического водоснабжения;
- способы подготовки топлива;
- схема отпуска тепла внешнему потребителю;
- способ подготовки добавочной трубы;
- системы очистки дымовых газов.

1.5 Показатели тепловой и общей экономичности ТЭС

Тепловая экономичность КЭС характеризуется следующими показателями:

- КПД;
- удельный расход теплоты;
- удельный расход топлива.

В основе цикла паротурбинной установки лежит цикл Ренкина (рис. 1.5.1)

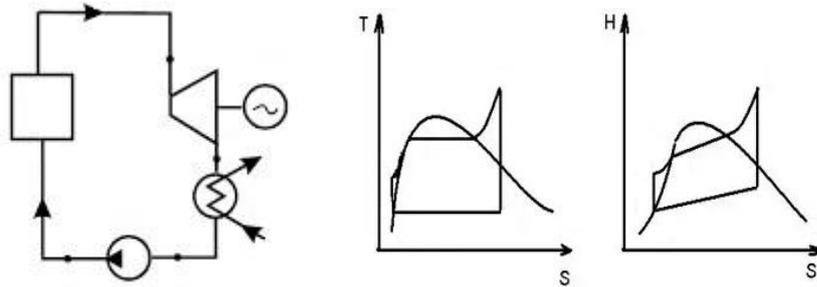


Рис. 1.5.1 Цикл Ренкина в паротурбинной установке

Термический КПД:

$$\eta_t = \frac{q_0 - q_k}{q_0}, \quad (1.5.1)$$

где q_0 – количество теплоты, подведенной к 1 кг в котельном агрегате; q_k – количество теплоты, отведенной в конденсатор.

Для простейшей установки по циклу Ренкина:

$$\eta_t = \frac{(h_0 - h_{ПВ}) - (h_{ПА} - h_k)}{h_0 - h_{ПА}}; \quad (1.5.2)$$

$$\eta_t = \frac{(h_0 - h_{ПА})' - (h_{ПВ} - h_k)}{h_0 - h_{ПА}}; \quad (1.5.3)$$

$$h_0 - h_{ПА} = H_a; \quad (1.5.4)$$

$$h_{ПВ} - h_k = H_{ан}, \quad (1.5.5)$$

где h_k – энтальпия воды на выходе из конденсатора; $h_{ПВ}$ – энтальпия воды после питательного насоса; h_0 – энтальпия пара перед турбиной; $h_{ПА}$ – энтальпия пара на входе в конденсатор; H_a – располагаемый перепад энтальпий; $H_{ан}$ – затраты энергии в насосе.

Таким образом, термический КПД может быть определен:

$$\eta_t = \frac{H_a - H_{ан}}{q_0}. \quad (1.5.6)$$

С помощью η_t оценивают КПД идеального цикла, когда используется весь располагаемый перепад. В реальных условиях из-за потерь энергии в проточной части турбины, во входных и регулирующих устройствах, из-за протечек пара через уплотнение используется часть этого перепада H_i .

Отношение использованного перепада H_i к располагаемому перепаду H_a или отношения внутренней работы 1 кг пара в турбине L_i к располагаемому работе L_a , характеризующие совершенство проточной

части турбины, входных и регулирующих устройств, называют *внутренним относительным КПД турбины* η_{oi} :

$$\eta_{oi} = \frac{H_i}{H_a} = \frac{L_i}{L_a}. \quad (1.5.7)$$

Доля теплоты, превращенная в работу в реальной установке характеризуется внутренним абсолютным КПД η_i без учета энергии, затраченной на привод насоса:

$$\eta_i = \frac{L_i}{q_0}. \quad (1.5.8)$$

Выработанная энергия в реальной установке:

$$L_{\text{э}} = q_0 \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_t \cdot \eta_m \cdot \eta_{\text{Г}}, \quad (1.5.9)$$

где η_m – КПД механической части турбины; $\eta_{\text{Г}}$ – КПД генератора.

Общий КПД электростанции $\eta_{\text{СТ}}$:

$$\eta_{\text{СТ}} = \eta_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ку}}, \quad (1.5.10)$$

где $\eta_{\text{э}}$ – абсолютный электрический КПД установки;

$\eta_{\text{тр}}$ – учитывает потери тепла в трубопроводе $\eta_{\text{тр}} = 0,97 - 0,98$;

$\eta_{\text{ку}}$ – учитывает потери в котельном агрегате $\eta_{\text{ку}} = 0,9 - 0,92$.

Абсолютный электрический КПД конденсационной установки:

$$\eta_{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_0}, \quad (1.5.11)$$

где Q_0 – количество теплоты, подведенной с паром к турбогенератору в единицу времени; $N_{\text{э}}$ – электрическая мощность установки.

КПД станции брутто:

$$\eta_{\text{СТ}}^{\text{бр}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{СТ}}}, \quad (1.5.12)$$

где $Q_{\text{СТ}}$ – количество теплоты, подведенной к турбогенератору с учетом всех потерь от котла до турбогенератора:

$$Q_{\text{СТ}} = \frac{Q_0}{\eta_{\text{пот}}}, \quad (1.5.13)$$

где $\eta_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий все потери от котла до турбины:

$$\eta_{\text{пот}} = \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{ку}}, \quad (1.5.14)$$

$$\eta_{\text{СТ}}^{\text{бр}} = \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ку}} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_t \cdot \eta_{\text{эм}} \cdot \eta_{\text{Г}}. \quad (1.5.15)$$

КПД нетто станции $\eta_{\text{СТ}}^{\text{н}}$ определяется с учётом затрат энергии на собственные нужды:

$$\eta_{\text{СТ}}^{\text{н}} = \frac{N_{\text{э}} - N_{\text{СН}}}{Q_{\text{СТ}}}, \quad (1.5.16)$$

$$\eta_{\text{СТ}}^{\text{н}} = \eta_{\text{СТ}} \cdot \eta_{\text{СН}}, \quad (1.5.17)$$

где $\eta_{сн}$ – КПД собственных нужд станции:

$$\eta_{сн} = \frac{N_{э}^H}{N_{э}}. \quad (1.5.18)$$

Удельный расход теплоты на электрическую установку:

$$q_{э} = \frac{3600 \cdot Q_0}{N_{э}}, \text{ кДж/(кВт}\cdot\text{ч)}. \quad (1.5.19)$$

Если $\eta_{э} = \frac{N_{э}}{Q_0}$, то

$$q_{э} = \frac{3600}{\eta_{э}}. \quad (1.5.20)$$

Удельный расход теплоты на электрическую станцию:

$$q_{ст} = \frac{3600 \cdot Q_{ст}}{N_{э}}, \quad (1.5.21)$$

Если $\eta_{ст} = \frac{N_{э}}{Q_{ст}}$, то:

$$q_{ст} = \frac{3600}{\eta_{ст}}. \quad (1.5.22)$$

Определение удельного расхода топлива на электрическую станцию:

$$B \cdot Q_H^p = \frac{3600 \cdot N_{э}}{\eta_{ст}}, \quad (1.5.23)$$

где B – общий часовой расход топлива; Q_H^p – низшая удельная теплота сгорания топлива.

Тогда удельный расход топлива

$$b = \frac{B}{N_{э}} = \frac{3600}{Q_H^p \cdot \eta_{ст}}. \quad (1.5.24)$$

Удельный расход условного топлива b_y :

$$b_y = \frac{3600}{29300 \cdot \eta_{ст}} = \frac{0,123}{\eta_{ст}}. \quad (1.5.25)$$

Определение расхода пара D_0 на конденсационную установку.

Определяем из энергетического баланса:

$$D_0 \cdot (h_0 - h_{ПА}) \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм} \cdot \eta_{г} = N_{э}, \quad (1.5.26)$$

$$D_0 = \frac{N_{э}}{(h_0 - h_{ПА}) \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{м} \cdot \eta_{г}} = \frac{N_{э}}{(h_0 - h_{ПК}) \cdot \eta_{м} \cdot \eta_{г}} = \frac{N_{э}}{H_a \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{м} \cdot \eta_{г}} = \frac{N_{э}}{H_i \cdot \eta_{м} \cdot \eta_{г}}. \quad (1.5.27)$$

Удельный расход пара d_0 :

$$d_0 = \frac{D_0 \cdot 10^3}{N_{э}} = \frac{10^3}{H_a \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{м} \cdot \eta_{г}} = \frac{10^3}{H_i \cdot \eta_{м} \cdot \eta_{г}}, (\text{г/кДж}). \quad (1.5.28)$$

$$d_0 = \frac{3600}{H_i \cdot \eta_{м} \cdot \eta_{г}}, (\text{кг/(кВт}\cdot\text{ч)}), \quad (1.5.29)$$

$$1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 3,6 \cdot 10^3 \text{ кДж}.$$

Показатели ТЭЦ:

КПД, расход топлива и расход пара.

На ТЭЦ подведенная к рабочей среде теплота представляет не только энергию, необходимую для выработки электрической энергии, но и теплоту, отдаваемую потребителю. Поэтому тепловая экономичность ТЭЦ характеризуется показателями по производству электроэнергии и теплоты.

Для определения этих показателей необходимо общий расход теплоты на установку разделить на доли, затрачиваемые на производство этих видов энергии. Обычно по методике на долю теплового потребителя относят отпускаемую ему теплоту с учетом потерь на транспортировку, а на долю электропотребителя – всю остальную теплоту.

Электрический КПД по производству электрической энергии:

$$\eta_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{бр}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_0 - \frac{Q_{\text{ТП}}}{\eta_{\text{ТП}}}}, \quad (1.5.30)$$

где $Q_{\text{ТП}}$ – количество отведенной теплоты потребителю с отработавшим паром; $\eta_{\text{ТП}}$ – учитывает потери теплоты в теплообменных аппаратах от турбины до потребителя.

КПД ТЭЦ брутто по выработке электрической энергии:

$$\eta_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{бр}} = \frac{\text{Э}_{\text{выр}}}{V_{\text{э}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{р}}}, \quad (1.5.31)$$

где $V_{\text{э}}$ – расход топлива на выработку электрической энергии; $\text{Э}_{\text{выр}}$ – количество выработанной электрической энергии.

КПД ТЭЦ нетто по отпуску электрической энергии $\eta_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{н}}$:

$$\eta_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{н}} = \frac{\text{Э}_{\text{отп}}}{(V_{\text{э}} - V_{\text{сн}}) \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{р}}}, \quad (1.5.32)$$

где $V_{\text{сн}}$ – расход топлива на выработку электрической энергии на собственные нужды.

КПД ТЭЦ брутто по выработке теплоты:

$$\eta_{Q.\text{ТЭЦ}}^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{V_Q \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{р}}}, \quad (1.5.33)$$

где $Q_{\text{отп}}$ – количество теплоты, отпускаемое потребителю; V_Q – расход топлива на отпущенное тепло.

КПД ТЭЦ нетто по отпуску тепла $\eta_{Q.\text{ТЭЦ}}^{\text{н}}$:

$$\eta_{Q.\text{ТЭЦ}}^{\text{н}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{(V_Q + V_{\text{сн}}) \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{р}}}. \quad (1.5.34)$$

Удельный расход условного топлива на ТЭЦ на выработку 1 МДж электрической энергии $b_{\text{Э.ТЭЦ}}^y$:

$$b_{\text{Э.ТЭЦ}}^y = \frac{V_{\text{э}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{р}}}{29,3 \cdot \text{Э}_{\text{выр}}} = \frac{0,0342}{\eta_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{бр}}}. \quad (1.5.35)$$

Удельный расход условного топлива на ТЭЦ на выработку 1 МДж теплоты $b_{Q.ТЭЦ}^y$:

$$b_{Q.ТЭЦ}^y = \frac{B_Q \cdot Q_H^p}{29,3 \cdot Q_{отп}} = \frac{0,0342}{\eta_{Q.ТЭЦ}^{6p}}. \quad (1.5.36)$$

Удельный расход условного топлива на ТЭЦ на выработку 1 кВт·ч электрической энергии $b_{Э.ТЭЦ}^y$:

$$b_{Э.ТЭЦ}^y = \frac{3600 \cdot B_{Э} \cdot Q_H^p}{29300 \cdot Э_{выр}} = \frac{0,123}{\eta_{Э.ТЭЦ}^{6p}}. \quad (1.5.37)$$

Расход топлива на выработку отпущенной теплоты B_Q :

$$B_Q = \frac{Q_{отп}}{Q_H^p \cdot \eta_{ку}}. \quad (1.5.38)$$

Общий расход топлива на ТЭЦ $B_{ТЭЦ}$:

$$B_{ТЭЦ} = B_{Э} + B_Q. \quad (1.5.39)$$

Общее уравнение теплового баланса теплофикационной установки:

$$Q_{ТЭЦ} = 3600N_i + \frac{Q_{отп}}{\eta_{тп}} + Q_k. \quad (1.5.40)$$

КПД ТЭЦ всегда выше, чем КПД КЭС.

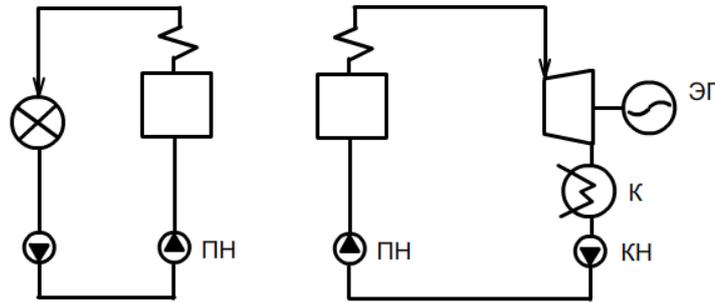


Рис. 1.5.2 Схема раздельной установки: К – конденсатор, КН – конденсатный насос, ПН – питательный насос, ЭГ – электрогенератор

Сравнение двух различных энергоустановок (рис. 1.5.2) можно производить при равном отпуске каждой из них электрической и тепловой энергии.

Расход пара на теплофикационную установку D_0 :

$$D_0 = D_{к0} + y_T D_{тп}, \quad (1.5.41)$$

где $D_{к0}$ – расход пара на конденсационную установку;

y_T – коэффициент недовыработки электрической энергии; $D_{тп}$ – расход пара на выработку тепловой энергии.

Расход пара на раздельную установку D_{py} :

$$D_{py} = D_{к0} + D_{тп}. \quad (1.5.42)$$

То есть превышение расхода пара на отдельной установке по сравнению с ТЭЦ ΔD :

$$\Delta D = D_{py} - D_0 = (1 - y_T)D_{тп}. \quad (1.5.43)$$

Коэффициент недовыработки электрической энергии y_T определяется:

$$y_T = \frac{D_0 - D_{к0}}{D_{тп}}. \quad (1.5.44)$$

Таким образом, уменьшение общего расхода пара на ТЭЦ по сравнению с раздельной установкой равно уменьшению пропуска пара в конденсатор турбоустановки.

Контрольные вопросы:

1. Что такое энергетика?
2. Что такое теплофикация?
3. Типы электростанций, их экологичность .
4. Альтернативные источники энергии, масштаб их использования.
5. Основные проблемы развития энергетики и пути их решения.
6. Пояснить принципиальную технологическую схему электростанции.
7. Дать классификацию ТЭС.
8. Какими показателями характеризуется тепловая экономичность конденсационной электростанции?

2. ПЕРЕГРЕВ ПАРА

2.1 Выбор начальных и конечных параметров перегрева пара

Начальные параметры пара характеризуются температурой и его давлением перед турбиной, а конечные соответствуют им на выходе из котла. При повышении начальных параметров пара повышается экономичность электростанций. Температура перегретого пара может изменяться при постоянном давлении. Зависимость термического КПД цикла Ренкина от температуры можно проследить по рис. 2.1.1. Из него видно, что с ростом температуры при постоянном давлении термический КПД растет. Исключение составляет насыщенный пар при параметрах: давление 16, 5 МПа и температура 350 °С.

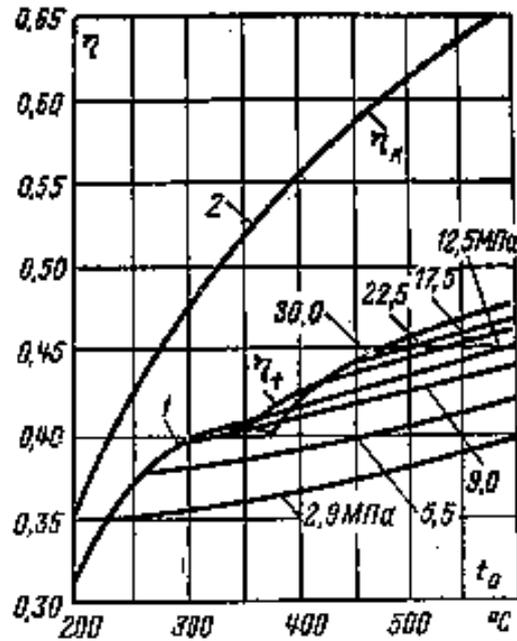


Рис. 2.1.1 Зависимость термического КПД цикла Ренкина от температуры

Повышение начальной температуры приводит к уменьшению влажности на выходе из турбины, вследствие чего снижаются потери в проточной части турбины и улучшаются условия работы рабочих лопаток турбины. Содержание в паровом потоке влаги вызывает коррозионный износ лопаток. Для предотвращения износа и обеспечения нормального срока службы проточной части (10 лет) влажность пара должна быть не выше 14%. Покидающий турбину пар не должен быть перегретым, так как если в конденсатор поступает перегретый пар, то потери теплоты в нем увеличиваются, а полезная работа уменьшается. Повышение начальной температуры пара ограничивается прочностными и технологическими свойствами металла. Так как при температуре 450 °С возможно применение углеродистой стали, при температуре 550 °С – слаболегированной.

Термодинамически наиболее выгодно одновременное повышение температуры и давления пара.

Зависимость адиабатического перепада энтальпии от начального давления представлена на рис. 2.1.2.

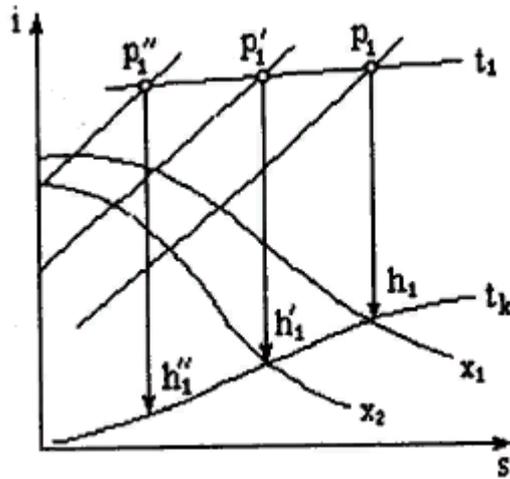


Рис. 2.1.2 Зависимость адиабатического перепада энтальпии от начального давления

Повышение начального давления при данной температуре позволяет повысить экономические показатели. Увеличение плотности пара с повышением давления позволяет увеличить его массовый расход и совершаемую работу этим паром в проточной части турбины, размеры которой ограничиваются конструктивными размерами. Влияние начального давления на термический КПД неоднозначно, первоначально с ростом давления перепад H_0 увеличивается, а затем после определенного значения начинает уменьшаться.

$$\eta_t = \frac{1}{1 - \frac{q_{ка}}{H_0}} \quad (2.1.1)$$

Термический КПД растет с ростом давления, потому что потери теплоты в конденсаторе снижаются. В дальнейшем с увеличением начального давления p_0 , когда адиабатический перепад H_0 начинает уменьшаться, изменение термического КПД η_t будет зависеть от отношения $\frac{q_{ка}}{H_0}$. То есть при изменении начального давления при постоянной температуре наибольшее значение η_t будет тогда, когда относительное уменьшение теплоперепада становится равным относительному уменьшению потерь в конденсаторе. Однако с увеличением начального давления конечная влажность возрастает. Поэтому другим фактором, ограничивающим начальное давление при выработанной температуре, является допустимая влажность, которая не может быть выше 14%. Так как с увеличением температуры влажность уменьшается, а с повышением давления влажность увеличивается, тогда

необходимо применение совместного изменения этих величин, при которых важность будет оставаться одной и той же – сопряженные параметры. Рабочий процесс пара в турбине при различных сопряженных начальных параметрах пара изображен на рис. 2.1.3.

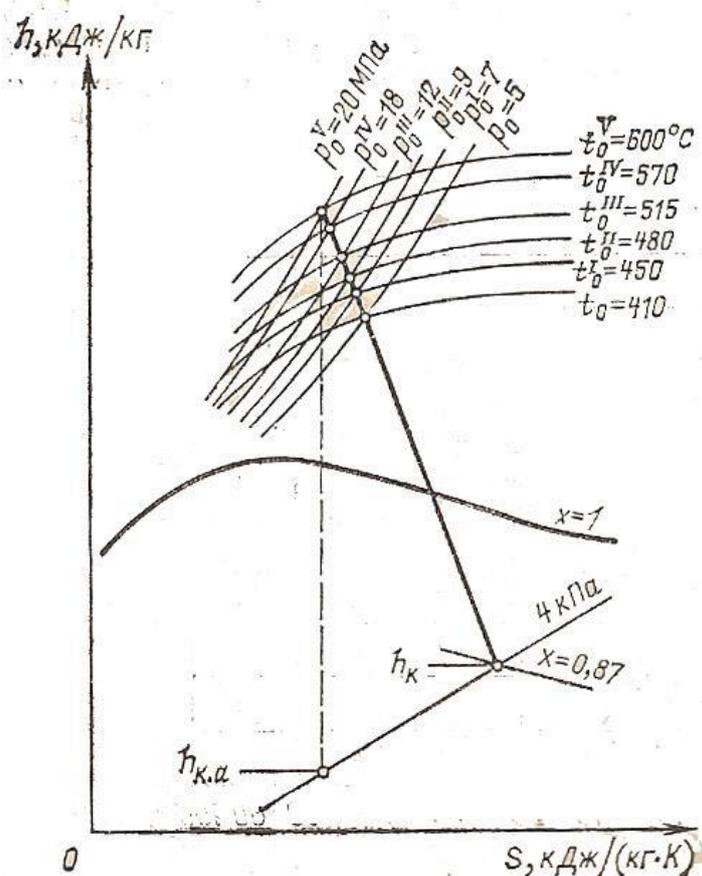


Рис. 2.1.3 Рабочий процесс пара в турбине при различных сопряженных начальных параметрах пара

Парные значения начальной температуры и давления, соответствующие заданной конечной влажности, называются сопряженными параметрами.

Таким образом, сопряженные начальные параметры пара находятся в $h-s$ диаграмме на одной общей линии рабочего процесса пара в турбине, приводящие к заданной конечной влажности.

Определение оптимального давления конденсационных турбин представляет собой технико-экономическую задачу, требующую решения следующих задач:

1. характеристик части низкого давления турбин и конденсаторов;

2. потерь энергии с выходной скоростью на последней ступени;
3. затрат энергии на перекачку охлаждающей воды и др.

Выбор оптимального давления в конденсаторе зависит от климатических факторов (от температуры охлаждающей воды, температуры и влажности воздуха в системах).

2.2 Схемы и параметры перегрева пара

На современных электростанциях на органическом топливе применяют как правило газовый промежуточный перегрев. При этом можно получить высокую температуру пара, близкую к начальной и выбрать оптимальное давление промежуточного перегрева. Обычно промежуточный перегреватель размещают в конвективной шахте котла, в области высоких температур дымовых газов (600 – 700 °С). Размещённый в этой зоне промежуточный перегреватель не требует специального охлаждения во время пуска и останова. Температуру промежуточного перегрева обычно выбирают равной начальной температуре свежего пара. В процессе расширения пара в турбине его параметры понижаются. Исторически повышение начальных параметров происходило по линии сопряженных параметров, пока не получил распространение метод промежуточного перегрева пара.

Промежуточный перегрев понижает конечную влажность до 14%. Первоначально для этого и применялся промежуточный перегрев. В настоящее время основное назначение промежуточного перегрева – это повышение тепловой экономичности установки.

Промежуточный перегрев повышает экономичность цикла на 6 – 8%, если двойной промежуточный перегрев, то на 1,5– 2%.

Температуру после промежуточного перегрева обычно выбирают близкой к начальной, давление, при котором пар отводится в промежуточный перегреватель, выбирают на основе анализа цикла и схемы установки. Простейшая паротурбинная установка с одноступенчатым промежуточным перегревом пара представлена на рис. 2.2.1.

Термический КПД возрастает, если в начале процесса адиабатного расширения температура пара восстанавливается до первоначальной, то есть первоначально к циклу Ренкина добавляется цикл Карно.

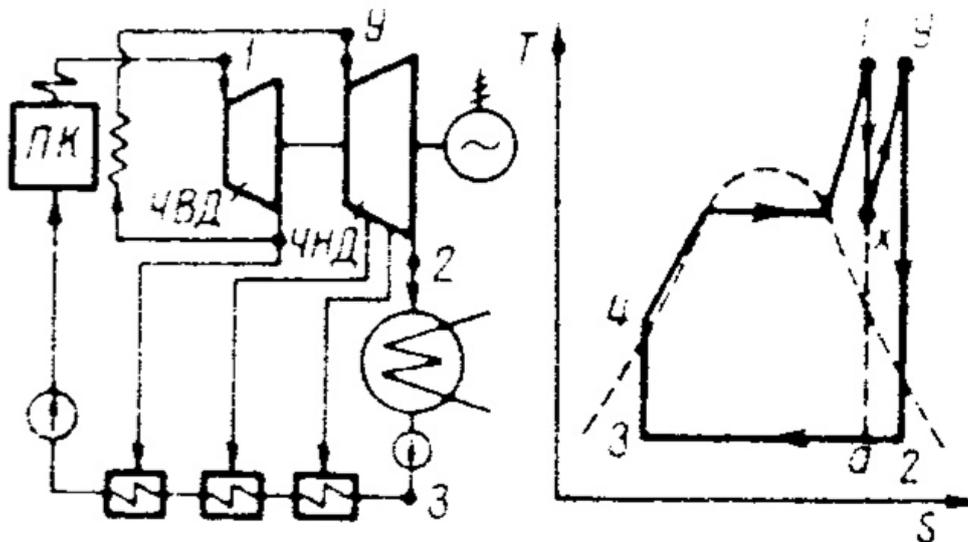


Рис. 2.2.1 Схема простейшей паротурбинной установки с одноступенчатым промежуточным перегревом пара и теоретический цикл с одноступенчатым промежуточным перегревом пара.

По данной схеме перегретый пар из котла поступает в часть высокого давления (ЧВД) установки, где он срабатывает до состояния соответствующей точки x T - S -диаграммы. После чего возвращается в промежуточный пароперегреватель для вторичного перегрева, соответствующий точки y , а затем пар поступает в часть низкого давления (ЧНД), где происходит адиабатическое расширение до состояния в точке 2. Если допустить, что при введении промежуточного перегрева начальные параметры пара соответствуют точке 1, являются прежними, то его применение сместит точку конечного состояния пара вправо, на величину отрезка a -2. В этом случае к основному циклу 341а, без промежуточного перегрева, дополнительно добавится цикл $xy2a$, с промежуточным перегревом.

Пришли к выводу, что цикл с промежуточным перегревом сложный, состоит из исходного цикла с подводом теплоты q_0 , совершаемой работы l_0 , и термического КПД η_0 и дополнительного цикла, соответствующего промежуточному перегреву с подводом теплоты q_Δ , дополнительной совершаемой работы l_Δ , дополнительного термического КПД η_Δ , тогда выражение КПД сложного цикла с промежуточным перегревом $\eta_{пп}$ выглядит так:

$$\eta_{пп} = \frac{l_0 + l_\Delta}{q_0 + q_\Delta}. \quad (2.2.1)$$

Введем энергетический коэффициент A_{Δ} :

$$A_{\Delta} = \frac{l_{\Delta}}{l_0}. \quad (2.2.2)$$

Тогда КПД сложного цикла с промежуточным перегревом $\eta_{\text{пп}}$ запишем:

$$\eta_{\text{пп}} = \eta_0 \frac{1+A_{\Delta}}{1+A_{\Delta}(\eta_0/\eta_{\Delta})}. \quad (2.2.3)$$

КПД сложного цикла с промежуточным перегревом $\eta_{\text{пп}}$ может быть ниже, выше, равен КПД основного цикла.

При одноступенчатом перегреве пара рекомендовано оптимальное соотношение давления пара промежуточного перегрева $p_{\text{пп}}=(0,15\div 0,2)p_0$ и свежего пара. На оптимальное значение давления промежуточного перегрева влияет температура свежего пара и пара после промежуточного перегрева. Оптимальное $p_{\text{пп}}$ выбирают на основе технико-экономического расчета.

Схемы промежуточного перегрева пара

Известны 3 схемы перегрева:

- 1) газовый;
- 2) паровой;
- 3) с помощью промежуточного теплоносителя.

Схема газового промежуточного перегрева представлена на рис. 2.2.2.

Газовый промежуточный перегрев осуществляется в промежуточном пароперегревателе, монтируемом в конвективной шахте котла, где греющей средой являются дымовые газы.

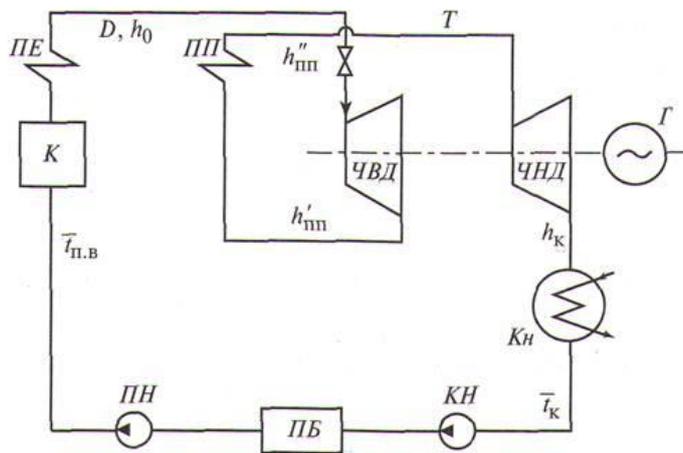


Рис. 2.2.2 Схема установки с газовым промежуточным перегревом: К – котел, ПЕ – пароперегреватель, ПП – промежуточный пароперегреватель, ЧВД – часть высокого давления турбины, ЧНД – часть низкого давления турбины, Г – генератор,

Кн – конденсатор, КН– конденсатный насос, ПБ– питательный бак, ПН– питательный насос

Достоинства:

- отсутствует ограничение по температуре промежуточного перегревателя, находящегося в шахте котла, следовательно, высокая экономичность;
- благодаря высокой температуре промежуточного перегрева достигается повышение экономичности на 6–8% с уменьшением конечной влажности до 14%.

Недостатки:

- большая длина паропровода промежуточного перегрева;
- большие потери давления (до 10% от $p_{\text{шт}}$);
- усложняется схема регулирования котельной установки из-за необходимости дополнительного регулирования температуры после промежуточного перегревателя.

Схема парового промежуточного перегрева представлена на рис. 2.2.3.

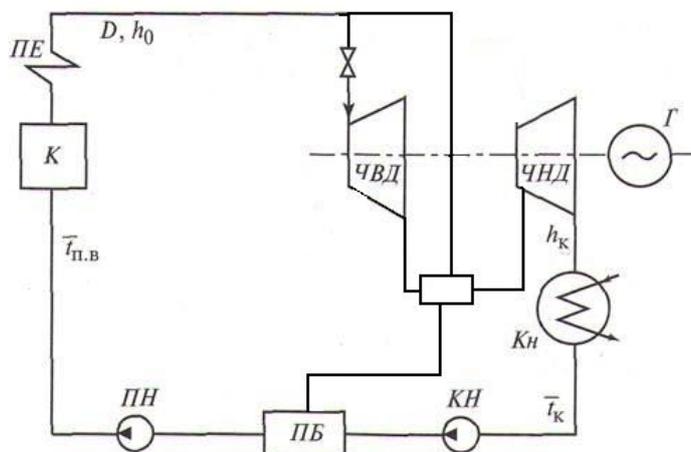


Рис. 2.2.3 Схема парового промежуточного перегрева пара: К – котел, ПЕ – пароперегреватель, ЧВД – часть высокого давления турбины, ЧНД – часть низкого давления турбины, Г – генератор, Кн – конденсатор, КН – конденсатный насос, ПБ – питательный бак, ПН – питательный насос

Паровой промежуточный перегрев осуществляется в пароперегревателе, который устанавливается около турбогенератора. Греющей средой служит острый пар или пар из отборов турбин. Длина паропровода резко сокращается. Коэффициент теплопередачи в паровом теплообменнике относительно высок, поэтому теплообменники

теплообменники, перекачивающие насосы и схему трубопроводов с арматурой. Повышение КПД этой установки зависит от температуры нагретого теплоносителя. Высоких температур можно достичь, используя жидкие металлы в качестве теплоносителя: ртуть, натрий, калий. Они не удовлетворяют требованиям надежности и безопасности. Применение двух теплообменников удорожает установки, поэтому распространение не получили. Применяются на АЭС.

Применение на ТЭЦ промежуточного перегрева пара

Для теплофикационных турбин докритического давления конечная влажность пара не имеет ограничений в промежуточном перегреве. Главный поток пара, который имеет незначительный перегрев, отбирается для внешних потребителей тепла. Конденсационный поток имеет влажность до 14% и малый КПД на последних ступенях турбины. Промежуточный перегрев пара на ТЭЦ используется для поддержания конечной влажности пара при сверхкритическом давлении (23,5 МПа) и категорически не применяется для докритического начального давления на ТЭЦ. Тепловая экономичность от применения промежуточного перегрева на ТЭЦ небольшая и составляет до 4%.

Контрольные вопросы:

1. Что понимают под начальными параметрами пара?
2. Каким способом выбираются начальные и конечные параметры перегрева пара?
3. Что называют сопряженными параметрами?
4. Какова основная задача промежуточного перегрева?
5. Какие существуют схемы промежуточного перегрева пара?
6. Достоинства и недостатки парового промежуточного перегрева пара.
7. Достоинства и недостатки промежуточного перегрева пара с помощью промежуточного теплоносителя.
8. Особенности промежуточного перегрева пара на теплоэлектростанциях.

3. ПОДГОТОВКА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

3.1 Регенеративный подогрев питательной воды

На паротурбинных установках регенеративный нагрев питательной воды осуществляется паром, взятым с нескольких промежуточных ступеней турбины, до которых он совершил определенную работу при расширении от давления p_0 до давления отбора $p_{отб}$. Такой нагрев требует небольшого количества тепла и может быть рассмотрен как потребление тепла в комбинированном цикле. Также мы получаем значительный рост рентабельности, пропорциональный мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении. Необходимо принять во внимание, что потери тепла при охлаждении воды в конденсаторе турбины пропорциональны количеству пара в турбине, поступающего в конденсатор. Главным фактором экономичности является снижение расхода пара в конденсатор (до 40%) и его промежуточный отбор с турбины.

В регенеративных подогревателях тепловой схемы ЭС конденсат сначала нагревают от работы пара в подогревателях низкого давления (ПНД) с температуры насыщения $t_{к1}$, определяемой давлением в конденсаторе p_k , до температуры насыщения, определяемой давлением в деаэраторе p_d , а затем нагревают питательную воду до $t_{пв}$ в подогревателях высокого давления (ПВД). Количество тепла для регенерации зависит от разности температур $t_{пв}-t_{к1}$ и не зависит от числа отборов пара в турбине. Следовательно, регенеративный цикл по сравнению с обычным циклом имеет более высокую среднюю температуру подводимого тепла при той же температуре отвода и поэтому имеет более высокий тепловой КПД. Однако его электрическая мощность зависит от количества отборов и распределения уровней нагрева в подогревателях. Максимальная мощность соответствует бесконечному количеству отборов, а минимальная – одному. На практике используется ограниченное количество подогревателей (не более 9), поскольку увеличение количества числа ступеней приводит к удорожанию регенеративной установки. Поскольку подогрев воды в регенеративной системе до температуры насыщения t_{01} , соответствующей давлению p_0 , приводит к увеличению потерь теплоты с уходящими из котла дымовыми газами, то выбирают значения $t_{пв}=(0,65\dots 0,75)t_{01}$.

В случае одноступенчатого регенеративного нагрева питательной воды наименее экономичный эффект регенерации наблюдается при очень высоком или очень низком давлении отбираемого пара, близком к

давлению свежего пара, а наибольший – при определенном промежуточном давлении.

На рис. 3.1.1 изображена схема турбинной установки с одной ступенью регенеративного подогрева питательной воды.

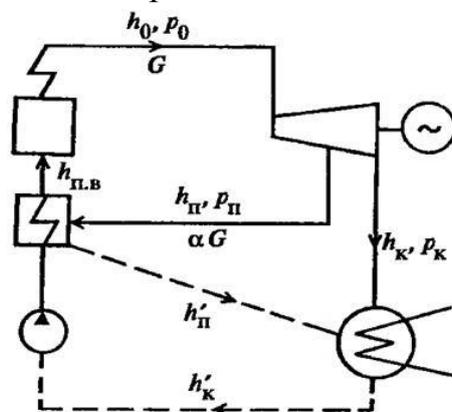


Рис. 3.1.1 Принципиальная схема турбинной установки с одной ступенью регенеративного подогрева питательной воды

Питательная вода прокачивается насосом через систему трубопроводов нагревателя, которая нагревается снаружи паром, удаляемым из турбины. В этом случае температура питательной воды на выходе из подогревателя несколько ниже, чем температура насыщения греющего пара. Разница в температуре, называемая недогревом, составляет от 1,5 до 6 °С.

В дополнение с поверхностными подогревателями при низком давлении отбираемого пара применяют смешивающие подогреватели, в которых греющий пар смешивается с питательной водой и тем самым отсутствует недогрев.

3.2 Деаэраторы, питательные и конденсатные насосы

Из питательной воды котлов и парогенераторов, подпиточной воды отопительных систем и воды, которая потребляется испарителями и преобразователями пара, удаление растворенных газов происходит за счет деаэрации.

Газы поступают в пароводяной контур из-за подсосов воздуха в корпус конденсатора. Также газы могут проникнуть и с добавочной водой, это зависит от используемого метода очистки воды.

Классификация деаэраторов зависит от рабочего давления, способа подачи греющего пара и от способа дробления воды.

В первом случае деаэраторы подразделяются на:

- деаэраторы высокого давления (ДВД), которые удаляют газы из питательной воды парогенераторов при начальном давлении пара от 10 МПа, рабочее давление которых 0,6 – 0,7 МПа;
- атмосферные деаэраторы, которые очищают добавочную воду, питательную воду испарителей и подпиточную воду теплосетей, при рабочем давлении 0,10 – 0,11 МПа;
- деаэраторы низкого давления (ДНД), или вакуумные деаэраторы, которые используются для подпитки теплосети (ДПТС) и на химводоподготовке, при рабочем давлении ниже атмосферного.

По способу подачи греющего пара деаэраторы бывают:

- барботажные деаэраторы, в которых пар вводится под уровень деаэрируемой воды; это обеспечивает хорошее качество деаэрации, но требует более высоких параметров отборного пара для преодоления гидростатического давления;
- деаэраторы смешивающего типа; в таких аппаратах пар движется снизу вверх, а навстречу вода, поток которой необходимо дробить тем или иным способом для увеличения общей поверхности ее соприкосновения с паром;
- деаэраторы перегретой воды; перегрев деаэрируемой воды 5 – 10 °С обеспечивает качественную деаэрацию, но усложняет конструкцию.

По способу дробления воды деаэраторы разделяют на:

- струйные, где вода распадается на капли с помощью дырчатых тарелок;
- пленочные, которые имеют пакеты с вертикальным или наклонным набором пластин для слива деаэрированной воды;
- сопловые, они используются в деаэраторах с перегретой водой.

В настоящее время на станциях в основном устанавливают струйно-барботажные деаэраторы, с двумя стадиями деаэрации – барботажная и струйная.

Бездеаэраторную схему используют при нейтрально-кислородном водном режиме (НКВР) конденсатно-питательного тракта, где при поступлении кислорода в рабочее тело на металлических поверхностях появляется защитная окисная пленка, а величина рН воды будет находиться рядом с нейтральным значением $\text{pH} = 7$. Главным условием применимости

НКВР является наличие абсолютно очищенного турбинного конденсата, а главным ограничением – отсутствие медьсодержащих конструкционных материалов на тракте регенеративных подогревателей.

В схеме бездеаэрационного типа остается лишь деаэрация в конденсаторе. Недостаточность регенеративного подогрева возмещается еще одним подогревателем высокого давления либо усилением подогрева в существующих подогревателях низкого давления.

Деаэрацию располагают на деаэрационной этажерке на большой возвышенности, это усложняет схему центрального здания ЭС.

К бездеаэрационной схеме можно перейти и на эксплуатируемых станциях. Для этого необходимо закрыть выпар деаэраатора. В результате этого он станет обычным смешивающим подогревателем.

В питательную установку входит питательный насос (ПН), благодаря которому создается рабочее давление в парогенераторе и преодолевается гидравлическое сопротивление питательного тракта, а также бустерный насос (БН), который создает подпор на всасе основного питательного насоса для улучшения его работы.

Вероятны две схемы включения питательных насосов:

- одноподъемная схема, где питательный насос устанавливается за деаэраатором перед первым по ходу питательной воды ПВД; эта схема больше всего распространена из-за своей повышенной надежности и простоты;

- двухподъемная схема с питательными насосами первой ступени перед ПВД и второй ступени перед парогенератором обеспечивает уменьшение металлоемкости при изготовлении ПВД, так как его давление меньше, чем давление одноподъемной схемы.

Конденсатные насосы необходимы для перекачки конденсата греющего пара из теплообменников, которыми являются:

- конденсаторы турбин;
- сетевые подогреватели;
- подогреватели системы регенеративного подогрева питательной воды;
- конденсаторы испарительных установок;
- сепараторы и пароперегреватели турбоустановок атомной ЭС.

Конденсатные насосы – это основные потребители электрической энергии на собственные нужды в машинном отделении.

Схемы включения конденсатных насосов в системах регенеративного подогрева питательной воды паротурбинных установок представлены на рис. 3.2.1 и 3.2.2.

Главный конденсат турбины очищается в фильтрах блочных обессоливающих установок (БОУ). Для осуществления откачки конденсата из конденсаторов турбин устанавливают две ступени конденсатных насосов.

В схемах энергоблоков устанавливают контактные (смешивающие) ПНД и так же применяют две или три ступени конденсатных насосов для перекачки основного конденсата.

Так же учитывают важность конденсатных насосов. Группы насосов, которые перекачивают главный конденсат, состоят из трех агрегатов, подача которых равна 50–60% максимального расхода конденсата. Остальные группы конденсатных насосов состоят из двух агрегатов со 100%-й подачей каждый.

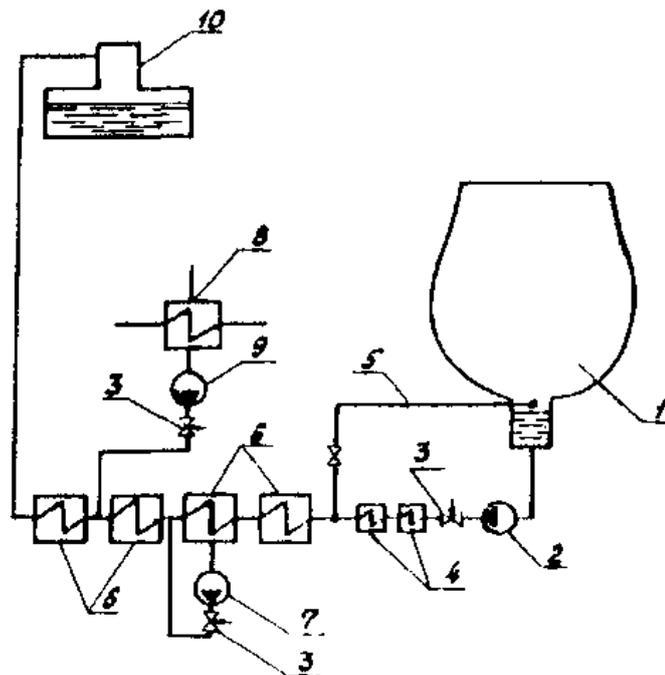


Рис. 3.2.1 Принципиальная схема включения конденсатных насосов паротурбинных установок: 1 – конденсатор; 2 – конденсатный насос основного потока конденсата; 3 – регулирующий клапан; 4 – охладители пара эжекторов и пара, поступающего из концевых уплотнений; 5 – линия рециркуляции основного конденсата; 6 – подогреватели низкого давления; 7 – конденсатный насос конденсата греющего пара ПНД; 8 – подогреватель сетевой воды (ПСВ); 9 – конденсатный насос конденсата греющего пара ПСВ; 10 – деаэратор

На ЭС применяются конденсатные центробежные насосы горизонтального и вертикального типа. Конденсатные насосы с малой и средней подачей изготавливаются горизонтальными, секционного или спирального типа. Конденсатные насосы первого подъема с подачей 200 м³/ч и выше выполняются в вертикальном исполнении, двухкорпусными, многоступенчатыми, секционного типа; насосы второго подъема высокой производительности производятся горизонтальными, одноступенчатыми, спирального типа, с рабочим колесом двухстороннего входа.

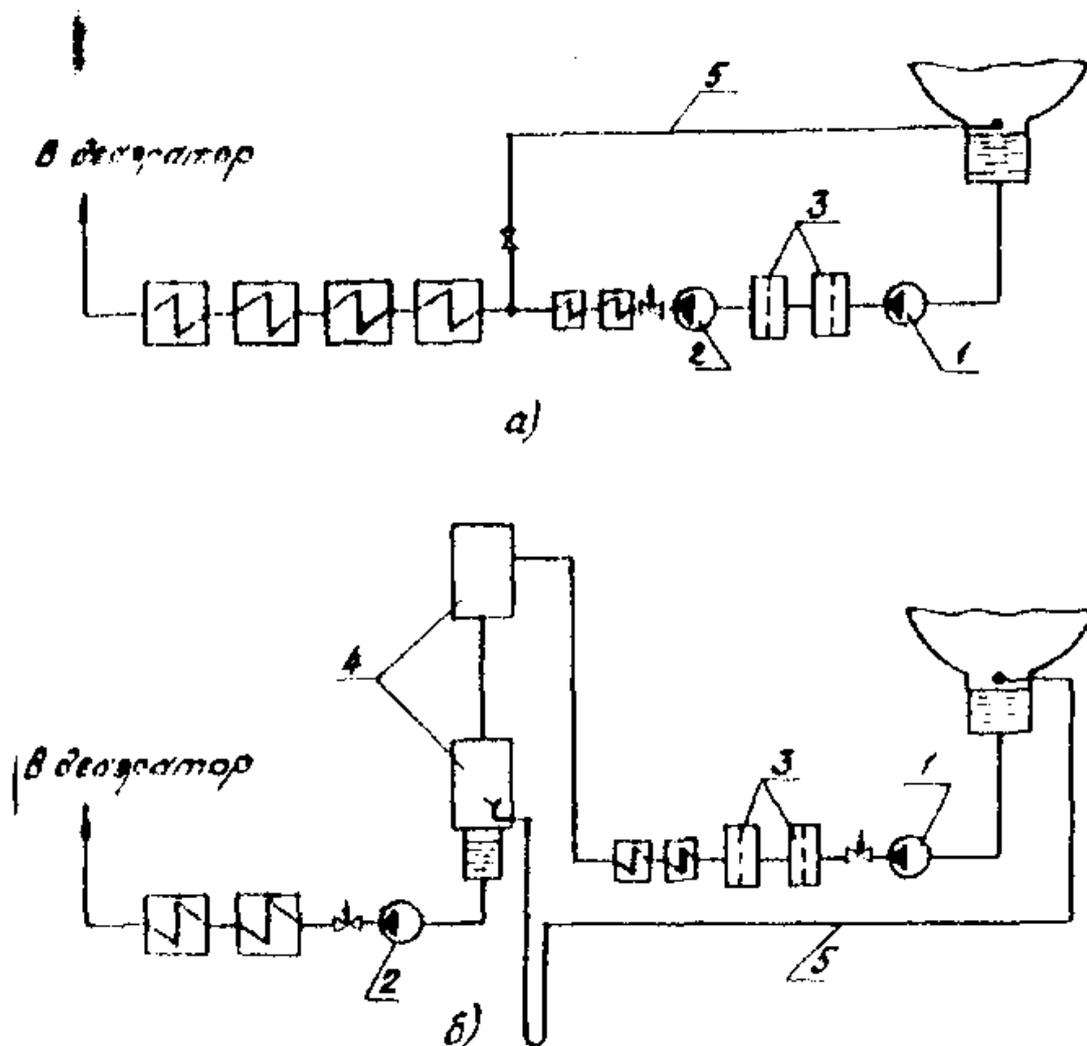


Рис. 3.2.2 Принципиальные схемы включения двух ступеней конденсатных насосов: а – с фильтрами очистки конденсата; б – с фильтрами очистки конденсата и контактными подогревателями низкого давления. 1 – конденсатный насос I ступени; 2 – конденсатный насос II ступени; 3 – фильтры очистки конденсата; 4 – контактные подогреватели; 5 – линия рециркуляция

Благодаря конструкции насосов обеспечивается уменьшение кавитационных разрушений рабочих органов насоса.

Контрольные вопросы:

1. Что такое регенеративные подогрев питательной воды?
2. Какова задача деаэраторов?
3. Дать классификацию деаэраторов.
4. Какова задача питательного насоса?
5. Что такое бустерный насос?
6. Какие существуют схемы включения питательных насосов?
7. Какова задача конденсатного насоса?
8. Какие существуют схемы включения конденсатных насосов?

4. БАЛАНС ПАРА И ВОДЫ

4.1 Потери пара и конденсата и их восполнение

Внутренние потери пара и конденсата складываются из следующих составляющих:

- утечки в арматуре из-за неплотных соединений в трубопроводах;
- расход на технические нужды предприятия и на уплотнения турбины;
- небольшие потери в дренажах и др.

Концентрацию примесей в рабочей жидкости установки снижает непрерывная продувка котловой воды, продувка будет являться внутренней потерей пара и воды на ТЭС с барабанными котлами.

К внутренним потерям относятся:

- не более 1,2% на ТЭЦ отопительного типа;
- от расхода пара на турбину примерно 1% на КЭС;
- не более 1,6% на ТЭЦ промышленного и промышленно-отопительного типа.

ТЭЦ от способа подачи тепла потребителям разделяется на 2 типа: открытая и закрытая схемы.

Закрытая схема предполагает отпуск потребителю тепловой энергии через дополнительные теплообменные устройства, т. е. без каких-либо безвозвратных потерь рабочего тела пароводяного контура электростанции.

Главная характеристика открытой схемы подключения – это большие внешние потери из-за неполного возврата рабочего тела на ТЭС, не возврат составляет 50–70%.

Для восполнения потерь пара и конденсата на ТЭС используют два метода очистки добавочной воды – химический и термический. Химический метод очистки добавочной воды представляет собой ввод реагента для удаления нерастворимых примесей и ионных соединений.

Термический метод заключается в обессоливание добавочной воды с испарением первичной воды и последующей конденсацией пара. Однако, если дистиллят получается низкой чистоты, то бидистиллят получают повторным испарением и конденсацией.

Расширительный бак (Р) необходим для снижения потерь воды при очистке парогенератора сточных вод, его схема включения показана на рисунке 4.1.1.

При высоких температурах ионообменные смолы катионитного и анионитного фильтров перестают работать, в связи с этим необходимо снижать параметры продувочной воды в охладителе продувки с неизбежными при этом потерями теплоты. Из-за уменьшения давления часть продувочной воды в расширителе превращается в насыщенный пар. Поскольку вынос примесей с паром очень мал, требуется очистка (а, значит, и охлаждение) только сепарата. Этим достигается значительное снижение потерь теплоты.

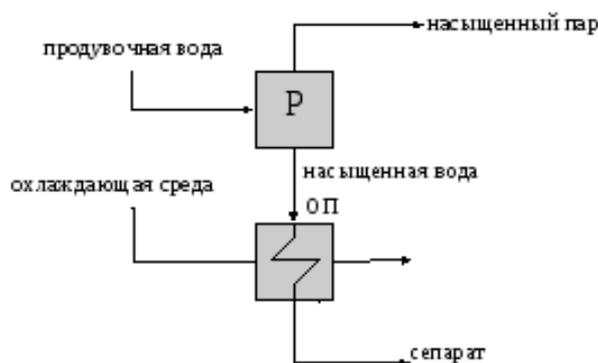


Рис. 4.1.1 Схема включения расширителя: Р – расширитель, ОП – охладитель продувки

Методом дистилляции в испарителе (И) происходит термическая подготовка добавочной воды.

Схема включения испарителя представлена на рис. 4.1.2.

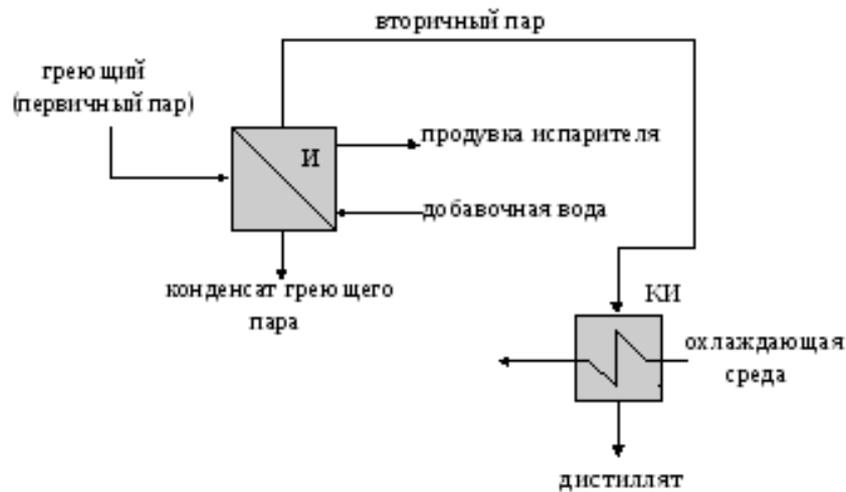


Рис 4.1.2 Схема включения испарителя: И – испаритель, КИ – конденсатор испарителя

Для испарения воды используется греющий (первичный) пар из турбины. Образующийся вторичный пар поступает в конденсатор испарителя (КИ) для получения из него дистиллята. Продувка испарителя позволяет обеспечить требуемое качество подготовки воды.

С помощью паропреобразователя вторичный пар подается потребителю, а конденсат греющего пара остается на ТЭЦ.

Схема включения паропреобразователя представлена на рис. 4.1.3.

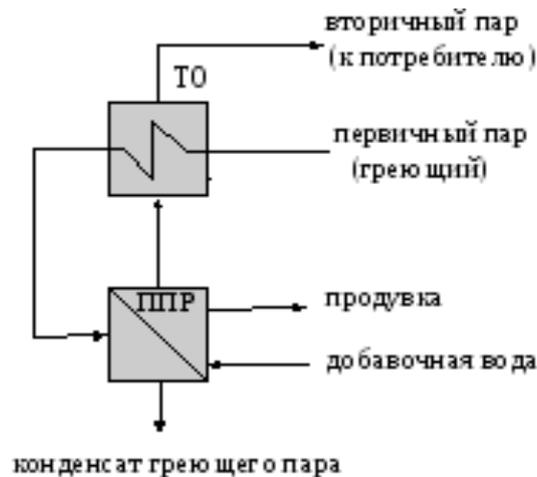


Рис. 4.1.3 Схема включения паропреобразователя

При использовании паропреобразователя вторичный пар подается потребителю тепла, одновременно оставляя конденсат первичного пара на ТЭЦ, если в сырой воде обнаружено большое содержание примесей.

В стенках поверхности теплообмена паропреобразователя разность температур колеблется в пределах 12 – 15 ° С, что снижает тепловой КПД турбины.

Чтобы избежать частичной конденсации пара при транспортировке потребителю по паропроводам, необходимо его немного перегреть в паропаровом теплообменнике.

4.2 Отпуск пара и тепла внешним потребителям

Теплоносителями называют тепло в виде пара или горячей воды, которое подается к потреблению от теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

Теплоносителем для промышленных предприятий служит пар с параметрами обычно 1,3 – 1,5 МПа или 3,0 МПа.

Технологический пар отпускается внешним потребителям от промышленных теплоэлектроцентралей из:

- отборов или противодавления турбин;
- котла через редуционно-охладительные установки (РОУ);
- отбора турбины через паропреобразователь.

Первый способ простой, для него нужен лишь паропровод к потребителю и насос с трубопроводом для перекачки обратного конденсата. Необходимое давление пара в отборе турбины в таком случае будет определяться требуемым давлением у потребителя.

Второй способ используется в дополнении к отбору из турбины при высоком потреблении пара или при выходе из строя турбины с отбором пара. Отпуск пара через РОУ достаточно затратный и допустим только в исключительных случаях.

Паропреобразователи для снабжения тепловых потребителей вторичным паром применяются на промышленных теплоэлектроцентралях в тех случаях, когда из-за высокой жесткости исходной сырой воды невозможно экономично восполнить потери пара и конденсата химически очищенной добавочной водой у внешних потребителей.

На электростанциях высокого и сверхкритического давления применяют паропреобразователи, которые оправдывают свое действие при повышенном солесодержании в исходной сырой воде.

Паропреобразователь по конструкции и по принципу действия схож с испарителем, но вырабатывается в нем вторичный пар, направляющийся в основном к внешнему технологическому потребителю.

Независимо от размеров внешних потерь происходит обеспечение питания котлов высококачественной водой, и конденсат первичного пара из отбора турбины остается на электростанции.

Необходимость поддержания в отборе более высокого давления, чем при непосредственной отдаче потребителю пара из отбора, является главным недостатком паропреобразователя. Это обуславливается температурным напором в паропреобразователе, который требуется для передачи тепла от конденсирующегося греющего пара к испаряемой воде. В результате недовырабатывается электроэнергия на тепловом потреблении и снижается экономичность теплоэлектроцентрали. Другим недостатком схемы является ее высокая стоимость.

4.3 Техническое водоснабжение

Одним из наиболее распространенных видов энергоносителей является техническая вода. Она используется в технологических процессах и в хозяйственно-бытовых целях на многих предприятиях. Ее расход на производственные нужды будет полностью зависеть от:

- 1) цели и возможности предприятия;
- 2) характера технологических процессов.

Вода на предприятии используется по трем основным направлениям:

1. Производственно-техническое водоснабжение, которое включает в себя:

- расход на снижение температуры у технологических аппаратов и установок, что обеспечивает необходимый температурный уровень у производственных процессов;
- расход для выработки пара из паровых котлов, системах испарительного охлаждения и в утилизационных установках;
- расход на промывку, мокрую очистку различных материалов, деталей и т. д.;
- расход на гидротранспорт, гидроудаление отходов, обогащение материалов;
- расход для создания различных растворов, электролитов.

2. Хозяйственно-питьевое водоснабжение, которое включает в себя:

- расход на приготовление пищи, питье и т. д.;
- расход на эксплуатацию душевых и раковин;
- расход при влажной уборке помещений и т. д.;
- расход на полив проездов, тротуаров и зеленых насаждений.

3. Пожарное водоснабжение, которое включает в себя:

- расход на тушение пожаров и возгораний;
- организация работы систем автоматического и полуавтоматического тушения;
- расход на хранение в хранилищах и резервуарах.

С помощью условий технологического процесса определяются требования технической воды для потребителей первой группы, для потребителей второй группы условия к качеству воды более жестче, и самые низкие требования предъявляются к потребителям системы пожарного водоснабжения.

Система технического водоснабжения (рис. 4.3.1) – это система установок и устройств, которые перекачивают воду из природных источников (рек, озер), повышая ее качество, доставляют к потребителю с требуемым давлением. Также система технического водоснабжения создана для очистки сточных и сбрасываемых вод.

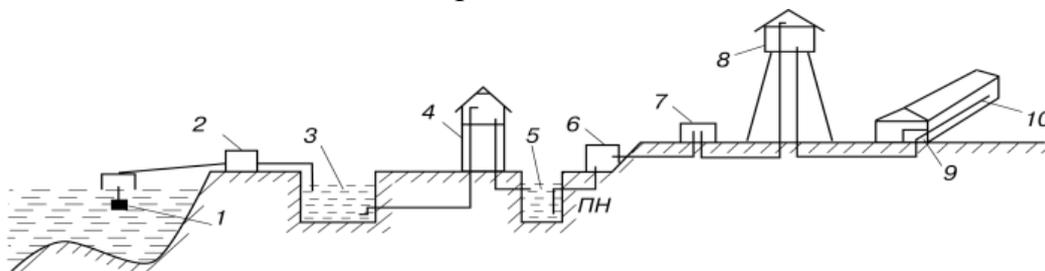


Рис. 4.3.1 Схема технического водоснабжения: 1 – водозаборное сооружение; 2 – насосная станция первого подъема; 3 – пруд-отстойник; 4 – резервуар чистой воды; 5 – пруд-накопитель; 6 – насосная станция второго подъема; 7 – насосная станция третьего подъема; 8 – водонапорная башня; 9 – установка ХВО; 10 – водоводы

Водозаборное сооружение 1 отбирает воду из природного источника. Далее насосная станция первого подъема 2 подает воду в пруд-отстойник 3 или же в систему водоснабжения, где происходит предварительная очистка воды.

В резервуаре чистой воды 4 хранится определенное количество воды, и создается напор у ряда потребителей в случае отключения системы.

Пруд-накопитель 5 устанавливается для накопления и хранения воды.

Затем насосная станция второго подъема 6 создает дополнительный напор, а насосная станция третьего подъема 7 поднимает воду в бак-накопитель водонапорной башни, где обеспечивается необходимый напор для потребителей.

Дальше вода проходит установку ХВО 9 и водоводы 10.

Охлаждающие устройства, трубопроводы и арматура.

Типы системы, выполняемые в виде баков, открытых водоемов, градирен, прудов с естественной циркуляцией, нужно учитывать при конструкции охлаждающих устройств.

Водопроводные трубы, клапаны, задвижки, краны, регуляторы и т. д. – это все входит в арматуру и трубопроводы системы водоснабжения. Арматура и трубопроводы различаются по диаметру и конструкции.

Все трубопроводы, запорнорегулирующая арматура и КИП нормированы по диаметру. Это делается для того, чтобы в дальнейшем в системе водоснабжения была возможность провести ремонт отдельного элемента или быстрой его замены.

Градирня (охладительная башня) создана для охлаждения большого количества воды направленным потоком атмосферного воздуха.

Устройство для охлаждения воды путем распыления ее в атмосферном воздухе называют брызгальным бассейном, который используется для снижения температуры воды, которая отводит тепло от компрессоров, теплообменников, трансформаторов и т. д.

В зависимости от типа, количества форсунок и размеров разбрызгивателей выбирается количество охлаждаемой воды. По сравнению с градирнями брызгальные бассейны просты в сборке и эксплуатации.

Распыление в бассейн происходит благодаря форсункам, это делается для создания необходимой поверхности контакта с воздухом. Форсунки располагаются на высоте 1–1,5 м над уровнем воды в бассейне. Избыточное давление воды в трубопроводах перед соплами 50—70 кг/м².

Контрольные вопросы:

1. Какие существуют потери пара и конденсата на тепловой электростанции, их количество?

2. Каким образом происходит восполнение потерь пара и конденсата на тепловой электростанции ?
3. Способы отпуска пара и тепла внешним потребителям с тепловой электростанции.
4. Что такое расширитель и его задача?
5. Что такое испаритель и его задача?
6. Что такое паропреобразователь и его задача?
7. Что такое техническое водоснабжение, его задача?
8. Элементы схемы технического водоснабжение, их задача.

5. МЕТОДЫ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

5.1 Электростанции с газотурбинными установками

Газотурбинные установки (ГТУ) используют жидкое и газообразное топливо высокого качества, поэтому имеют малую экономичность. При незначительных капитальных вложениях на сооружение они имеют наибольшую маневренность. Из-за высокого шума ГТУ появляется необходимость в дополнительной звукоизоляции и воздухозаборных устройств. Воздушный компрессор потребляет значительную долю (до 60%) внутренней мощности газовой турбины, поэтому диапазон изменения электрической нагрузки газотурбинной установки невелик.

Единичная мощность установленных газовых турбин не превышает 100–150 МВт. Это меньше требуемой единичной мощности крупных энергоблоков.

Большая часть ГТУ эксплуатируется по схеме непрерывного сгорания топлива. В зависимости от вида сжигаемого топлива они работают по открытому или закрытому циклу.

В газотурбинных установках открытого цикла используется жидкое малосернистое газотурбинное топливо или природный газ. Выбранный тип топлива подается в камеру сгорания (рис. 5.1.1).

В воздухоочистительном устройстве воздух очищается и сжимается в компрессоре до давления 0,6–2 МПа. Для получения нужной температуры газов перед газовой турбиной (750–1200 °С) в камере сгорания поддерживается нужный избыток воздуха (2,5–5,0) с учетом теоретической температуры горения топлива, вида топлива, способа его сжигания и др. Рабочим телом являются уходящие газы в газовой турбине,

где они расширяются и при температуре 450–550°С выбрасываются в дымовую трубу.

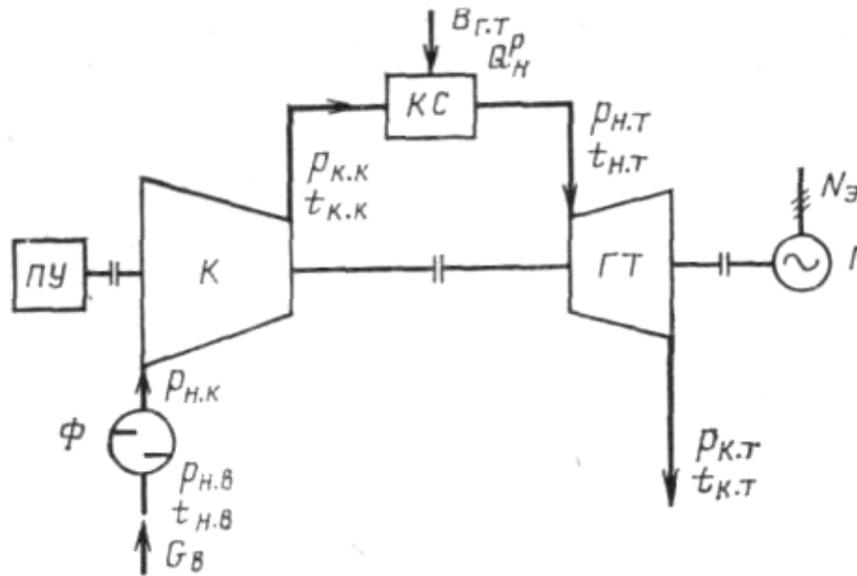


Рис. 5.1.1 Принципиальная тепловая схема ГТУ открытого цикла: K – воздушный компрессор; $ГТ$ – газовая турбина; $Г$ – электрогенератор; $ПУ$ – пусковое устройство; $Ф$ – воздушный фильтр; $КС$ – камера сгорания топлива

Газотурбинные установки замкнутого цикла (рис. 5.1.2) используют твердое и высокосернистое жидкое топливо (мазут). В камере сгорания, куда поступает топливо, установлен подогреватель рабочего тела (воздух). Использование воздухоохладителя уменьшает работу сжатия в компрессоре, а регенератора – повышает экономичность газотурбинных установок. На данный момент нет практического использования ГТУ замкнутого цикла с другими рабочими телами (гелий и т. п.).

В зависимости от типа установки ее время пуска и нагружения составляет 5–20 мин. ГТУ имеет небольшую удельную стоимость, высокую степень готовности к пуску, отсутствие потребности в охлаждающей воде.

ГТУ имеют ряд недостатков, которые определяют их низкий КПД (до 30%), экономически невыгодное производство из-за дорогого сжигания топлива. Поэтому в основном ГТУ используются для покрытия пиковых нагрузок и автономно запускаемых блоков с мощностью до 1000 ч/год. Чаще всего используется для таких установок структурная схема в виде одновальной газотурбинной установки простого цикла без регенерации или с теплогенератором дымовых газов (рис. 5.1.3, а, б).

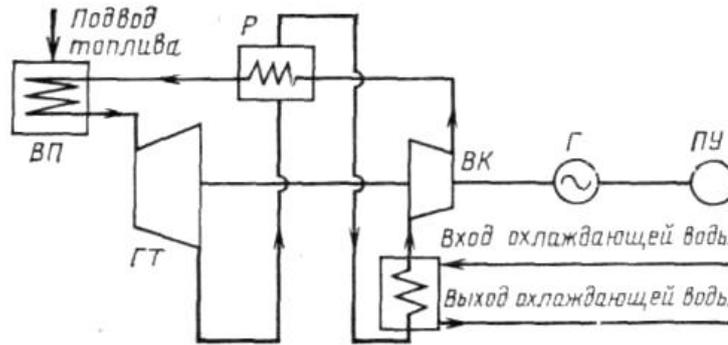


Рис. 5.1.2 Принципиальная схема ГТУ закрытого цикла: ВП – воздухоподогреватель; ГТ – газовая турбина; Р – регенератор; ВК – воздушный компрессор; Г – электрогенератор; ПУ – пусковое устройство

Главное достоинство этой схемы – простота и компактность установки. Энергетические газотурбинные установки, работа которых планируется в полуосновной части графика электрической нагрузки, экономически оправданы для выполнения в соответствии с более сложной проектной схемой.

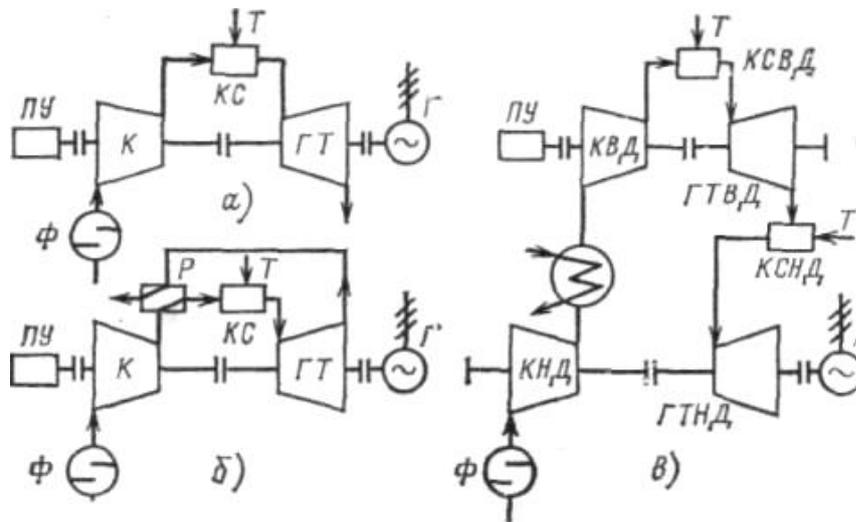


Рис. 5.1.3 Конструктивные схемы различных типов ГТУ: а – ГТУ простого цикла без регенерации; б – ГТУ простого цикла с регенератором теплоты уходящих газов; в – двухвальная ГТУ с двухступенчатым подводом теплоты топлива: Т – подвод топлива; КВД, КНД – воздушные компрессоры высокого и низкого давления; ГТВД, ГТНД – газовые турбины высокого и низкого давления

Отличительной особенностью ГТУ является зависимость их производительности от параметров наружного воздуха, а также от его температуры. Это влияет на воздушный поток через компрессор,

соотношение внутренних мощностей компрессора и газовой турбины, а также электрической мощности газотурбинного агрегата и его КПД.

5.2 Электростанции с парогазовыми установками

Комбинация паротурбинных и газотурбинных установок, объединенных общим технологическим циклом, называется парогазовой установкой (ПГУ) электростанции. Объединение этих агрегатов позволяет снизить потери тепла с выхлопными газами газовой турбины или парового котла, использовать газы за газовыми турбинами в качестве нагретого окислителя при сжигании топлива. Также дает возможность получить дополнительную мощность за счет частичного смещения регенерации паротурбинных установок и в конечном итоге повысить КПД парогазовой электростанции.

Применение ПГУ в современном мире является наиболее эффективным средством повышения тепловой и общей экономичности электростанций на органическом топливе. Самый высокий показатель из действующих ПГУ имеют КПД до 46%, а проектируемых – до 48–49%.

Распространенные схемы ПГУ: ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВПГ) (рис. 5.2.1), ПГУ со сбросом газов газовой турбины в топку парового котла, ПГУ с утилизационным паровым котлом (УПК), полузависимые ПГУ, ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива.

Разработанные в НПО ЦКТИ ПГУ с высоконапорным парогенератором эксплуатируются на природном газе или на жидком газотурбинном топливе. Воздушный компрессор подает сжатый воздух в кольцевой зазор корпуса ВПГ и в дополнительную камеру сгорания ДКС, где его температура увеличивается. Давление уходящих газов после сжигания топлива в топочной камере равно 0,6 – 1,2 МПа в зависимости от давления воздуха за компрессором и используется для генерации пара и его перегрева. После промежуточного перегревателя газы с температурой около 700 °С поступают в дополнительную камеру сгорания, где догреваются до 900 °С и поступают в газовую турбину. Отработавшие в газовой турбине газы направляются в трехступенчатый газодводяной экономайзер, где они охлаждаются питательной водой и основным конденсатом паровой турбины. Такое подключение экономайзеров обеспечивает постоянную температуру уходящих газов 120–140 °С перед их выходом в дымовую трубу. В такой ПГУ происходит

5.3 Электростанции с МГД-установками

Небольшой КПД тепловых станций, в частности, объясняется многоступенчатостью преобразования тепловой энергии в электрическую. В магнитогидродинамическом генераторе энергия высокотемпературной плазмы, которая движется в магнитном поле, преобразуется в электрическую энергию.

В плазме под действием поля происходит пространственное разделение разноименно заряженных частиц, которые улавливаются собирающими электродами. Из-за чего между электродами появляется разность потенциалов, а в подключенной к ним внешней цепи – электрический ток. Скорость движения плазмы в канале генератора составляет 600–650 м/с, температура плазмы 3000 – 4000°С. Отработанная в МГД-генераторе плазма имеет высокую температуру (2000°С), поэтому в дальнейшем ее используют по схеме обычной тепловой электростанции. Сочетание МГД-генератора и паровой турбины позволяет существенно повысить КПД всей установки (до 60%).

Контрольные вопросы:

1. Достоинства и недостатки газотурбинных установок (ГТУ).
2. Что такое ГТУ открытого цикла?
3. Что такое ГТУ закрытого цикла?
4. Достоинства и недостатки парогазовых установок (ПГУ).
5. Пояснить работу ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВПГ).
6. Достоинства и целесообразность применения ПГУ с ВПГ.
7. Достоинства и недостатки электростанций с магнитогидродинамическими (МГД)-установками.
8. Принцип работы электростанций с МГД-установками.

6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

6.1 Вопросы эксплуатации электростанций

Опыт развитых стран демонстрирует нам, что благосостояние его народа главным образом зависит от потребляемой им энергии, поскольку энергия является основой, которая обеспечивает не только развитие экономики страны, но и комфорт проживания людей. Энергообеспечение является одним из факторов нормальной жизнедеятельности населения.

Главной задачей эксплуатации электростанций при производстве установленного количества энергии требуемого качества является обеспечение длительной надежной, безопасной и экономичной работы оборудования.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации», «Правилами техники безопасности», инструкциями и указаниями оперативный персонал осуществляет эксплуатацию оборудования электростанции. Оперативный персонал осуществляет непосредственное управление режимами оборудования. Организацию работы оперативного персонала обеспечивает административный персонал.

Должностными инструкциями определяются функциональные обязанности каждого работника электростанции. В должностных инструкциях прописаны требования к квалификации, права и обязанности, подчиненность, зона обслуживания и условия взаимодействия с другими работниками.

Производственные инструкции находятся на каждом рабочем месте, в них регламентируются требования по эксплуатации, в производственных инструкциях указаны: порядок наблюдения, регулирования, обслуживания и поддержания заданного нормального режима оборудования.

При обычном режиме эксплуатации регулирование оборудованием блока происходит за счет системы регулирования. Совокупность всех регулируемых величин современного энергоблока достигает нескольких сотен. Более значимыми из них являются: электрическая мощность; давление и температура перегретого пара; давление в топочной камере; параметр, характеризующий качество сгорания топлива; уровень воды в барабане.

С учетом графика потребления устанавливается электрическая нагрузка электрической станции. При этом распределение нагрузки между отдельными блоками выполняется из условия минимального расхода топлива на выработку электроэнергии. Для экономичного распределения нагрузки между агрегатами используют энергетические характеристики оборудования. Изменение нагрузки при переходе от одного режима к другому допускается со скоростью 0,51% номинальной в минуту. При большей скорости конфигурации вероятны отличия характеристик пара и увеличения термических напряжений в отдельных элементах оборудования сверх допустимых пределов.

Присутствие абберации частоты вращения от номинального значения вызывает изменения в системе регулирования турбины, повышаются вибрации лопаточного агрегата и центробежные напряжения в роторе. В таком случае для поддержания нормальной эксплуатации и изменения нагрузки частота вращения ротора должна поддерживаться постоянной (неизменной) и соответствовать частоте в сети 49,9–50,5 Гц. Абберация более чем на 10–12% вызывает аварийный останов турбины автоматом безопасности.

Огромное влияние и важным моментом в период эксплуатации оборудования электрических станций является пуск и останов. Надежность, долговечность и экономичность работы оборудования существенно зависят от правильного проведения этих операций (пуск, останов).

В процессе пуска возникают дополнительные механические и термические напряжения в элементах агрегатов, вызываемые нестабильностью теплового состояния. Поэтому особое внимание в период проведения этой операции уделяется равномерному прогреву оборудования и его элементов, соблюдению установленных скоростей роста температур и давления.

Надзор за термическими и вибрационными состояниями элементов, параметрами рабочего тела в системе смазки, регулировки и охлаждения считается главным условием в обеспечении надежной работы турбоустановки.

При эксплуатации котла следует гарантировать стабильные гидравлический и температурный режимы его работы. Надежная эксплуатация электрических станций в значительной мере зависит от правильной организации и оперативного ремонта оборудования. Капитальный ремонт главного оборудования выполняется 1 раз в 2, 3 года и содержит в себе абсолютно полную проверку агрегатов и отдельных элементов блоков, предотвращение повреждений, замену или восстановление отдельных деталей и узлов, а кроме того, осуществление мероприятий по модернизации и усовершенствованию оборудования.

С учетом необходимости замены или очистки от загрязнений отдельных составляющих оборудования, ликвидации протечек и выполнения мелких реконструкций планируются текущие ремонты. Текущие ремонты проводятся 2–3 раза в год, и в большей степени их

потребность зависит от культуры эксплуатации. Расширенные текущие ремонты проводятся в промежутке между капитальными ремонтами.

Без исключения все работы на оборудовании электростанций выполняются в соответствии с нарядами-допусками, устанавливающими мероприятия по безопасности труда при производстве работ и персональную ответственность за качество их выполнения.

Контрольные вопросы:

1. Каковы основные задачи эксплуатации электростанций?
2. Задача оперативного персонала электростанции.
3. Задача административного персонала электростанции.
4. Что такое должностная инструкция и какие сведения она содержит?
5. Каким образом устанавливается электрическая нагрузка электростанции?
6. Как происходит распределение нагрузки между отдельными блоками?
7. Правильное проведение операции «пуск оборудования электростанции».
8. Правильное проведение операции «останов оборудования электростанции».

7. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

7.1 Показатели режима работы электрических станций

Характерной особенностью режима работы электростанций является строгое соответствие выработки электрической и тепловой энергии ее потреблению. Чтобы обеспечить надежную работу ЭС, необходимо знать изменение энергопотребления с течением времени. Изменение потребления энергии с течением времени изображается диаграммой, называемой графиком нагрузки. Графики загрузки могут быть ежедневными, ежемесячными и годовыми.

На рис. 7.1.1 представлен годовой график электрической нагрузки. По оси абсцисс откладывается продолжительность нагрузки в часах за год (1 год $365 \cdot 24 = 8760$ ч), а по оси ординат – нагрузка в киловаттах (кВт).

Площадь, ограниченная кривой годового графика (см. рис. 7.1.1), представляет собой в масштабе количество выработанной станцией за год

энергии в киловатт-часах. Определив площадь F (м^2) под кривой годового графика, находят количество выработанной энергии ($\text{кВт}\cdot\text{ч}$) станцией за год:

$$\mathcal{E}^{\text{выр}} = F \cdot m \quad (7.1.1)$$

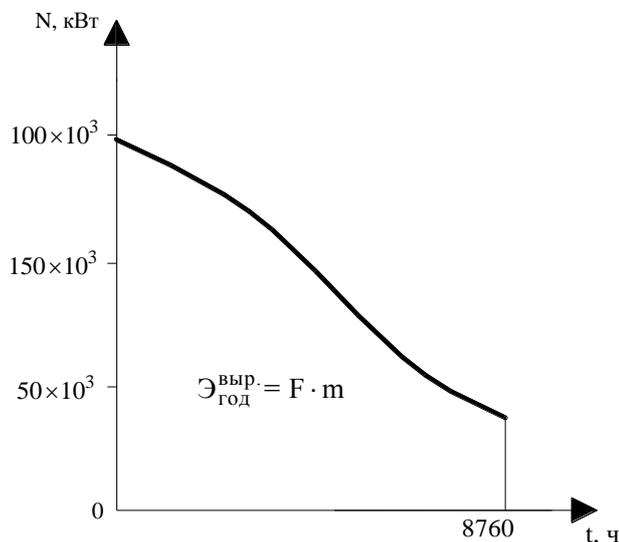


Рис. 7.1.1 Годовой график электрической нагрузки

Коэффициентом использования установленной мощности, коэффициентом нагрузки, коэффициентом резерва, числом часов использования установленной мощности и числом часов использования максимума нагрузки оценивается режим работы электрических станций.

Коэффициент использования установленной мощности $k_{\text{и}}$ – это отношение количества выработанной энергии за год $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}$ к установленной мощности ЭС $N_{\text{ЭС}}^y$:

$$k_{\text{и}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}}{8760 \cdot N_{\text{ЭС}}^y} = \frac{N_{\text{ЭС}}^{\text{ср}}}{N_{\text{ЭС}}^y}, \quad (7.1.2)$$

где $N_{\text{ЭС}}^{\text{ср}}$ – средняя нагрузка электростанции, кВт.

Средняя нагрузка электростанции (кВт) $N_{\text{ЭС}}^{\text{ср}}$:

$$N_{\text{ЭС}}^{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}}{8760}. \quad (7.1.3)$$

Коэффициент нагрузки $k_{\text{н}}$ – это отношение средней нагрузки ЭС $N_{\text{ЭС}}^{\text{ср}}$ к максимальной $N_{\text{ЭС}}^{\text{max}}$:

$$k_{\text{н}} = \frac{N_{\text{ЭС}}^{\text{ср}}}{N_{\text{ЭС}}^{\text{max}}}. \quad (7.1.4)$$

Коэффициент резерва $k_{\text{р}}$ представляет собой отношение установленной мощности электростанции $N_{\text{ЭС}}^y$ к максимальной нагрузке $N_{\text{ЭС}}^{\text{max}}$:

$$k_p = \frac{N_{\text{ЭС}}^y}{N_{\text{ЭС}}^{\text{max}}}, \quad (7.1.5)$$

Или

$$k_p = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{и}}}. \quad (7.1.6)$$

Число часов использования установленной мощности T_y представляет собой отношение количества энергии за год $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}$ к установленной мощности станции $N_{\text{ЭС}}^y$:

$$T_y = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}}{N_{\text{ЭС}}^y}. \quad (7.1.7)$$

Число часов использования максимума нагрузки T_m представляет собой отношение количества выработанной энергии за год $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}$ к максимальной нагрузке электростанции $N_{\text{ЭС}}^{\text{max}}$:

$$T_m = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}}{N_{\text{ЭС}}^{\text{max}}}. \quad (7.1.8)$$

Задача 7.1.1. На ЭС установлены три турбогенератора, мощность которых $N = 50 \cdot 10^3$ кВт каждый. Какое количество энергии выработано за год и чему равен коэффициент использования установленной мощности, если площадь под кривой годового графика нагрузки станции $F = 9,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$? Масштаб графика $m = 9 \cdot 10^{11} \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2$.

Задача 7.1.2. На ЭС установлены два турбогенератора, имеющие мощность по $N = 25 \cdot 10^3$ кВт каждый. Необходимо рассчитать среднюю нагрузку станции и коэффициент использования установленной мощности. Количество энергии, произведенной за год, $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} = 30 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$.

Задача 7.1.3. Установленная мощность ЭС $N_{\text{ЭС}}^y = 16 \cdot 10^4$ кВт, максимальная нагрузка ЭС $N_{\text{ЭС}}^{\text{max}} = 13,6 \cdot 10^4$ кВт, площадь под кривой годового графика нагрузки ЭС $F = 8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$, масштаб графика $m = 1 \cdot 10^{12} \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2$. Необходимо рассчитать количество часов использования установленной мощности и коэффициент нагрузки электростанции.

Задача 7.1.4. Площадь под кривой годового графика нагрузки электрической станции $F = 8,5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$, масштаб графика $m = 8,8 \cdot 10^{11} \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2$, число часов использования установленной мощности $T_y = 5500$ ч, максимальная нагрузка ЭС $N_{\text{ЭС}}^{\text{max}} = 12,5 \cdot 10^4$ кВт.

Необходимо рассчитать количество часов использования максимума нагрузки и чему равен коэффициент резерва ЭС.

Задача 7.1.5. На ЭС установлены два турбогенератора, имеющие мощность по $75 \cdot 10^3$ кВт каждый. Необходимо рассчитать показатели режима работы станции. Максимальная нагрузка $N_{ЭС}^{\max} = 135 \cdot 10^3$ кВт, площадь под кривой годового графика нагрузки $F = 9,06 \cdot 10^4$ м², масштаб графика $m = 8,7 \cdot 10^{11}$ кВт·ч/м².

Задача 7.1.6. На ЭС установлены три турбогенератора, имеющие мощность по $50 \cdot 10^3$ кВт каждый. Необходимо рассчитать количество часов использования установленной мощности и коэффициент резерва станции. Количество энергии, произведенной за год $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} = 788,4 \cdot 10^6$ кВт·ч, и коэффициент нагрузки $k_n = 0,69$.

Задача 7.1.7. На ЭС установлены три турбогенератора, имеющие мощность по $25 \cdot 10^3$ кВт каждый. Необходимо рассчитать коэффициент использования установленной мощности, коэффициенты нагрузки и резерва станции. Количество энергии, произведенной за год $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} = 394,2 \cdot 10^6$ кВт·ч, максимальная нагрузка станции $N_{ЭС}^{\max} = 65,2 \cdot 10^3$ кВт.

Задача 7.1.8. На ЭС установлены три турбогенератора, имеющие мощность по $1 \cdot 10^3$ кВт каждый. Необходимо рассчитать показатели режима работы станции. Количество энергии, произведенной за год $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} = 178,7 \cdot 10^6$ кВт·ч, максимальная нагрузка станции $N_{ЭС}^{\max} = 28,3 \cdot 10^3$ кВт.

7.2 Показатели, характеризующие экономичность ТЭС

Экономичность работы ЭС оценивается некоторыми показателями, а именно: коэффициентами полезного действия (КПД), удельным расходом условного топлива, удельным расходом теплоты для выработки электроэнергии, а также ее себестоимостью.

КПД электростанции подразделяется на КПД брутто, который определяется, не учитывая расход энергии на собственные нужды, и КПД нетто, учитывающий расходы электрической энергии и теплоты на собственные нужды.

КПД конденсационной электростанции (КЭС) брутто $\eta_{\text{КЭС}}^{\text{бр}}$ определяется как отношение числа выработанной электроэнергии к энергии, которая была подведена с топливом:

$$\eta_{\text{КЭС}}^{\text{бр}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}}{B \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}, \quad (7.2.1)$$

где $\mathcal{E}_{\text{выр}}$ – количество выработанной электрической энергии, кДж; B – расход топлива, кг; Q_{H}^{P} – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг.

Зная КПД отдельных узлов и установок электростанции, и не учитывая работу питательных насосов, КПД КЭС брутто определяется формуле

$$\eta_{\text{КЭС}}^{\text{бр}} = \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ку}} \cdot \eta_{\text{oi}} \cdot \eta_{\text{t}} \cdot \eta_{\text{эм}} \cdot \eta_{\text{г}}, \quad (7.2.2)$$

где $\eta_{\text{ку}}$ – КПД котельной установки; $\eta_{\text{тр}}$ – КПД трубопроводов;

η_{t} – термический КПД цикла Ренкина при заданных параметрах пара на электростанции; η_{oi} – относительный внутренний КПД турбины; $\eta_{\text{эм}}$ – механический КПД турбины; $\eta_{\text{г}}$ – электрический КПД генератора.

КПД КЭС нетто $\eta_{\text{КЭС}}^{\text{H}}$ определяется как отношение отпущенной электроэнергии к энергии, которая была подведена с топливом:

$$\eta_{\text{КЭС}}^{\text{H}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{отп}}}{B \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}, \quad (7.2.3)$$

тогда $\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}$ – количество отпущенной электроэнергии, равное разнице между произведенной и израсходованной энергией на собственные нужды, кДж.

Для теплоэлектростанций (ТЭС) используются частные КПД по выработке электрической $\eta_{\text{Э.ТЭС}}$ и тепловой $\eta_{\text{Q.ТЭС}}$ энергии.

КПД теплоэлектростанции брутто по выработке электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$\eta_{\text{Э.ТЭС}}^{\text{бр}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}}{B_{\text{э}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}, \quad (7.2.4)$$

где $B_{\text{э}}$ – расход топлива на выработку электрической энергии, кг.

КПД теплоэлектростанции брутто по выработке тепловой энергии $\eta_{\text{Q.ТЭС}}^{\text{бр}}$ определяется по формуле

$$\eta_{\text{Э.ТЭС}}^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{B_{\text{Q}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}, \quad (7.2.5)$$

где $Q_{\text{отп}}$ – количество теплоты, отпускаемой потребителям, кДж;

B_{Q} – расход топлива на выработку отпущенной теплоты, кг.

КПД теплоэлектроцентрали нетто по отпуску электрической энергии $\eta_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{H}}$ рассчитывается по формуле

$$\eta_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{H}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{отп}}}{(B_{\text{Э}} - B_{\text{СН}}) \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}, \quad (7.2.6)$$

где $B_{\text{СН}}$ – расход топлива на выработку электроэнергии для собственных нужд, потребляемой в связи с отпуском теплоты, кг.

КПД теплоэлектроцентрали нетто по отпуску тепловой энергии $\eta_{\text{Q.ТЭЦ}}^{\text{H}}$ определяется по формуле

$$\eta_{\text{Q.ТЭЦ}}^{\text{H}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{(B_{\text{Э}} - B_{\text{СН}}) \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}. \quad (7.2.7)$$

Удельный расход условного топлива (кг/МДж) на КЭС на выработку 1 МДж электроэнергии $b_{\text{КЭС}}^{\text{y}}$ находится как

$$b_{\text{КЭС}}^{\text{y}} = \frac{B \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}{29,3 \cdot \mathcal{E}_{\text{выр}}} = \frac{0,0342}{\eta_{\text{КЭС}}^{\text{бр}}}. \quad (7.2.8)$$

Удельный расход условного топлива [кг/(кВт·ч)] на КЭС на выработку 1 кВт·ч электроэнергии $b_{\text{КЭС}}^{\text{y}}$ определяется:

$$b_{\text{КЭС}}^{\text{y}} = \frac{3600 \cdot B \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}{29300 \cdot \mathcal{E}_{\text{выр}}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{КЭС}}^{\text{бр}}}. \quad (7.2.9)$$

Удельный расход условного топлива (кг/МДж) на ТЭЦ на выработку 1 МДж электроэнергии $b_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{y}}$ рассчитывается:

$$b_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{y}} = \frac{B_{\text{Э}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}{29,3 \cdot \mathcal{E}_{\text{выр}}} = \frac{0,0342}{\eta_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{бр}}}. \quad (7.2.10)$$

Удельный расход условного топлива [кг/(кВт·ч)] на ТЭЦ на выработку 1 кВт·ч электроэнергии $b_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{y}}$ находится как

$$b_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{y}} = \frac{3600 \cdot B_{\text{Э}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}{29300 \cdot \mathcal{E}_{\text{выр}}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{бр}}}. \quad (7.2.11)$$

Удельный расход условного топлива (кг/МДж) на ТЭЦ на выработку 1 МДж теплоты $b_{\text{Q.ТЭЦ}}^{\text{y}}$ определяется:

$$b_{\text{Q.ТЭЦ}}^{\text{y}} = \frac{B_{\text{Q}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}{29,3 \cdot Q_{\text{отп}}} = \frac{0,0342}{\eta_{\text{Q.ТЭЦ}}^{\text{бр}}}. \quad (7.2.12)$$

Удельный расход теплоты [МДж/(кВт·ч)] на выработку электроэнергии на КЭС $d_{\text{КЭС}}$ рассчитывается:

$$d_{\text{КЭС}} = Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot b_{\text{КЭС}}^{\text{y}} = \frac{1}{\eta_{\text{КЭС}}^{\text{бр}}}. \quad (7.2.13)$$

Удельный расход теплоты [МДж/(кВт·ч)] на выработку электроэнергии на ТЭЦ $d_{\text{Э.ТЭЦ}}$ определяется по формуле

$$d_{\text{Э.ТЭЦ}} = Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot b_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{у}} = \frac{1}{\eta_{\text{Э.ТЭЦ}}^{\text{бр}}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{КЭС}}^{\text{бр}}} \quad (7.2.14)$$

Расход топлива на ТЭЦ (кг) $V_{\text{ТЭЦ}}$:

$$V_{\text{ТЭЦ}} = V_{\text{э}} + V_{\text{Q}} \quad (7.2.15)$$

Расход топлива (кг) на выработку отпущенной теплоты V_{Q} находится по формуле

$$V_{\text{Q}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{\eta_{\text{ку}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} \quad (7.2.16)$$

Расход топлива (кг) на ТЭЦ $V_{\text{ТЭЦ}}$ может быть рассчитан как

$$V_{\text{ТЭЦ}} = \frac{D}{I} \quad (7.2.17)$$

где I – испарительность топлива, кг/кг; D – расход пара на ТЭЦ, кг.

Коэффициент использования теплоты топлива на ТЭЦ $\eta_{\text{ТЭЦ}}$ оценивает эффективность использования топлива:

$$\eta_{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_{\text{отп}} + \Delta_{\text{выр}}}{V_{\text{ТЭЦ}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} \quad (7.2.18)$$

Задача 7.2.1. Необходимо определить КПД брутто и КПД нетто конденсационной электростанции, если КЭС было израсходовано $V = 720 \cdot 10^3$ т/год каменного угля с низшей теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 20500$ кДж/кг и выработано электрической энергии $\Delta_{\text{выр}} = 590 \cdot 10^{10}$ кДж/год, на собственные нужды потрачено 5% от выработанной электроэнергии.

Задача 7.2.2. КПД котельной установки $\eta_{\text{ку}} = 0,89$, КПД трубопроводов $\eta_{\text{тр}} = 0,97$, относительный внутренний КПД турбины $\eta_{\text{oi}} = 0,84$, механический КПД турбины $\eta_{\text{эм}} = 0,98$, электрический КПД генератора $\eta_{\text{г}} = 0,98$, начальные параметры пара перед турбинами $p_1 = 9$ МПа, $t_1 = 550^\circ\text{C}$ и давление пара в конденсаторе $p_{\text{к}} = 4$ кПа. Определить КПД КЭС брутто без учета работы питательных насосов.

Задача 7.2.3. КЭС работает с начальными параметрами пара перед турбинами $p_1 = 8,8$ МПа, $t_1 = 535^\circ\text{C}$ и давлении пара в конденсаторе $p_{\text{к}} = 4$ кПа. Необходимо определить, как повысится КПД станции брутто, без учета работы питательных насосов, с увеличением начальных параметров пара до $p_1' = 10$ МПа и $t_1' = 560^\circ\text{C}$. КПД котельной установки $\eta_{\text{ку}} = 0,9$, КПД трубопроводов $\eta_{\text{тр}} = 0,97$, относительный внутренний КПД турбины

$\eta_{0i}=0,84$, механический КПД турбины $\eta_{эм} = 0,98$ и электрический КПД генератора $\eta_r = 0,98$.

Задача 7.2.4. Теплоэлектроцентраль израсходовала $V_{ТЭЦ} = 94 \cdot 10^3$ т/год каменного угля с низшей теплотой сгорания $Q_H^p = 24,7$ МДж/кг, при этом произведя электрическую энергию в количестве $\mathcal{E}_{выр} = 61 \cdot 10^7$ МДж/год и отпустив теплоту внешним потребителям, равную $Q_{отп} = 4,4 \cdot 10^8$ МДж/год. Необходимо определить КПД ТЭЦ брутто по выработке электрической и тепловой энергии, при расходе топлива на выработку отпущенной теплоты $V_Q = 23 \cdot 10^3$ т/год.

Задача 7.2.5. ТЭЦ израсходовала $V_{ТЭЦ} = 72 \cdot 10^3$ т/год каменного угля с низшей теплотой сгорания $Q_H^p = 25,5$ МДж/кг, при этом произведя электроэнергию в количестве $\mathcal{E}_{выр} = 48 \cdot 10^7$ МДж/год и отпустив теплоту внешним потребителям, равную $Q_{отп} = 3,1 \cdot 10^8$ МДж/год. Определить КПД теплоэлектроцентрали брутто по выработке тепловой и электрической энергии, если КПД котельной установки $\eta_{ку} = 0,88$.

Задача 7.2.6. Определить КПД теплоэлектроцентрали нетто по отпуску электроэнергии и теплоты. Если ТЭЦ израсходовала $V_{ТЭЦ} = 82 \cdot 10^3$ т/год бурого угля с низшей теплотой сгорания $Q_H^p = 15,8$ МДж/кг, при этом выработав электрическую энергию в количестве $\mathcal{E}_{выр} = 38 \cdot 10^7$ МДж/год и отпустив теплоту внешним потребителям в количестве $Q_{отп} = 3,2 \cdot 10^8$ МДж/год. Расход электроэнергии на собственные нужды 8 % от выработанной энергии, расход топлива на выработку отпущенной теплоты $V_Q = 20 \cdot 10^3$ т/год, расход топлива на выработку электроэнергии для собственных нужд $V_{сн} = 4,6 \cdot 10^3$ т/год.

Задача 7.2.7. Определить КПД теплоэлектроцентрали нетто по отпуску электрической и тепловой энергии. ТЭЦ израсходовала $V_{ТЭЦ} = 96 \cdot 10^3$ т/год бурого угля с низшей теплотой сгорания $Q_H^p = 15,2$ МДж/кг, произведя при этом электрическую энергию в количестве $\mathcal{E}_{выр} = 39 \cdot 10^7$ МДж/год и отпустив теплоты внешним потребителям $Q_{отп} = 3,6 \cdot 10^8$ МДж/год. Расход электроэнергии на собственные нужды $\mathcal{E}_{сн} = 3,5 \cdot 10^7$ МДж/год, КПД котельной установки $\eta_{ку} = 0,9$ и расход топлива на выработку электроэнергии для собственных нужд $V_{сн} = 5 \cdot 10^3$ т/год.

Задача 7.2.8. Определить КПД ТЭЦ нетто по выработке электроэнергии и теплоты. Расход электроэнергии на собственные нужды составляет 6% от выработанной энергии, КПД котельной установки $\eta_{\text{кв}} = 0,87$ и расход топлива на выработку электроэнергии для собственных нужд $V_{\text{сн}} = 4,5 \cdot 10^3$ т/год.

Задача 7.2.9. Определить КПД теплоэлектроцентрали брутто по выработке электрической и тепловой энергии. Удельный расход условного топлива на выработку 1 МДж электроэнергии $b_{\text{Э.ТЭЦ}}^y = 0,108$ кг/МДж, удельный расход условного топлива на выработку 1 МДж теплоты $b_{\text{Q.ТЭЦ}}^y = 0,042$ кг/МДж.

Задача 7.2.10. КЭС израсходовала $V = 660 \cdot 10^3$ т/год каменного угля при низшей теплоте сгорания $Q_{\text{н}}^p = 24,7$ МДж/кг и произвела электрической энергии $\mathcal{E}_{\text{выр}} = 545 \cdot 10^7$ МДж/год. Вычислить удельный расход условного топлива на выработку 1 МДж электроэнергии.

Задача 7.2.11. ТЭЦ израсходовала $V_{\text{ТЭЦ}} = 78 \cdot 10^3$ т/год топлива, произведя при этом электрическую энергию в количестве $\mathcal{E}_{\text{выр}} = 54 \cdot 10^7$ МДж/год и отпустив теплоты внешним потребителям $Q_{\text{отп}} = 3,36 \cdot 10^8$ МДж/год. Тепловой эквивалент сжигаемого на ТЭЦ топлива $\mathcal{E} = 0,9$ и КПД котельной установки $\eta_{\text{кв}} = 0,89$.

Рассчитать удельные расходы условного топлива на выработку 1 МДж электроэнергии и 1 МДж теплоты.

Задача 7.2.12. Вычислить удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии для конденсационной электростанции с тремя турбогенераторами, имеющими мощность по $N = 50$ МВт каждый и количество часов использования установленной мощности $T_{\text{у}} = 5000$ ч. Станция израсходовала $V = 305 \cdot 10^3$ т/год каменного угля с низшей теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^p = 28,3$ МДж/кг.

Задача 7.2.13. Рассчитать удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии для конденсационной электростанции с двумя турбогенераторами, имеющими мощность по $N = 75$ МВт каждый и с коэффициентом использования установленной мощности $k_{\text{и}} = 0,65$. КЭС потратила $V = 576 \cdot 10^3$ т/год бурого угля с низшей теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^p = 15,2$ МДж/кг.

Задача 7.2.14. Необходимо рассчитать удельный расход условного топлива на выработку 1 МДж электроэнергии.

КЭС работает с начальными параметрами пара перед турбинами $p_1 = 16$ МПа, $t_1 = 610$ °С и давлением в конденсаторе $p_k = 4$ кПа. КПД котельной установки $\eta_{ку} = 0,89$, КПД трубопроводов $\eta_{тр} = 0,965$, относительный внутренний КПД турбины $\eta_{oi} = 0,835$, механический КПД турбины $\eta_{эм} = 0,98$ и электрический КПД генератора $\eta_r = 0,98$.

Задача 7.2.15. ТЭЦ потратила $V_{ТЭЦ} = 86 \cdot 10^3$ т/год каменного угля с низшей теплотой сгорания $Q_H^p = 28,3$ МДж/кг, произведя электрическую энергию в количестве $\mathcal{E}_{выр} = 184 \cdot 10^3$ МВт·ч/год. Вычислить удельные расходы условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии и 1 МДж теплоты, если расход топлива на выработку отпущенной теплоты $V_Q = 21,5 \cdot 10^3$ т/год и КПД ТЭЦ брутто по выработке теплоты $\eta_{Q.ТЭЦ}^{бр} = 0,81$.

Задача 7.2.16. Теплоэлектроцентр произвела электроэнергию в количестве $\mathcal{E}_{выр} = 56 \cdot 10^7$ МДж/год и отпустила теплоты внешним потребителям $Q_{отп} = 5,48 \cdot 10^8$ МДж/год. Вычислить удельные расходы условного топлива на выработку 1 МДж электроэнергии и 1 МДж теплоты, если расход пара из котлов $D = 77,4 \cdot 10^4$ т/год, испарительность топлива $I = 8,6$ кг/кг, КПД котельной установки $\eta_{ку} = 0,885$ и тепловой эквивалент сжигаемого топлива $\mathcal{E} = 0,88$.

Задача 7.2.17. ТЭЦ израсходовала $V_{ТЭЦ} = 88 \cdot 10^3$ т/год каменного угля с низшей теплотой сгорания $Q_H^p = 25,7$ МДж/кг, произведя электрическую энергию в количестве $\mathcal{E}_{выр} = 152 \cdot 10^3$ МВт·ч/год, отпустив теплоты внешним потребителям $Q_{отп} = 5,14 \cdot 10^8$ МДж/год. Вычислить удельный расход теплоты на выработку 1 кВт·ч энергии (для условного топлива), если КПД котельной установки $\eta_{ку} = 0,87$.

Задача 7.2.18. ТЭЦ произвела электрическую энергию в количестве $\mathcal{E}_{выр} = 32 \cdot 10^7$ МДж/год и отпустила теплоты внешним потребителям $Q_{отп} = 2,8 \cdot 10^8$ МДж/год. Необходимо рассчитать годовой расход топлива, если удельный расход условного топлива на выработку 1 МДж электроэнергии $b_{\mathcal{E}.ТЭЦ}^y = 0,104$ кг/МДж, КПД ТЭЦ брутто по выработке теплоты $\eta_{Q.ТЭЦ}^{бр} = 0,85$ и тепловой эквивалент сжигаемого на ТЭЦ топлива $\mathcal{E} = 0,86$.

Задача 7.2.19. ТЭЦ произвела электрическую энергию в количестве $\mathcal{E}_{выр} = 48 \cdot 10^7$ МДж/год и отпустила теплоты внешним потребителям $Q_{отп} =$

$42 \cdot 10^7$ МДж/год. Необходимо рассчитать коэффициент использования теплоты топлива на ТЭЦ с учетом того, что низшая теплота сжигаемого топлива $Q_H^p = 15,8$ МДж/кг, расход пара из котлов $D = 61,5 \cdot 10^4$ т/год и испарительность топлива $I = 8,2$ кг/кг.

Задача 7.2.20. ТЭЦ произвела электрическую энергию в количестве $\mathcal{E}_{\text{выр}} = 48 \cdot 10^7$ МДж/год и отпустила теплоты внешним потребителям $Q_{\text{отп}} = 36 \cdot 10^7$ МДж/год. Необходимо рассчитать коэффициент использования теплоты топлива на ТЭЦ и расход топлива на выработку электрической энергии. Низшая теплота сжигаемого топлива $Q_H^p = 15,2$ МДж/кг, расход пара из котлов $D = 66,3 \cdot 10^4$ т/год, испарительность топлива $I = 8,5$ кг/кг и КПД котельной установки $\eta_{\text{ку}} = 09$.

7.3 Принципиальные тепловые схемы энергетических установок и методы их расчета

Расход пара в паровой турбине непосредственно связан с мощностью:

$$N_{\text{э}} = D \cdot (h_0 - h_{\text{кс}}) \cdot \eta_{0i} \cdot \eta_{\text{эм}}, \quad (7.3.1)$$

где $N_{\text{э}}$ – электрическая мощность турбогенератора, кВт;
 D – расход пара на турбину при работе, если отсутствуют отборы, кг/с;
 $h_0, h_{\text{кс}}$ – энтальпия пара соответственно в начальной точке (перед турбиной) и в конце изоэнтропного расширения (в конденсаторе), кДж/кг.

Согласно заданным начальным и конечным характеристикам p_0, t_0, p_k можно определить значения $h_0, h_{\text{кт}}$ по таблицам свойств воды и диаграммам водяного пара. На рис.7.3.1 показан процесс расширения пара в турбине в h-s диаграмме.

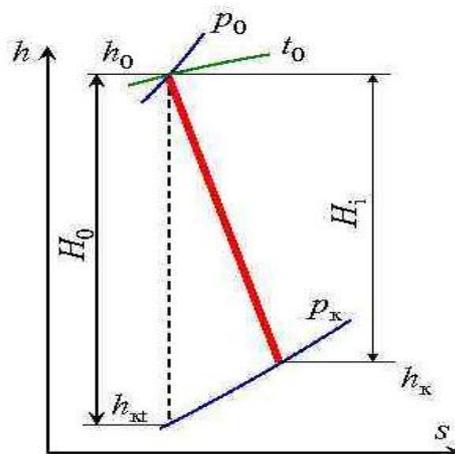


Рис. 7.3.1 Процесс расширения пара в турбине в h-s диаграмме

Для построения действительного процесса находят конечное значение энтальпии h_k :

$$h_k = h_0 - (h_0 - h_{ks}) \cdot \eta_{oi}. \quad (7.3.2)$$

Для нахождения термического КПД цикла, не принимая во внимание работу питательного насоса, следует определить энтальпию конденсата на выходе из конденсатора паровой турбины h'_k . В случае рассмотрения того, что конденсат в конденсаторе не переохлаждается, значение энтальпии жидкости находят по давлению в конденсаторе p_k с помощью таблиц свойств воды и водяного пара.

Термический КПД η_t цикла Ренкина:

$$\eta_t = \frac{h_0 - h_{ks}}{h_0 - h'_k}. \quad (7.3.3)$$

Расход пара на турбину D_T с отбором определяется по формуле проф. В.Ц. Гриневецкого:

$$D_T = D + y \cdot D_{отб} = \frac{N_{\varepsilon}}{(h_0 - h_{ks}) \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм}} + \frac{h_{отб} - h_k}{h_0 - h_k} \cdot D_{отб}, \quad (7.3.4)$$

где $y = \frac{h_{отб} - h_k}{h_0 - h_k}$ коэффициент недовыработки мощности паром турбины, где $h_{отб}$ – энтальпия пара в отборе; $D_{отб}$ – расход пара из отбора турбины на регенеративный подогрев конденсата.

Отбор $D_{отб}$ часто выражают в долях расхода пара на турбину $D_{отб} = \alpha \cdot D_T$, где α – доля отбора для смешивающего подогревателя. Эта доля вычисляется по тепловому балансу подогревателя и составляет:

$$\alpha = \frac{h'_{пв} - h'_k}{h_{отб} - h'_k}, \quad (7.3.5)$$

где $h'_{пв}$ – энтальпия питательной воды; h'_k – энтальпия конденсата на выходе из конденсатора паровой турбины.

Термический КПД цикла с регенерацией:

$$\eta_{тр} = \frac{(h_0 - h_{ks}) \cdot (1 - \alpha \cdot y)}{h_0 - h'_{пв}}. \quad (7.3.6)$$

Задача 7.3.1. Вычислить расход пара и термический КПД паротурбинной ЭС, имеющей мощность $N_{\varepsilon} = 12$ МВт. Начальные параметры пара $p_0 = 3,5$ МПа, $t_0 = 435$ °С, давление в конденсаторе $p_k = 4$ кПа, внутренний относительный КПД турбины $\eta_{oi} = 0,82$, механический КПД $\eta_{эм} = 0,92$.

Задача 7.3.2. Определить, как изменится расход пара на турбину (по условиям предыдущей задачи), если будет применен регенеративный

подогрев питательной воды паром из отбора турбины $p_{отб} = 0,1$ МПа в смешивающем подогревателе до температуры $t_{пв} = 100$ °С? Рассчитать также, как изменится термический КПД цикла при введении регенеративного подогрева.

Задача 7.3.3. Рассчитать расход пара и термический КПД паротурбинной установки мощностью $N_3 = 40$ МВт при начальных параметрах пара $p_0 = 13$ МПа, $t_0 = 550$ °С и давлении пара за турбиной $p_k = 6$ кПа, внутренний относительный КПД турбины $\eta_{oi} = 0,79$, механический КПД $\eta_{эм} = 0,93$. Турбина работает с выключенной регенерацией.

Задача 7.3.4. Вычислить расход пара и термический КПД паротурбинной установки мощностью $N_3 = 25$ МВт при начальных параметрах пара $p_0 = 4$ МПа, $t_0 = 450$ °С и давлении пара за турбиной $p_k = 4$ кПа с регенеративным подогревом конденсата в трех смешивающих подогревателях до температуры питательной воды $t_{пв} = 150$ °С, внутренний относительный КПД турбины $\eta_{oi} = 0,85$, механический КПД $\eta_{эм} = 0,93$.

Задача 7.3.5. Вычислить расход пара на турбину К-12-35 с учетом равномерного подогрева питательной воды в смешивающих подогревателях до температуры $t_{пв} = 140$ °С. Начальные параметры пара $p_0 = 3,5$ МПа, $t_0 = 435$ °С, давление пара за турбиной $p_k = 5$ кПа, внутренний относительный КПД турбины $\eta_{oi} = 0,82$, механический КПД $\eta_{эм} = 0,95$. Количество регенеративных отборов $n = 4$.

Задача 7.3.6. Вычислить расход пара на турбину и значение, на которое увеличится термический КПД цикла при введении пятиступенчатого регенеративного подогрева питательной воды в турбине К-50-90. Начальные параметры пара $p_0 = 9$ МПа, $t_0 = 500$ °С, давление пара за турбиной $p_k = 5$ кПа, внутренний относительный КПД турбины $\eta_{oi} = 0,86$, механический КПД $\eta_{эм} = 0,97$, $t_{пв} = 200$ °С. Все подогреватели смешивающего типа, регенеративный подогрев по ступеням равномерный.

Задание на расчетно-графическую работу:

Необходимо рассчитать принципиальную схему станции с турбиной Р-100-130/15.

Исходные данные: начальные параметры пара перед турбиной $p_0 = 12,74$ МПа, $t_0 = 560$ °С, давление за турбиной $p_k = 1$ МПа; отпуск пара внешнему потребителю из противодавления $D_{вп} = 540$ т/ч; внутренний

относительный КПД турбины $\eta_{0i} = 0,844$; механический КПД $\eta_{эм} = 0,97$; число отборов пара на регенерацию $n=3$; доля возвращаемого конденсата $\phi_{вк} = 0,85$, $t_{вк} = 70^{\circ}\text{C}$; давление в деаэраторе $p_d = 0,588$ МПа, температура химически-очищенной воды $t_{хов} = 30^{\circ}\text{C}$; продувка котла $\alpha_{прод} = 1\% D_T$, потеря пара и конденсата внутри станции $\alpha_{ут} = 1,2\% D_T$, продувочная вода котла после подогревателя химически очищенной воды сливается в канализацию с температурой $t_{сл} = 60^{\circ}\text{C}$.

Принципиальная схема турбоустановки представлена на рис. 7.3.2.

Пояснение: Расчет принципиальной схемы противодействующей турбины сводится к определению расхода пара на турбину и развиваемой ею электрической мощности. Если имеются нерегулируемые отборы пара для регенеративного подогрева питательной воды и возвращаемый конденсат с производства с незаданной наперед температурой питательной воды, данная задача может быть решена лишь методом предварительной оценки расхода пара на турбину с последующим уточнением (методом последовательных приближений).

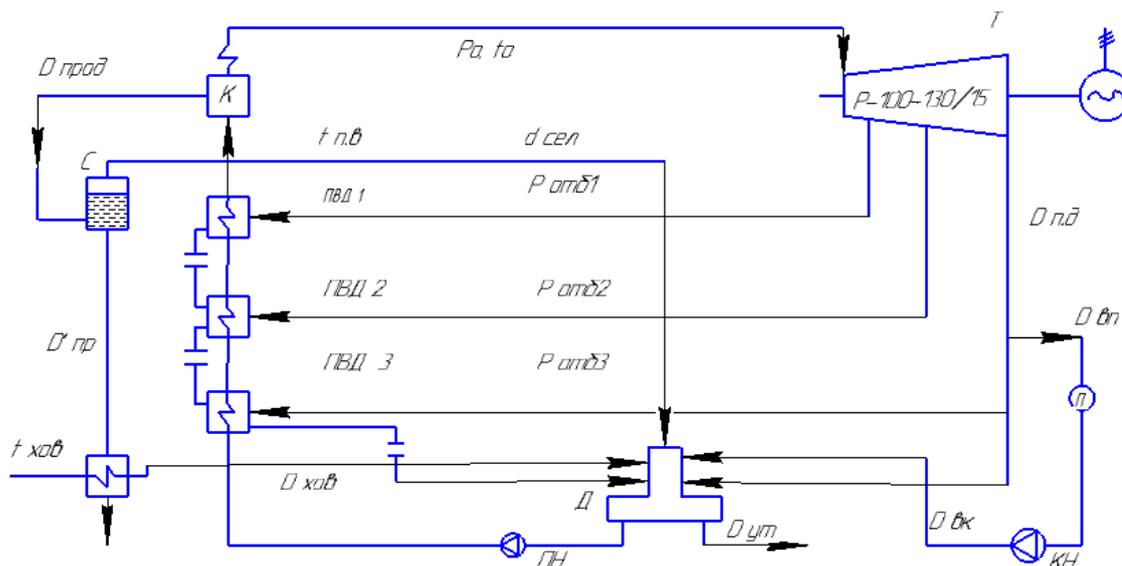


Рис. 7.3.2 Принципиальная тепловая схема турбоустановки P-100-130/15: К – котел; Т–турбина; П – тепловой потребитель; Д – деаэратор; КН– конденсатный насос; ПН – питательный насос; ПВД – подогреватель высокого давления; С– сепаратор

Для предварительной оценки расхода пара на турбину расчетную схему представим в ином виде, заменив регенеративную систему из трех поверхностных подогревателей одним условным смешивающим регенеративным подогревателем (рис. 7.3.3).

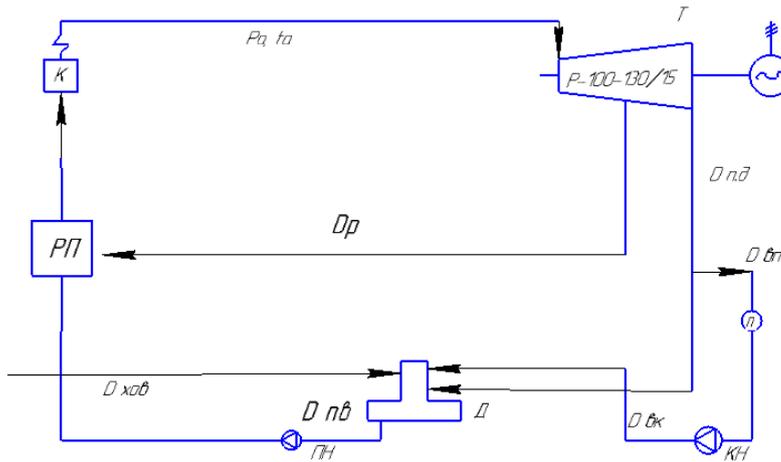


Рис. 7.3.3. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Р-100-130/15 с регенеративным подогревателем смешивающего типа: РП – регенеративный подогреватель смешивающего типа

В этом случае расход пара на турбину $D_T = D_{пд} + D_p$, где $D_{пд} = D_{вп} + D_d$. Здесь D_d – расход пара на деаэратор; D_p – расход пара из отбора в условном смешивающем регенеративном подогревателе.

Строим рабочий процесс в h - s диаграмме.

На основе материального и теплового баланса оценим расход пара на деаэратор:

$$D_d = \frac{D_{хов} \cdot (h'_d - h'_{хов}) + D_{вк} \cdot (h'_d - h'_{вк})}{h_k - h'_d}$$

Расход химически очищенной воды:

$$D_{хов} = (1 - \varphi_{вк}) \cdot D_{вп} + D_{ут} + D_{прод}$$

Предварительный расход пара из противодавления:

$$D_{пд} = D_{вп} + D_d$$

Задаемся температурой питательной воды $t_{пв} = 230^\circ\text{C}$.

Определяем параметры среднего условного регенеративного отбора пара.

Температура питательной воды в смешивающем регенеративном подогревателе $t_{пв}$:

$$t_p^{cp} = \frac{t_{пв} + t_d}{2}$$

Найдем давление в среднем регенеративном отборе по t_p^{cp} и энтальпию: P_p^{cp} и h_p^{cp} .

Определяем расход пара в условном регенеративном подогревателе D_p^{cp} . Уравнение теплового баланса:

$$D_p^{cp} \cdot (h_p^{cp} - h'_{пв}) \cdot \eta_{та} = (D_{пд} + D_{ут} + D_{прод}) \cdot (h'_{пв} - h'_д),$$

где $\eta_{та} = 0,98$ – КПД теплообменного аппарата.

$$D_p^{cp} = \frac{(D_{пд} + D_{ут} + D_{прод}) \cdot (h'_{пв} - h'_д)}{(h_p^{cp} - h'_{пв}) \cdot \eta_{та}}.$$

Предварительный расход пара на турбину D_T :

$$D_T = D_{пд} + D_p^{cp}.$$

При номинальной нагрузке и при конечном давлении $P_K^0 = 1,47$ МПа турбина P-100-130 согласно заводским данным имеет следующую характеристику: $D_T^0 = 760$ т/ч; давления и температуры в отборах $P_{отб1}^0 = 3,4$ МПа; $t_{отб1}^0 = 385^\circ\text{C}$; $P_{отб2}^0 = 2,28$ МПа; $t_{отб2}^0 = 335^\circ\text{C}$; $P_{отб3}^0 = 1,47$ МПа; $t_{отб3}^0 = 284^\circ\text{C}$.

Используя формулу Флюгеля, определяем давление в первом отборе при расходе пара на турбину D_T и конечном давлении p_K :

$$P_{отб1}^0 = \sqrt{P_K^2 + \left(\frac{D_T}{D_T^0}\right)^2 \cdot ((P_{отб1}^0)^2 - (P_K^0)^2)}$$

По h-s диаграмме по $P_{отб1}^0$ находим $h_{отб}$ и температуру насыщения $t_{отб1}^H$.

Примем недогрев $\theta = 3 - 6$ °С, тогда температура питательной воды $t_{пв}$ на входе в котел будет:

$$t_{пв} = t_{н1} - \theta.$$

Расход питательной воды:

$$D_{пв} = D_T + D_{прод};$$

Расчет сепаратора непрерывной продувки:

Из уравнения теплового баланса сепаратора:

$$d_{сеп} = \frac{D_{прод} \cdot (h'_{прод} - h'_{сеп})}{h''_{сеп} - h'_{сеп}}$$

Энтальпия продувочной воды $h'_{прод}$ определяется по давлению в барабане котла $P_б = 13,8$ МПа; $h''_{сеп}$ и $h'_{сеп}$ определяются по $P_{сеп} = 0,7$ МПа.

Количество продувочной воды $D'_{прод}$, сливаемой в дренаж:

$$D'_{прод} = D_{прод} - d_{сеп}.$$

Температура добавочной химически очищенной воды после охладителя продувки $t_{доб}$:

$$t_{\text{доб}} = t_{\text{хов}} + \frac{D'_{\text{прод}}}{D_{\text{доб}}} \cdot (t_{\text{сеп}} - t_{\text{сл}}).$$

$$D_{\text{доб}} = D_{\text{хов}} + \alpha_{\text{ут}}.$$

Определение интервала подогрева питательной воды в регенеративных подогревателях:

$$\Delta t_{\text{пв}} = t_{\text{пв}} - t_{\text{д}}.$$

При трехступенчатом равномерном подогреве питательной воды в каждой ступени:

$$\Delta t_{\text{пвд}} = \frac{\Delta t_{\text{пв}}}{3}.$$

Температура питательной воды перед ПВД 1:

$$t'_1 = t_{\text{пв}} - \Delta t_{\text{пвд}}.$$

Расход пара на ПВД1:

$$D_{\text{отб1}} = \frac{D_{\text{пв}} \cdot (h'_{\text{пв}} - h'_1)}{(h_{\text{отб1}} - h'_{\text{отб1}}) \cdot \eta_{\text{та}}}.$$

Температура насыщенного пара второго отбора:

$$t_{\text{отб2}}^{\text{H}} = t'_1 + \theta.$$

По $t_{\text{отб2}}^{\text{H}}$ находим $P_{\text{отб2}}$ во втором отборе.

Температура питательной воды перед ПВД 2:

$$t'_2 = t_{\text{отб3}}^{\text{H}} - \theta.$$

Уравнение теплового баланса ПВД 2:

$$D_{\text{пв}} \cdot (h'_1 - h'_2) = (D_{\text{отб2}} \cdot (h_{\text{отб2}} - h'_{\text{отб2}}) + D_{\text{отб1}} \cdot (h'_{\text{отб1}} - h'_{\text{отб2}})) \cdot \eta_{\text{та}}$$

Расход пара во втором отборе $D_{\text{отб2}}$:

$$D_{\text{отб2}} = \frac{D_{\text{пв}} \cdot (h'_1 - h'_2) - D_{\text{отб1}} \cdot (h'_{\text{отб1}} - h'_{\text{отб2}}) \cdot \eta_{\text{та}}}{(h_{\text{отб2}} - h'_{\text{отб2}}) \cdot \eta_{\text{та}}}.$$

Температуру насыщения пара третьего отбора $t_{\text{отб3}}^{\text{H}}$ находим по давлению $p_{\text{к}}$.

Расход пара в третьем отборе $D_{\text{отб3}}$:

$$D_{\text{отб3}} = \frac{D_{\text{пв}} \cdot (h'_2 - h'_{\text{пв}}) - \eta_{\text{та}} \cdot [(D_{\text{отб1}} + D_{\text{отб2}}) \cdot (h'_{\text{отб2}} - h'_{\text{отб3}})]}{(h_{\text{отб3}} - h'_{\text{отб3}}) \cdot \eta_{\text{та}}},$$

где $h'_{\text{пв}} = h'_{\text{д}} + \Delta h_{\text{пн}}$ — энтальпия питательной воды за питательным насосом:

$$\Delta h_{\text{пн}} = \frac{\Delta P_{\text{пн}} \cdot V_{\text{ср}}}{\eta_{\text{пн}}} = 25 \text{ кДж/кг}.$$

Расход пара на деаэратор $D_{\text{д}}$:

$$D_{\text{д}} = \frac{(D_{\text{пв}} + D_{\text{ут}}) \cdot h'_{\text{д}} - \sum D_{\text{отб}}^{\text{пвд}} \cdot h'_{\text{отб3}} - d_{\text{сеп}} \cdot h''_{\text{сеп}} - D_{\text{доб}} \cdot h'_{\text{доб}} - D_{\text{вк}} \cdot h'_{\text{вк}}}{h_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{д}}},$$

где $\eta_{\text{д}} = 0,98$.

Полный расход пара в турбине D_T :

$$D_T = D_{отб1} + D_{отб2} + D_{отб3} + D_d + D_{вп}$$

Находим расхождение расхода пара по сравнению с первоначальным принятым расходом:

$$\Delta D_T = \frac{D_{тпредв} - D_T}{D_{тпредв}} \cdot 100\%$$

Если расхождение ΔD_T менее 2 %, то дальнейшую корректировку расхода пара не производим.

Электрическая мощность турбины $N_э$:

$$N_э = \sum D_i \cdot \Delta h_i \cdot \eta_{эм} = [(D_{отб1} \cdot \Delta h_1 + D_{отб2} \cdot \Delta h_2 + D_{отб3} \cdot \Delta h_3) + (D_d + D_{вп}) \cdot H_i] \cdot \eta_{эм}$$

8. ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

Лабораторная работа №1

Расчет цикла паротурбинной установки на сухом насыщенном паре

Цель работы: Рассчитать цикл паротурбинной установки, работающей на сухом насыщенном паре.

Для паротурбинной установки, действующей по обратимому (теоретическому) циклу Ренкина, необходимо определить:

- параметры воды в характерных точках;
- параметры пара в характерных точках;
- количество теплоты, подведенной в цикле;
- работу, произведенную паром в турбине;
- работу, затраченную на привод питательного насоса;
- работу, совершенную в цикле;
- термический КПД цикла;
- теоретические расходы пара и тепла на выработку электрической энергии.

Установка (рис. 8.1.1) работает на сухом насыщенном паре.

Исходные данные:

- начальное давление пара $P_1 = 13\ 000$ кПа; начальная температура пара $t_1 = 490$ °С;
- давление в конденсаторе $P_2 = 4,5$ КПа.

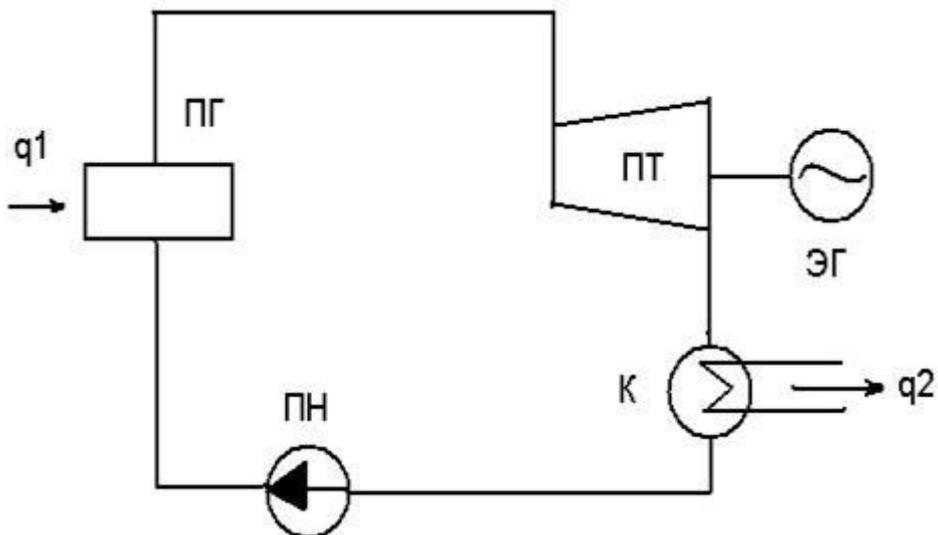


Рис. 8.1.1 Схема паротурбинной установки: ПТ – паровая турбина; ЭГ – электрогенератор; К – конденсатор; ПН – питательный насос; ПГ – парогенератор

Чтобы определить параметры рабочего тела в характерных точках в теоретическом цикле Ренкина, необходимо воспользоваться p - v , t - s и h - s диаграммами, которые схематично изображены ниже на рис.8.1.2. По ним легко увидеть, какие параметры изменяются.

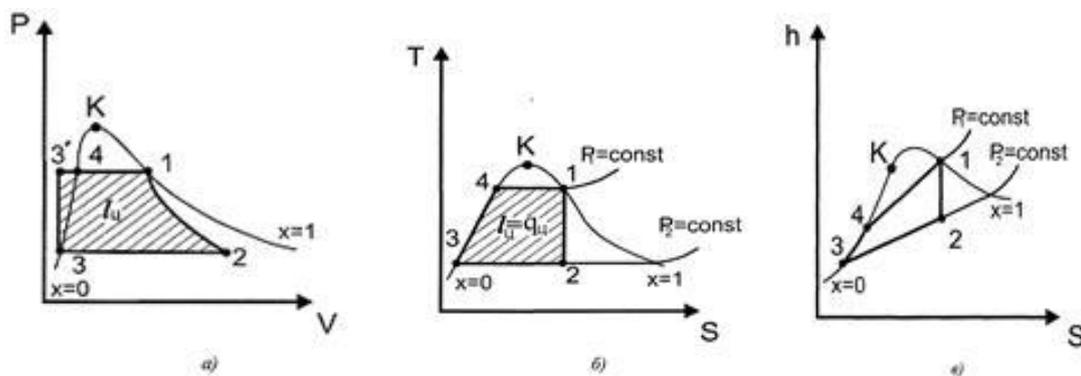


Рис. 8.1.2 Теоретический цикл Ренкина: 1-2 – адиабатическое расширение пара в турбине; 2-3 – изобарно-изотермический процесс конденсации пара ($P_2 = \text{const}$, $t_2 = \text{const}$); 3-3' – адиабатное сжатие воды в насосе; учитывая, что вода практически не сжимается, процесс можно считать и изохорным (процесс показан только на P - v диаграмме); 3(3')-4 – изобарный процесс подогрева воды в экономайзере парогенератора ($P_1 = \text{const}$); 4-1 – изобарно-изотермический процесс парообразования в парогенераторе ($P_1 = \text{const}$, $t_1 = \text{const}$)

Параметры определяются по h - s диаграмме и таблицам свойств воды и водяного пара.

Таблица 8.1.1 Параметры в характерных точках цикла паротурбинной установки (ПТУ) при работе на сухом насыщенном паре

Точки цикла	P, кПа	t, °C	h, кДж/кг	v, м ³ /кг	S, кДж/(кг·К)	X
1	13000	330,86	2662	0,012	5,39	1
2	4,5	31	1645,7	19,43	5,39	0,624
3	4,5	31	130	0,001	0,45	0
4	13000	330,86	1532	0,0015	3,56	0

Удельная теплота, затраченная на образование 1 кг пара в турбине:

$$q_1 = h_1 - h_3.$$

Удельный отвод теплоты в конденсаторе: $q_2 = h_2 - h_3.$

Удельная полезная работа, совершаемая паром в турбине, в адиабатном процессе расширения определяется величиной располагаемого теплового перепада H_p : $l_T = H_p = h_1 - h_2,$

где H_p – величина располагаемого теплового перепада.

Пренебрегая работой, затраченной на сжатие в насосе, можно считать, что полученная в цикле работа равна работе, совершаемой паром в турбине: $l_{ц} = l_T.$

Термический КПД цикла Ренкина: $\eta_T = \frac{l_{ц}}{q_1}.$

Теоретический удельный расход пара d_0 , необходимый для выработки одного кВт·ч электроэнергии: $d_0 = \frac{3600}{H_p}.$

Теоретический удельный расход тепла q_0 , необходимый для выработки одного кВт·ч: $q_0 = d_0 \cdot q_1.$

Контрольные вопросы :

1. Определение паротурбинной установки (ПТУ).
2. Назначение элементов схемы паротурбинной установки.
3. Классификация паров.
4. Основные термодинамические процессы.
5. Как определяется термический КПД цикла Ренкина?
6. Изображение теоретического цикла Ренкина в p-v, t-s и h-s диаграммах.
7. Как определяется полученная в цикле Ренкина работа?

Лабораторная работа №2

Расчет цикла паротурбинной установки на перегретом паре

Цель работы: Рассчитать цикл паротурбинной установки, работающей на перегретом паре.

Для паротурбинной установки, действующей по обратимому (теоретическому) циклу Ренкина, требуется определить:

- параметры воды в характерных точках;
- параметры пара в характерных точках;
- количество тепла, подведенного в цикле;
- работу, произведенную паром в турбине;
- работу, затраченную на привод питательного насоса;
- работу, совершенную в цикле;
- термический КПД цикла;
- теоретические расходы пара и тепла на выработку электроэнергии.

Установка (рис.8.2.1) работает на перегретом паре.

Исходные данные:

- начальное давление пара $P_1 = 13\ 000$ кПа; начальная температура пара $t_1 = 490$ °С;
- давление пара после вторичного перегрева $P_n = 3300$ кПа; температура пара после вторичного перегрева $t_n = 510$ °С;
- давление в отборе $P_{отб} = 380$ кПа;
- конечное давление пара $P_2 = 4,5$ кПа

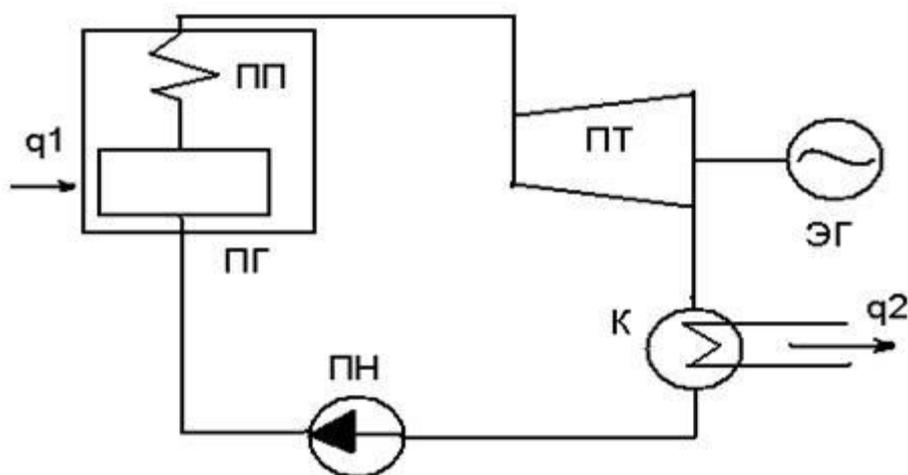


Рис. 8.2.1 Схема паротурбинной установки: ПГ – парогенератор; ПП – пароперегреватель, ПТ – паровая турбина; ЭГ – электрогенератор; К – конденсатор; ПН – питательный насос;

Процесс парообразования в p-v, h-s и T-s диаграммах представлен на рис. 8.2.2

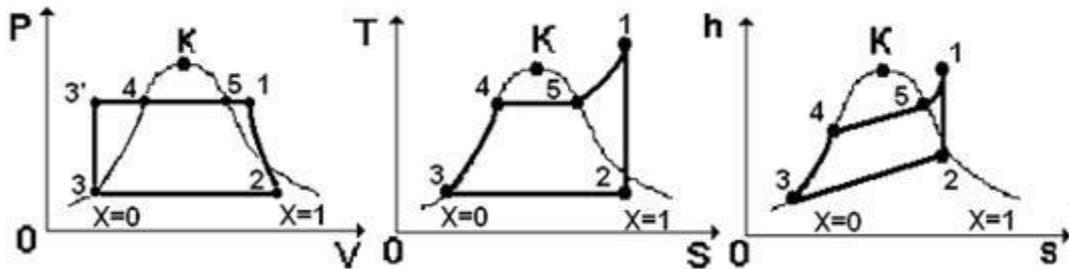


Рис. 8.2.2 Процесс парообразования: 1-2 – адиабатическое расширение пара в турбине; 2-3 – изобарно-изотермический процесс конденсации пара ($P_2=\text{const}$, $t_2=\text{const}$); 3- 3' – адиабатное сжатие воды в насосе (можно считать изохорным); 3'-4 – изобарный процесс подогрева; 4-5 – изобарно-изотермический процесс парообразования в парогенераторе; 5-1 – изобарный процесс перегрева пара.

Таблица 8.2.1 Параметры в характерных точках цикла ПТУ при работе на перегретом паре

Точки цикла	P, кПа	t, °C	h, кДж/кг	v, м ³ /кг	S, кДж/(кг·К)	X
1	13000	490	3309	0,024	6,4	1
2	4,5	31	1940,8	23,2	6,4	0,746
3	4,5	31	130	0,001	0,45	0
4	13000	330,86	1532	0,0015	3,56	0
5	13000	330,86	2662	0,012	5,39	1

Параметры определяются по h-s диаграмме и таблицам свойств воды и водяного пара.

Удельная теплота, затраченная на образование 1 кг пара в турбине:
 $q_1=h_1 - h_3$.

Удельный отвод теплоты в конденсаторе: $q_2=h_2 - h_3$.

Удельная полезная работа, совершаемая паром в турбине, в адиабатном процессе расширения определяется величиной располагаемого теплового перепада H_p : $l_T = H_p = h_1 - h_2$,

где H_p – величина располагаемого теплового перепада.

Если пренебречь работой, затраченной на сжатие в насосе, будем считать, что полученная в цикле работа равна работе, совершаемой паром в турбине: $l_{ц} = l_{т}$.

Термический КПД цикла Ренкина : $\eta_t = \frac{l_{ц}}{q_1}$.

Теоретический удельный расход пара d_0 необходимый для выработки одного кВт·ч электроэнергии: $d_0 = \frac{3600}{H_p}$.

Теоретический удельный расход тепла q_0 , необходимый для выработки одного кВт·ч: $q_0 = d_0 \cdot q_1$.

Контрольные вопросы:

1. Элементы паротурбинной установки и их назначение.
2. Определение перегретого пара.
3. Основные термодинамические процессы.
4. Как определяется термический КПД цикла Ренкина?
5. Изображение процесса парообразования в p-v диаграмме.
6. Изображение процесса парообразования в t-s диаграмме.
7. Изображение процесса парообразования в h-s диаграмме.
8. Как определяется теоретический удельный расход тепла?

Лабораторная работа №3

Расчет цикла паротурбинной установки на перегретом паре с вторичным перегревом

Цель работы: Рассчитать цикл паротурбинной установки на перегретом паре с вторичным перегревом.

Для паротурбинной установки, действующей по обратимому (теоретическому) циклу Ренкина, требуется определить:

- параметры воды в характерных точках;
- параметры пара в характерных точках
- количество тепла, подведенного в цикле;
- работу, произведенную паром в турбине;
- работу, затраченную на привод питательного насоса;
- работу, совершенную в цикле;
- термический КПД цикла;
- теоретические расходы пара и тепла на выработку электроэнергии.

В данном цикле используется многоступенчатая турбина, состоящая из цилиндра высокого давления (ЦВД) и нескольких цилиндров низкого давления (ЦНД). Пар из парового котла проходит сначала через цилиндр высокого давления, при этом расширяясь и совершая работу. После этого он возвращается в паровой котел, который является промежуточным пароперегревателем. Там пар осушается и нагревается до более высокой температуры, только при более низком и постоянном давлении, после поступает в цилиндр низкого давления, где, продолжая расширяться, так же совершает работу.

Установка (рис. 8.3.1) работает на перегретом паре с вторичным перегревом .

Исходные данные:

- начальное давление пара $P_1 = 13\ 000$ кПа; начальная температура пара $t_1 = 490$ °С;
- давление пара после вторичного перегрева $P_n = 3300$ кПа; температура пара после вторичного перегрева $t_n = 510$ °С.

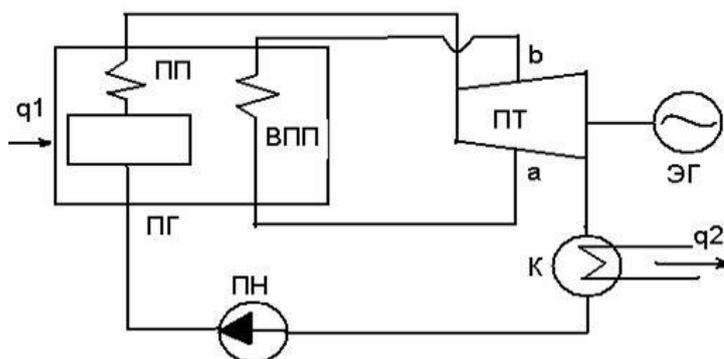


Рис. 8.3.1 Схема паротурбинной установки: ПТ – паровая турбина; ЭГ – электрогенератор; К – конденсатор; ПН – питательный насос; ПГ – парогенератор; ПП – пароперегреватель; ВПП – вторичный пароперегреватель

Процесс парообразование в p - v , h - s и T - s диаграммах представлен на рис. 8.3.2

Параметры определяются по h - s диаграмме и таблицам свойств воды и водяного пара.

Удельная теплота, затраченная на образование 1 кг пара в турбине:

$$q_1^n = (h_1 - h_3) + (h_b - h_a).$$

Удельный отвод теплоты в конденсаторе: $q_2^n = h_2 - h_3.$

Удельная полезная работа, совершаемая паром в турбине, в адиабатном процессе расширения: $l_m^n = H_p^n$.

Работа, совершаемая паром в турбине: $l_u^n = l_m^n$.

Термический КПД цикла Ренкина : $\eta_t^n = \frac{l_u^n}{q_1^n}$.

Теоретический удельный расход пара d_0 , необходимый для выработки одного кВт·ч электроэнергии: $d_0^n = \frac{3600}{H_p^n}$.

Теоретический удельный расход тепла q_0 , необходимый для выработки одного кВт·ч: $q_0^n = d_0^n \cdot q_1^n$.

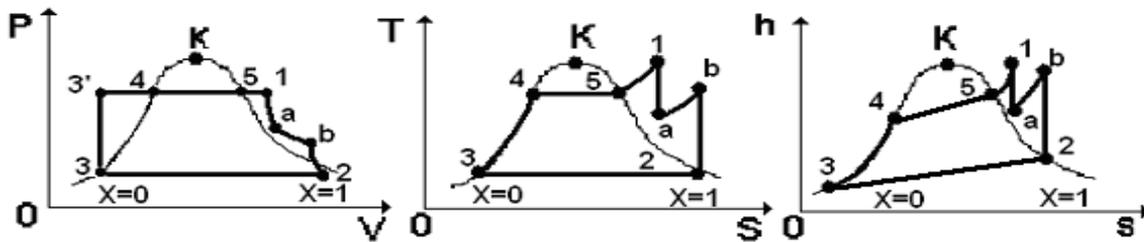


Рис. 8.3.2 Процесс парообразования: 1-а – адиабатическое расширение пара в турбине; а-б – изобарный процесс вторичного перегрева пара; б-2 – адиабатическое расширение пара в турбине; 2-3 – изобарно-изотермический процесс конденсации пара ($P_2=\text{const}$, $t_2=\text{const}$); 3-3' – адиабатное сжатие воды в насосе (можно считать и изохорным); 3'-4 – изобарный процесс подогрева воды в парогенераторе; 4-5 – изобарно-изотермический процесс парообразования в парогенераторе; 5-1 – изобарный процесс перегрева пара в парогенераторе

Таблица 8.3.1 Параметры в характерных точках цикла ПТУ при работе на перегретом паре

Точки цикла	P, кПа	t, °C	h, кДж/кг	v, м ³ /кг	S, кДж/(кг·К)	X
1	13000	490	3309	0,024	6,4	1
a	3300	283,14	2939,6	0,07	6,4	1
b	3300	510	3476,3	0,0107	7,2	1
2	4,5	31	2188,1	26,4	7,2	0,85
3	4,5	31	130	0,001	0,45	0
4	13000	330,86	1532	0,0015	3,56	0
5	13000	330,86	2662	0,012	5,39	1

После выполнения трех лабораторных работ необходимо произвести сравнение полученных показаний и сделать выводы по результатам, полученным в лабораторных работах.

Контрольные вопросы:

1. Схема паротурбинной установки, назначение ее элементов.
2. Принцип работы многоступенчатой турбины.
3. Основные термодинамические процессы и их изображение в $p-v$, $t-s$, $h-s$ диаграммах.
4. Как определяется теоретический удельный расход пара?
5. Описать процесс парообразования по диаграммам.
6. Как определяется теоретический удельный расход тепла?
7. Как выбираются начальные и конечные параметры перегрева пара?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Замалеев, М. М. Технология централизованного производства тепловой и электрической энергии: учебно-практическое пособие / М. М. Замалеев, М. А. Маликов, В. И. Шарапов; Федер. агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования Ульян. гос. техн. ун-т, Ин-т дистанционного образования. — Ульяновск: УлГТУ, 2009. — 223 с.
2. Коломиец, Н. В. Режимы работы и эксплуатация электрооборудования электрических станций : учебное пособие / Н. В. Коломиец, Н. Р. Пономарчук, Г. А. Елгина. – Томск : ТПУ, 2015. — 72 с.
3. Лебедев, В. А. Основы энергетики : учебное пособие / В. А. Лебедев, В. М. Пискунов. — Санкт-Петербург : Лань, 2019. — 140 с.
4. Назмеев, Ю. Г. Теплообменные аппараты ТЭС: учебное пособие для вузов / Ю. Г. Назмеев, В. М. Лавыгин. — 3-е изд., стер.. — Москва: Изд-во МЭИ, 2005. — 260 с.
5. Стерман, Л. С. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для студ. вузов, обучающихся по направлению подгот. «Теплоэнергетика» / Л. С. Стерман, В. М. Лавыгин, С. Г. Тишин. — 4-е изд., перераб. и доп. — Москва: МЭИ, 2008. — 463 с.
6. 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 ; Моск. энерг. ин-т. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва: МЭИ, 2007. — 465 с.

Учебное электронное издание

ЦВЕТОВА Екатерина Владимировна

**ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛОТЫ**

Практикум

Редактор Н.А. Евдокимова

Дата подписания к использованию 02.10.2020.
ЭИ № 1462. Объем данных 3,8 Мб. Заказ № 459.

Ульяновский государственный технический университет
432027, Ульяновск, Сев. Венец, 32.
ИПК «Венец» УлГТУ, 432027, Ульяновск, Сев. Венец, 32.

Тел.: (8422) 778-113
E-mail: venec@ulstu.ru
venec.ulstu.ru