

Федеральное агентство по образованию

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ГОУ ВПО «АмГУ»

УТВЕРЖДАЮ

Зав.кафедрой энергетики

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2007г.

ВВЕДЕНИЕ В СПЕЦИАЛЬНОСТЬ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальности 140101 – «Тепловые электрические станции»

Составитель: ст. преп. Гриценко М.В.

Благовещенск

2007 г.

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного
университета

Гриценко М.В.

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Введение в специальность» для студентов специальности 140101 «Тепловые электрические станции». - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 41 с.

Учебно-методические рекомендации предназначены для оказания помощи студентам специальности 140101 «Тепловые электрические станции» в изучении дисциплины «Введение в специальность»: формирования знаний о способах преобразования тепловой энергии в электрическую, об устройстве и работе современной тепловой электрической станции.

В авторской редакции

© Гриценко М.В.

© Амурский государственный университет, 2007

АННОТАЦИЯ

В рамках направления 650800 «Теплоэнергетика» на кафедре Энергетики реализуется подготовка дипломированного специалиста по специальности 140101. Подготовка инженера по специальности 140101 «Тепловые электрические станции» включает изучение дисциплины «Введение в специальность» в разделе дисциплин специализации ДС.6.

Согласно учебному плану специальности данная дисциплина изучается на первом курсе обучения (первый семестр), предусмотрены следующие виды занятий и формы контроля:

Лекции	<i>18 часов</i>
Практические занятия	<i>8 часов</i>
Самостоятельная работа	<i>10 часов</i>
Вид итогового контроля	<i>зачет</i>
Всего	<i>36 часов</i>

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ, ЕЕ МЕСТО В УЧЕБНОМ ПРОЦЕССЕ

1.1. Цель преподавания дисциплины

Инженеру по специальности «Тепловые электрические станции» предстоит работать в области энергетики, и поэтому он обязан в достаточном объеме знать все основные звенья технологической цепочки, составляющей эту отрасль; и особенно глубоко – процесс получения электроэнергии на тепловых электрических станциях.

Изучение дисциплины «Введение в специальность» позволит студентам составить целостную картину о видах энергии, способах преобразования тепловой энергии в электрическую, об устройстве и работе современной тепловой электрической станции. Уделено внимание проблемам защиты окружающей среды, а также вопросам энергосбережения.

В данном курсе изложены основные положения, необходимые для освоения практически всех специальных дисциплин Федерального компонента государственного образовательного стандарта, таких как: «Котельные установки и парогенераторы», «Турбины тепловых и атомных электрических станций», «Тепломеханическое и вспомогательное оборудование электростанций», «Тепловые и атомные электрические станции», а также дисциплин специализации «Топливное хозяйство и золоудаление», «Основы централизованного теплоснабжения» и др.

1.2. Задачи изучения дисциплины

Задачей изучения дисциплины является подготовка студентов первого курса к освоению всего объема знаний по выбранной специальности.

В результате изучения дисциплины студенты должны знать принципы работы и устройство паровых котлов и турбин; типы тепловых электрических станций и их принципиальные технологические схемы; общие вопросы рационального проектирования и эксплуатации ТЭС; основы эксплуатации систем теплоснабжения, общие мероприятия по энергосбережению и охране окружающей среды.

Студенты должны уметь пользоваться справочной и технической литературой.

Студенты должны знать и понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии; основные проблемы и перспективы развития теплоэнергетики, ее роль в топливно-энергетическом комплексе страны.

1.3. Связь с другими дисциплинами специальности

Перечень дисциплин, освоение которых необходимо при изучении данной дисциплины.

Физика: молекулярная физика и термодинамика, основы теплообмена.

Химия: окислительно-восстановительные реакции.

Знания и умения, полученные в курсе, являются необходимыми для изучения специальных дисциплин «Котельные установки и парогенераторы», «Турбины тепловых и атомных электрических станций», «Тепломеханическое и вспомогательное оборудование электростанций», «Тепловые и атомные электрические станции», «Тепломассообменное оборудование промышленных предприятий», «Основы централизованного теплоснабжения», «Топливное хозяйство и золоудаление» и т.д.

2. КРАТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

Теоретические сведения, необходимые для изучения дисциплины изложены в [1, 2, 3, 4]. Ниже приводится конспект лекционных занятий, а также темы для самостоятельного изучения и вопросы для самопроверки.

Тема 1

Общие сведения об электроэнергетике. Источники энергии.

Энергетика мира. Электроэнергетическая отрасль России. Структура, современное состояние, основные направления развития. Особенности электроэнергетики Дальнего Востока.

Возобновляемые и невозобновляемые источники энергии. Преобразование разного вида энергии в электрическую.

Потребление энергии является обязательным условием существования человечества. Наличие доступной для потребления энергии всегда было необходимо для удовлетворения потребностей человека, увеличения продолжительности и улучшения условий его жизни.

История цивилизации – история изобретения все новых и новых методов преобразования энергии, освоения ее новых источников и, в конечном итоге, увеличения энергопотребления.

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

Цель энергетики – обеспечение производства энергии путем преобразования первичной (природной) энергии (например, химической энергии топлива) во вторичную (например, в электрическую или тепловую энергии).

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

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

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

В современном мире энергетика является основой развития базовых отраслей промышленности, определяющих прогресс общественного производства.

Электроэнергетика нашей страны характеризуется высоким уровнем концентрации производства электрической и тепловой энергии. Более 45 % мощности электростанций России сконцентрировано на электростанциях единичной мощностью 2000 МВт и выше. Крупнейшие агрегаты, работающие на ТЭС, имеют единичную мощность 1200 МВт, на АЭС — 1000 МВт, на ГЭС — 640 МВт.

В России более 90 % существующего потенциала электроэнергетики объединено в Единую энергетическую систему (ЕЭС) России, которая охватывает всю обжитую территорию страны от западных границ до Дальнего Востока и является одним из крупнейших в мире централизованно управляемых энергообъединений.

Электроэнергетика (в широком смысле слова) в ближайшие десятилетия сохранит свою роль мощного стимула социально-экономического развития России.

Стратегически основным средством ее благотворного влияния на жизнь людей по-прежнему будет внедрение во все сферы человеческой деятельности (электрификация), причем во все большей мере это будут высокие (прежде всего информационные) технологии, использующие особые физические свойства и высокую ценность (плотность потока энергии и управляемость) этой формы энергии.

Из большого разнообразия ресурсов, встречающихся в природе выделяют основные, используемые в больших количествах для практических нужд.

К основным энергоресурсам относят энергию рек, водопадов; различные органические топлива — уголь, нефть, газ; ядерное топливо — тяжелые элементы урана и тория, а в перспективе — легкие элементы. Энергоресурсы подразделяют на возобновляемые и невозобновляемые. К первым относятся те, которые природа непрерывно восстанавливает (вода, ветер и т.д.), а ко вторым — ранее накопленные в природе, но в новых геологических условиях практически не образующиеся (уголь, нефть, газ).

Известно, что электрическая энергия считается основой современной цивилизации. Можно без преувеличения сказать, что без электрической энергии невозможна нормальная жизнь современного общества. Электрическая энергия широко используется в промышленности для приведения в действие самых различных механизмов и непосредственно в технологических процессах, на транспорте, в быту. Работа современных средств связи — телеграфа, телефона, радио, телевидения — основана на применении электрической энергии. Без нее невозможно было бы развитие кибернетики, вычислительной техники, космической техники и т.п.

Для самостоятельного изучения.

Топливо-энергетические ресурсы мира, их распределение по регионам. Оценка топливо-энергетических ресурсов Амурской области и Дальнего Востока. [5, 6]

Вопросы для самопроверки.

1. Что такое энергетические источники?
2. Что такое доказанные запасы?
3. Что такое коэффициент использования топлив?
4. Перечислите основные виды топливо-энергетических ресурсов. Каковы их доказанные запасы в мире?
5. В каких странах сосредоточены основные доказанные извлекаемые запасы угля?
6. Какие страны являются крупнейшими экспортерами угля?
7. Как распределены по регионам и странам доказанные запасы нефти?
8. В каких странах сосредоточена основная часть доказанных запасов природного газа?
9. В каких странах развита атомная энергетика?
10. Какие страны мира располагают гидроэлектростанциями?
11. Какими топливо-энергетическими ресурсами располагает Дальний Восток? Амурская область?

Тема 2

Типы и схемы электростанций.

Классификация электростанций. Принципиальные схемы конденсационных электростанций и теплоэлектроцентралей. Технологический процесс превращения химической энергии топлива в электрическую энергию.

Предприятие, предназначенное для производства электрической энергии, называют электростанцией. В обозначениях типов станций чаще всего содержатся два определения, первое из которых относится к первичной (преобразуемой) энергии (химической, ядерной, гидравлической) или типу основного двигателя на станции, а второе – ко вторичной (электрической) энергии.

Большая часть электроэнергии (как в России, так и в мировой энергетике) вырабатывается на тепловых, атомных и гидравлических электрических станциях.

Тепловая электрическая станция преобразует химическую энергию топлива (угля, нефти, газа) в электрическую энергию и теплоту. По виду отпускаемой энергии (энергетическому назначению) различают конденсационные электрические станции (КЭС), отпускающие энергию одного вида – электрическую; и

теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), отпускающие потребителям электрическую и тепловую энергию с паром или горячей водой. Конденсационные электрические станции районного значения в нашей стране называются государственными районными электростанциями (ГРЭС), например, Экибастузская, Райчихинская ГРЭС и др.

По типу основного двигателя для привода электрогенератора различают ТЭС с паровыми и газовыми турбинами (паротурбинные или газотурбинные электрические станции). В нашей стране наибольшее распространение получили паротурбинные станции.

Тепловые электрические станции в современном виде начали развиваться с 20-х годов XX века.

В 50-х годах прошлого столетия появились атомные электрические станции (АЭС), которые преобразуют энергию расщепления ядер атомов тяжелых элементов в электрическую энергию и теплоту. Атомные электростанции, отпускающие потребителям электрическую и тепловую энергию, называют атомными теплоэлектроцентралями (АТЭЦ). Так же как и ТЭС, АЭС являются паротурбинными станциями. Первая в мире атомная электростанция была построена в 1954 году в Советском Союзе.

Гидравлические электростанции (ГЭС) преобразуют механическую энергию водного потока в электрическую. Разновидностью ГЭС являются гидроаккумулирующие электрические станции (ГАЭС), потребляющие электроэнергию в периоды снижения электрических нагрузок (ночью) и вырабатывающие ее в периоды максимальных нагрузок; и приливные электростанции (ПЭС), использующие энергию приливов и отливов океанской воды.

Ведутся разработки электрических станций, использующих энергию воздушных потоков (ветровые электростанции), солнечного излучения (гелиоэлектрические или солнечные станции), тепловую энергию подземных термальных вод (геотермальные электростанции).

Состав электростанций различного типа по установленной мощности зависит от наличия и размещения по территории страны гидроэнергетических и теплоэнергетических ресурсов, их технико-экономических характеристик, включая затраты на транспортирование топлива, а также от технико-экономических показателей электростанций.

Конденсационные электростанции. На современных тепловых электростанциях большой мощности превращение теплоты в работу производится в циклах, использующих в качестве основного рабочего тела водяной пар высоких давлений и температуры. Водяной пар производится парогенераторами (паровыми котлами), в топках которых сжигаются различные виды органического топлива уголь, мазут, газ и др.

Термодинамический цикл преобразования теплоты в работу с помощью водяного пара был предложен в середине XIX в. инженером и физиком У. Ренкиным. Тепловая схема КЭС, работающей по циклу Ренкина, показана на рис. 1. В парогенераторе 1 за счет тепла сжигаемого топлива вода, нагнетаемая в пароген-

нератор насосом, превращается в водяной пар, который затем поступает в турбину 2, вращающую электрогенератор 3. Тепловая энергия пара преобразуется в турбине в механическую работу, которая, в свою очередь, преобразуется в генераторе в электроэнергию. Из турбины отработавший пар поступает в конденсатор 4, где конденсируется (превращается в воду). Насос 5 нагнетает конденсат в парогенератор, замыкая таким образом цикл.

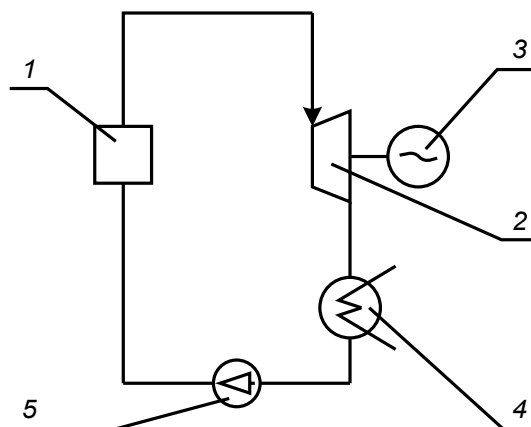


Рис. 1

Теплоэлектроцентрал предназначены для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов электроэнергией и теплотой. Являясь, как и КЭС, тепловыми электростанциями, они отличаются от последних, использованием теплоты отработавшего в турбинах пара для нужд промышленного производства, а также для отопления, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. При такой комбинированной выработке электроэнергии и теплоты достигается значительная экономия топлива по сравнению с отдельным энергоснабжением, т.е. выработкой электроэнергии на КЭС и получением теплоты от местных котельных. Поэтому ТЭЦ получили широкое распространение в районах (городах) с большим потреблением теплоты и электроэнергии. В России в настоящее время на ТЭЦ производится около 25-30 % всей вырабатываемой электроэнергии.

Схема простейшей теплофикационной установки (с основными элементами паросиловой установки) показана на рис. 2. Цифрой 6 обозначен потребитель теплоты (например, система отопления).

Охлаждающая вода под действием насоса 7 циркулирует по замкнутому контуру, в который включен потребитель теплоты. Температура воды на выходе из конденсатора несколько ниже температуры конденсата t_H , но достаточно высока для обогрева помещений. Конденсат при температуре t_H забирается насосом 5 и после сжатия подается в котел 1. Охлаждающая вода нагревается за счет теплоты конденсирующегося пара и под напором, создаваемого насосом 7, поступает в отопительную систему 6. В ней нагретая вода отдает теплоту окружающей среде, обеспечивая необходимую температуру помещений. На выходе

из отопительной системы охлажденная вода вновь поступает в конденсатор и в нем опять нагревается поступающим из турбины паром.

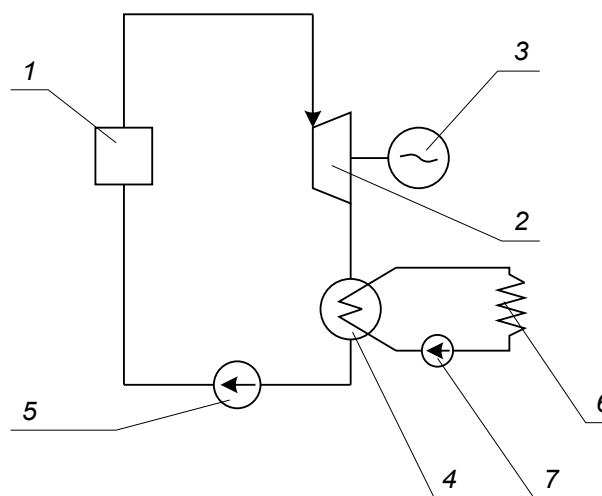


Рис. 2

Подробно принципиальные схемы конденсационных электростанций, теплоэлектроцентралей, атомных электростанций и их эксплуатация, а также технологический процесс превращения химической энергии топлива в электрическую энергию рассматриваются в курсе «Тепловые и атомные электрические станции».

Для самостоятельного изучения.

Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии. Типы нетрадиционных электростанций, принципы получения электрической энергии. [1, 2]

Вопросы для самопроверки.

1. Какие источники энергии относят к возобновляемым?
2. Какие источники энергии относят к нетрадиционным?
3. Перечислите особенности использования возобновляемых источников энергии.
4. Поясните принцип действия солнечных ЭС? Ветровых ЭС? Геотермальных ЭС?
5. Каков уровень использования возобновляемых источников энергии в мире? В России?
6. Какими возобновляемыми источниками энергии обладает Амурская область?

Тема 3

Виды и характеристики топлива. Сжигание топлива.

Состав и основные характеристики твердого, жидкого и газообразного топлива. Теплота сгорания топлива. Условное топливо. Классификация топлив.

Общие сведения о расчете процессов горения разных видов топлива. Состав продуктов сгорания.

Органическим топливом называют горючие вещества, способные активно вступать в реакцию с кислородом и обладающие значительным удельным тепловыделением (на единицу массы или объема).

К энергетическим видам топлив относятся такие, которые экономически целесообразно использовать для получения больших количеств теплоты.

В качестве энергетических топлив электростанций наибольшее значение имеют: твердое – каменные и бурые угли и отходы их переработки, антрацит и полуантрацит; жидкое – мазут; газовое – природный газ. В меньшей мере используются торф и горючие сланцы, стабилизированная нефть и горючие газы промышленности (доменный, коксовый).

На атомных ЭС используется энергия распада радиоактивных ядер тяжелых металлов: урана (^{235}U) и плутония (^{239}Pu).

В составе топлива различают *внешний балласт*, состоящий из влаги и минеральной части, и *внутренний балласт*, входящий в исходное органическое вещество топлива. К нему относятся кислород и азот.

Горючими элементами топлива являются углерод, водород и сера. *Углерод* является основным горючим элементом топлива. Он имеет высокую теплоту сгорания (34,1 МДж/кг) и составляет большую часть рабочей массы топлива (50-75 % в твердых топливах и 83-85 % в мазутах). *Водород* имеет высокую теплоту сгорания (120,5 МДж/кг), но его количество в твердых топливах невелико ($H^P = 2-4 \%$) и несколько больше в жидких (10-11 %). *Сера* имеет невысокую теплоту сгорания (9,3 МДж/кг) и содержится в топливах в малых количествах ($S^P = 0,3-4 \%$), поэтому не представляет ценности как горючий элемент. Наличие окислов серы в продуктах сгорания увеличивает опасность коррозии металла поверхностей нагрева и при определенных концентрациях опасно для организмов и растительности, что требует принятия мер для их улавливания.

В отличие от твердого и жидкого топлива газовое топливо представляет собой механическую смесь горючих и негорючих газов. Природные газы преимущественно (до 90-96 %) содержат метан CH_4 , в небольшом количестве (1-6 %) тяжелые углеводороды (этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} и др.). Кроме того, природный газ содержит негорючие компоненты: немного азота N_2 (1-4 %) и двуокись углерода CO_2 (0,1-0,2 %).

Количество теплоты, выделяющейся при сгорании единицы массы или объема топлива, является его основной теплотехнической характеристикой.

Различают высшую и низшую теплоту сгорания топлива. *Высшей теплотой сгорания* Q_B называют количество теплоты, которое выделяется при сгорании 1 кг твердого или жидкого и 1 м³ газового топлива при условии конденсации водяных паров и охлаждения всех продуктов сгорания до 0 °С. *Низшая теплота сгорания* Q_H отличается от высшей на теплоту испарения влаги топлива и влаги, образующейся при горении водорода.

$$Q_H = Q_B - 2,51 (9H + W). \quad (1)$$

В энергетических установках влага в продуктах сгорания остается в парообразном состоянии и теплота, затраченная на ее испарение, теряется. Чем больше влажность топлива, тем меньше Q_H .

Паровые котлы одинаковой производительности могут потреблять существенно разное количество топлива, так как его теплота сгорания у разных видов изменяется в широких пределах. Для сравнения экономичности работы электростанций и упрощения расчетов при сжигании различных видов топлива введено понятие *условного топлива*, имеющего теплоту сгорания $Q_H^{y.t.} = 29\,300$ кДж/кг = 7000 ккал/кг. Потребление разных видов топлива электростанциями может быть пересчитано в условное топливо по соотношению:

$$B_{y.t.} = B \frac{Q_H^p}{Q_{y.t.}}, \quad (2)$$

где $B^{y.t.}$, B – расход условного и натурального топлива соответственно.

Классификация топлива:

По агрегатному состоянию: твердое, жидкое, газообразное.

По способу получения:

- естественное (дрова, торф, уголь – каменный, бурый, полуантрацит, антрацит, сланцы; нефть; природный газ, попутный газ, шахтный газ);
- искусственное (древесный уголь, торфяной полукокс, каменноугольный кокс и полукокс, брикеты; бензин, керосин, дизельное топливо, мазут, смола; коксовый газ, сжиженный нефтезаводской газ, полукоксовый газ, генераторный газ, доменный, ваграночный газ);
- топливные отходы.

Знание состава топлива и реакций окисления его горючих веществ позволяет рассчитать объем получающихся после сжигания топлива продуктов сгорания. В процессе эксплуатации осуществляют постоянный и периодический контроль за составом продуктов сгорания для оценки полноты выгорания топлива и определения плотности газового тракта котла.

Количество воздуха, необходимого для полного сгорания 1 кг (м³) топлива при условии безостановочного использования кислорода, называют теоретически необходимым объемом воздуха V^0 . При полном сгорании топлива теоретический объем продуктов сгорания определяется:

$$V_G^0 = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{H_2O}^0 + V_{N_2}^0, \quad (3)$$

где $V_{CO_2}^0$, $V_{SO_2}^0$, $V_{H_2O}^0$, $V_{N_2}^0$ – объемы отдельных газов в продуктах сгорания, м³/кг или м³/м³.

В действительных условиях невозможно довести топливо до полного сгорания при теоретически необходимом объеме воздуха V^0 вследствие несовершенства перемешивания топлива с воздухом в большом топочном объеме за короткое время пребывания газов в нем (1-2 с). Поэтому для обеспечения достаточно полного сгорания топлива, удовлетворяющего экономическим показателям работы котлов, действительный объем воздуха всегда несколько больше теоретического. Отношение этих объемов называют *коэффициентом избытка*

воздуха в продуктах сгорания $\alpha = \frac{V_B}{V^0}$.

Необходимый коэффициент избытка воздуха в топке α_T зависит от сорта топлива, способа его сжигания и конструкции топочного устройства.

Сжигание топлива с недостаточным для полного сгорания объемом воздуха ведет к потерям тепла и загрязнению воздушного бассейна окисью углерода и другими продуктами неполного сгорания. Увеличение же избытка воздуха сверх оптимального приводит к возрастанию потерь тепла с уходящими газами, может существенно снизить температуру в топке и обусловить этим неполное сгорание топлива. Поэтому большое значение имеет применение методов сжигания топлива и выбор конструкций горелок, форсунок и топок, обеспечивающих полноту сгорания топлива при минимальном избытке воздуха.

Сжигание с минимальным избытком воздуха особенно важно при работе на сернистом топливе во избежание окисления продукта сгорания серы – сернистого газа SO_2 в значительно более коррозионно-активный SO_3 . Поэтому для обеспечения оптимального процесса сгорания топлива необходимо контролировать избыток воздуха в топке α_T .

Подробно состав и основные характеристики твердого, жидкого и газообразного топлива, расчет процессов горения разных видов топлива и состав продуктов сгорания рассматриваются в курсах «Котельные установки и парогенераторы» и «Топливное хозяйство и золоудаление».

Для самостоятельного изучения.

Схемы пылеприготовления на ТЭС, основное технологическое оборудование. [3]

Вопросы для самопроверки.

1. Назовите способы сжигания твердого топлива. Поясните принцип действия.
2. В чем отличие центральных и индивидуальных систем пылеприготовления? Назовите их достоинства и недостатки.
3. По какому принципу классифицируют индивидуальные системы?

4. При каких характеристиках топлива используется разомкнутая схема пылеприготовления?
5. Назовите основные характеристики угольной пыли.
6. Назовите основное оборудование систем пылеприготовления.
7. Назовите типы мельниц по принципу измельчения топлива. Для каких топлив их используют?

Тема 4

Котельные установки.

Паровой котел и его основные элементы. Поверхности нагрева котла. Тепловой баланс парового котла. Коэффициент полезного действия. Технологическая схема котельной установки.

Паровой котел – это устройство, имеющее систему поверхностей нагрева для получения пара из непрерывно поступающей в него питательной воды путем использования теплоты, выделяющейся при сгорании органического топлива. В современных паровых котлах организуется факельное сжигание топлива в камерной топке, представляющей собой призматическую вертикальную шахту. Факельный способ сжигания характеризуется непрерывным движением топлива вместе с воздухом и продуктами сгорания в топочной камере.

Топливо и необходимый для его сжигания воздух вводятся в топку котла через специальные устройства – горелки.

Топка в верхней части соединяется горизонтальным газоходом с призматической вертикальной шахтой (иногда с двумя), называемой по основному виду происходящего в ней теплообмена конвективной шахтой.

В топке, горизонтальном газоходе и конвективной шахте находятся поверхности нагрева, выполняемые в виде системы труб, в которых движется рабочая среда.

В зависимости от преимущественного способа передачи теплоты поверхностям нагрева их можно подразделить на следующие виды: радиационные – теплота передается в основном излучением; радиационно-конвективные – теплота передается излучением и конвекцией примерно в равных количествах; конвективные – теплота передается в основном конвекцией.

Поверхность нагрева, где вода подогревается до температуры насыщения, называется экономайзером; образование пара происходит в парообразующей (испарительной) поверхности нагрева, а его перегрев – в пароперегревателе.

Для непрерывного отвода теплоты и обеспечения приемлемого температурного режима металлов поверхностей нагрева организуется непрерывное движение в них рабочей среды. При этом вода в экономайзере и пар в пароперегревателе проходят через них однократно. Движение рабочей среды через парооб-

разующие (испарительные) поверхности нагрева может быть как однократным, так и многократным.

В первом случае котел называют прямоточным, а во втором – котлом с многократной циркуляцией.

Температура в топке, в зоне горения факела, достигает 1400-1600 °С. Стены топочной камеры выполняются из огнеупорного материала, наружная их часть покрывается тепловой изоляцией. Частично охладившиеся в топке продукты сгорания с температурой 900-1200 °С поступают в горизонтальный газоход котла, где омывают пароперегреватель, а затем направляются в конвективную шахту, в которой размещаются промежуточный пароперегреватель, водяной экономайзер и последняя по ходу газов поверхность нагрева – воздухоподогреватель, в котором воздух подогревается перед подачей его в топку котла. Продукты сгорания за последней поверхностью нагрева называют уходящими газами; они имеют температуру 110-160 °С. Поскольку дальнейшая утилизация теплоты при такой низкой температуре нерентабельна, уходящие газы с помощью дымососа удаляются в дымовую трубу.

Большое значение для надежной работы котла имеет качество питательной воды.

Современные котлы электростанций работают с достаточно высоким коэффициентом полезного действия. Теплота, затрачиваемая на подогрев питательной воды, ее испарение и перегрев полученного пара, – это полезно использованная теплота Q_1 .

Основной потерей теплоты в котле является потеря с уходящими газами Q_2 . Кроме того, могут быть следующие потери: от химической неполноты сгорания Q_3 , обусловленные наличием в уходящих газах CO, H₂ и CH₄; с механическим недожогом топлива Q_4 , связанные с наличием в золе частичек несгоревшего углерода; в окружающую среду Q_5 через ограждающие котел и газоходы конструкции; с физической теплотой шлака Q_6 .

Выражая составляющие теплового баланса котла в долях количества теплоты, выделившейся при сгорании топлива Q , т.е. $q_1 = Q_1/Q$; $q_2 = Q_2/Q$ и т.д., получим коэффициент полезного действия котла:

$$\eta_K = q_1 = 1 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \quad (4)$$

Потеря теплоты с уходящими газами составляет 5-8 % и уменьшается с уменьшением избытка воздуха; меньшая цифра потерь соответствует горению практически без избытка воздуха, когда в топку подается лишь на 2-3 % больше воздуха, чем теоретически необходимо для горения.

Уменьшение избытка воздуха α_T может привести к неполному сгоранию, т.е. к возрастанию потерь с химическим и механическим недожогом, поэтому, принимая q_5 и q_6 постоянными, устанавливают такой избыток воздуха, при котором сумма потерь $q_2 + q_3 + q_4$ минимальная.

Оптимальные избытки воздуха поддерживаются с помощью электронных автоматических регуляторов процесса горения, изменяющих подачу топлива и

воздуха при изменениях нагрузки котла и обеспечивающих при этом наиболее экономичный режим его работы. Коэффициент полезного действия современных котлов составляет 90-94 %.

Энергетические стационарные котлы, выпускаемые нашей промышленностью, маркируются следующим образом: Е – паровой котел с естественной циркуляцией без промежуточного перегрева пара; Еп – паровой котел с естественной циркуляцией с промежуточным перегревом пара; Пп - прямоточный паровой котел с промежуточным перегревом пара. За буквенным обозначением следуют цифры: первая – паропроизводительность (т/ч), вторая – давление пара (кгс/см^2). Например, Пп-1600-255 означает: паровой котел с камерной топкой, с сухим шлакоудалением, паропроизводительностью 1600 т/ч, давление пара 255 кг/см^2 .

В состав котельной установки входят:

топливный тракт – комплекс элементов, в котором осуществляется подача, дробление и размол твердого топлива, его транспортировка и подача в топочную камеру для сжигания. Топливный тракт включает дробильное оборудование, транспортеры, бункер дробленого топлива, углеразмольную мельницу и соединяющие ее с топочной камерой пылепроводы;

водопаровой тракт, представляющий собой систему последовательно включенных элементов оборудования, в которых движется питательная вода, пароводяная смесь и перегретый пар. Водопаровой тракт включает следующие элементы оборудования: экономайзер, топочные экраны и пароперегреватели;

воздушный тракт, представляющий собой комплекс оборудования для приемки атмосферного (холодного) воздуха, его подогрева, транспортировки и подачи в топочную камеру. Воздушный тракт включает короб холодного воздуха, воздухоподогреватель (воздушная сторона), короб горячего воздуха и горелочные устройства;

газовый тракт – комплекс элементов оборудования, по которому осуществляется движение продуктов сгорания до выхода в атмосферу; он начинается в топочной камере, проходит через пароперегреватель, экономайзер, воздухоподогреватель (газовая сторона), золоуловитель и заканчивается дымовой трубой.

Воздушный и газовый тракты, соединенные между собой последовательно (переход от одного к другому осуществляется в объеме топочной камеры), образуют *газовоздушный тракт*.

Подробно устройство, принципы работы и эксплуатация котлов рассматриваются в курсе «Котельные установки и парогенераторы».

Тема 5

Паровые турбины.

*Принцип действия и устройство турбин. Мощность и КПД турбины.
Классификация турбин. Конденсационные устройства паровых турбин.*

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

Вытекающий из сопла поток рабочего тела, обладающий значительной кинетической энергией, действует на лопатки с силой, которая зависит от формы их поверхности.

Турбины, в которых весь располагаемый теплоперепад преобразуется в кинетическую энергию потока в соплах, а в каналах между рабочими лопатками расширения не происходит (давление рабочего тела не меняется), называются *активными* или турбинами равного давления.

Реактивными называются турбины, у которых располагаемый теплоперепад преобразуется в кинетическую энергию потока не только в соплах, но и на рабочих лопатках.

В простейшей активной турбине рабочее тело поступает в сопло 1 (или группу сопел), разгоняется в нем до высокой скорости и направляется на рабочие лопатки 2 (рис. 3). Усилия, вызванные поворотом струи в каналах рабочих лопаток, вращают диск 3 и связанный с ним вал 4. Диск с закрепленными на нем рабочими лопатками и валом называется *ротором*. Один ряд сопел и один диск с рабочими лопатками составляют *ступень*.

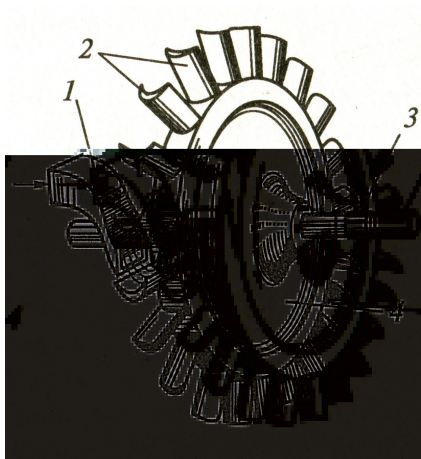


Рис. 3

Паровая турбина вместе с относящимися к ней регенеративными подогревателями, конденсатором, насосами, трубопроводами и арматурой образует *паротурбинную установку*.

Современная паровая турбина состоит из большого числа деталей, тщательно изготовленных и собранных в единый агрегат. Мощности современных энергетических турбоагрегатов постоянно повышаются, и в настоящее время

основной прирост мощностей в энергосистемах происходит за счет ввода турбоагрегатов 300, 500 и 800 МВт. На Костромской ГРЭС сооружен головной агрегат мощностью 1200 МВт.

Увеличение мощности турбоагрегатов позволяет сооружать ТЭС большой мощности при одновременном удешевлении их строительства и эксплуатации, и снижении расходов топлива на выработанный киловатт-час. Наряду с экономичностью, современная турбина должна отвечать высоким требованиям безопасности, надежности и маневренности. Требование высокой маневренности предъявляется ко всему энергетическому оборудованию. Турбина должна допускать быстрый пуск, набор и изменение нагрузки, и останов.

Работа турбины как теплового двигателя характеризуется внутренней (индикаторной) мощностью, развиваемой лопатками, и эффективной (на валу) мощностью.

Внутренняя мощность N_i меньше мощности N_o , которую развивала бы идеальная турбина, на значение внутренних потерь (на трение и завихрения в каналах, от перетечек пара в зазорах помимо сопел и т.д.).

Внутренний относительный КПД учитывает внутренние потери турбины и определяется:

$$\eta_{oi} = \frac{N_i}{N_o}. \quad (5)$$

Эффективная мощность N_e меньше внутренней N_i на значение механических потерь (в подшипниках, на привод вспомогательных механизмов и т.д.). Механические потери оцениваются механическим КПД:

$$\eta_{\text{мех}} = \frac{N_e}{N_i}. \quad (6)$$

Для большинства современных турбин $\eta_{oi} = 0,7 - 0,88$; $\eta_{\text{мех}} = 0,99 - 0,995$.

Согласно ГОСТ 3618-82 «Турбины паровые стационарные для привода турбогенераторов» турбины выпускаются мощностью от 2,5 до 1600 МВт на параметры свежего пара $p_0 = 3,4-23,5$ МПа и $t_0 = 435-565^\circ \text{C}$.

Каждая турбина обозначается шифром, состоящим из трех частей: первая из них буквенная, остальные – цифровые. Буквенная часть шифра характеризует тип турбины: К – конденсационная без регулируемых отборов; Т – с теплофикационным регулируемым отбором пара ($p = 0,07-0,24$ МПа); П – с производственным регулируемым отбором пара ($p \geq 0,3$ МПа); Р- с противодавлением.

Вторая (цифровая) часть шифра указывает номинальную мощность турбины (МВт). Третья часть шифра обозначает давление свежего пара. У турбин типов П и Р третья часть шифра представляет собой дробь, числитель которой указывает давление свежего пара, а знаменатель – давление отборного или противодавленческого пара.

Так, например, конденсационная турбина мощностью 50 000 кВт с начальным давлением 12,75 МПа (130 ат) обозначается К-50-130. Та же турбина, но с

двумя регулируемые отборами пара – производственным давлением 0,69 МПа (7 ат) и теплофикационным – обозначается ПТ-50-130/7.

Пар, выходящий из турбины, направляют для охлаждения и конденсации в специальное устройство, называемое *конденсатором*. Конденсатор представляет собой цилиндрический корпус, внутри которого имеется большое число латунных трубок. По трубкам протекает охлаждающая вода, поступающая в конденсатор обычно при температуре 10-15 °С и выходящая из него при температуре 20-25 °С. Пар обтекает трубки сверху вниз, конденсируется и снизу удаляется. Давление в конденсаторе поддерживается в пределах 3-4 кПа.

Подробно устройство, принципы работы и эксплуатация паротурбинных установок рассматриваются в курсе «Турбины тепловых и атомных станций».

Для самостоятельного изучения.

Технологические схемы атомных электростанций. [1, 2]

Вопросы для самопроверки.

1. Какие типы ядерных реакторов используются на атомных станциях России?
2. В чем отличие между одно-, двух-, и трехконтурной схемами АЭС? Назовите основные технологические элементы этих схем.
3. Поясните технологическую схему атомной электростанции.
4. Какое влияние оказывают АЭС на окружающую среду?
5. В чем заключается особенность АЭС

Тема 6

Технико-экономические показатели работы ТЭС.

Показатели тепловой экономичности КЭС и ТЭЦ. Показатели общей экономичности станций.

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

Как известно, в основе цикла паротурбинной установки лежит цикл Ренкина. Из общего выражения, определяющего термический КПД,

$$\eta_t = \frac{(q_1 - q_2)}{q_1}, \quad (7)$$

где q_1, q_2 – количество теплоты, подведенной к 1 кг пара в паровом котле, парогенераторе или реакторе и отведенной от него в конденсаторе соответственно.

С помощью термического КПД оценивается эффективность идеального цикла. В реальных условиях часть энергии потока теряется в проточной части турбины, во входных и регулирующих устройствах, с выходной скоростью, а также из-за протечек пара через уплотнения. Эти потери энергии учитываются *внутренним относительным КПД турбины* η_{oi} (см. формулу 5).

Обычно $\eta_{oi} = 0,8-0,9$, а для современных мощных турбин при номинальной нагрузке $\eta_{oi} = 0,85-0,9$.

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

$$\eta_i = \eta_t \cdot \eta_{oi} \quad (8)$$

Наряду с указанными выше потерями существуют еще механические потери в различных элементах турбины обусловленные трением ее движущихся частей и затратой энергии на привод масляного насоса и системы регулирования), а также электрические и механические потери в генераторе. Эти потери оцениваются механическими КПД турбины η_m и КПД генератора η_g .

Абсолютный электрический КПД турбогенераторной установки определя-

$$\eta_{\Sigma} = \eta_i \eta_m \eta_g, \quad (9)$$

Для современных турбин механический КПД находится в пределах 0,98-0,99, а КПД генератора 0,97-0,99 (при номинальных нагрузках).

Рассмотренные коэффициенты оценивают различные потери, которые имеют место непосредственно в турбине и генераторе. В энергетической установке наряду с этими потерями имеются потери теплоты в реакторе, парогенераторе, паровом котле, теплообменных устройствах, паропроводах и др. Эти потери необходимо учесть при определении общего КПД электростанции. Формулы, устанавливающие зависимость $\eta_{СТ}$ от η_t и всех коэффициентов, оценивающих потери в различных элементах турбогенераторной установки и станции в целом, зависят от типа электростанции, а для АЭС и от общей ее схемы (числа контуров).

На электростанциях, работающих на органическом топливе, наряду с потерями в турбогенераторе имеются потери в паровом котле и трубопроводах; следовательно, КПД станции определяется выражением

$$\eta_{СТ} = \eta_{Э} \eta_{тр} \eta_{к.у.}, \quad (10)$$

где $\eta_{тр}$ учитывает потери теплоты в трубопроводах, а $\eta_{к.у.}$ – в котельной установке.

Обычно КПД паровой котельной установки равен 0,9-0,93, коэффициент, учитывающий потери в трубопроводах – 0,97-0,98.

Как уже отмечалось, оценка тепловой экономичности установки проводится также по удельному расходу теплоты. В расчетах обычно рассматривают удельный расход теплоты на турбогенераторную установку $q_{Э}$, кДж/(кВт·ч), и удельный расход теплоты по всей электростанции $q_{СТ}$, кДж/(кВт·ч). Эти величины определяются из выражений

$$q_{Э} = \frac{3600Q_0}{N_{Э}}; \quad q_{СТ} = \frac{3600Q_{СТ}}{N_{Э}}, \quad (11)$$

где Q_0 – количество теплоты, подведенное с паром к турбогенератору в единицу времени, $N_{Э}$ – электрическая мощность установки.

Удельный расход условного топлива b_v , являющийся в нашей стране основным показателем тепловой экономичности электростанций на органическом топливе, может быть определен из уравнения теплового баланса электростанции

$$B \cdot Q_P^H = \frac{3600N_{Э}}{\eta_{СТ}}, \quad (12)$$

где B – общий часовой расход топлива, кг/ч; Q_P^H – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг.

Из этого уравнения следует, что удельный расход топлива

$$b = \frac{B}{N_{Э}} = \frac{3600}{Q_P^H \cdot \eta_{СТ}}, \quad (13)$$

а для условного топлива (с низшей теплотой сгорания $Q_P^H = 29\,300$ кДж/кг)

$$b_y = \frac{3600}{29300\eta_{CT}} \approx \frac{0,123}{\eta_{CT}}. \quad (14)$$

В выражениях (13) и (14) b и b_y измеряются в килограммах на 1 кВт·ч.

Для ТЭЦ подведенная к рабочей среде теплота представляет собой не только энергию, необходимую для выработки электроэнергии, но и теплоту, отдаваемую тепловому потребителю. Поэтому тепловая экономичность ТЭЦ характеризуется показателями тепловой экономичности по производству электроэнергии и отдельно показателями по производству теплоты. Для определения этих показателей необходимо общий расход теплоты по установке или электростанции в целом разделить на доли, затрачиваемые на производство отдельных видов энергии.

Основными показателями экономичности электростанции являются удельные капитальные затраты на сооружение электростанции, себестоимость электрической и тепловой энергии и удельные приведенные затраты. Если K_{CT} – полная стоимость станции, а N_{Σ} – электрическая мощность брутто, т.е. так называемая установленная мощность, то удельные капиталовложения, руб/кВт

$$k_{CT} = \frac{K_{CT}}{N_{\Sigma}}. \quad (15)$$

Эту величину принято называть *стоимостью 1 кВт установленной мощности*. Стоимость 1 кВт установленной мощности существенно зависит от типа электростанции, параметров пара и теплоносителя, единичной мощности реактора, турбогенератора, парогенератора, а также других аппаратов и общей мощности электростанции. Для электростанций одного и того же типа и с одинаковыми параметрами увеличение единичной мощности основных агрегатов и мощности электростанции в целом приводит к уменьшению стоимости 1 кВт установленной мощности. Наиболее низкие значения k_{CT} достигаются в блоках большой мощности.

Подробно показатели тепловой экономичности КЭС, ТЭЦ и АЭС, показатели общей экономичности станций рассматриваются в курсах «Тепловые и атомные станции» и «Экономика и организация энергетического производства».

Для самостоятельного изучения.

Потребление воды на ТЭС. Прямоточная и обратная системы технического водоснабжения. [1]

Вопросы для самопроверки.

1. Для каких целей используется вода на тепловых электростанциях?
2. Для чего используется техническая вода?
3. Назовите наиболее крупных потребителей технической воды на ТЭС и АЭС.

4. Какая система технического водоснабжения называется прямоточной? Обратной?
5. Какие источниками водоснабжения используются в прямоточных системах? Поясните принцип действия таких систем.
6. Как работает обратная система с водохранилищами-охладителями?
7. Что такое градирни? Поясните их принцип действия.

Тема 7

Охрана окружающей среды от вредных воздействий ТЭС.

Общая характеристика загрязнений и способы защиты от них. Очистка дымовых газов, основные типы золоуловителей, принцип их действия. Золошлакоудаление на ТЭС.

В результате сгорания органического топлива образуется ряд вредных веществ. Это, прежде всего, оксиды серы SO_2 и SO_3 и зола. Зола некоторых топлив помимо механического воздействия на органы дыхания оказывает также токсическое влияние на организм. Так, в золе донецких антрацитов содержится мышьяк, зола ряда твердых топлив содержит фтористые соединения. При сжигании мазутов выделяются соединения ванадия. Весьма токсичными компонентами дымовых газов, которым в последнее время уделяется большое внимание, являются оксиды азота, образующиеся из азотистых соединений топлива, а также – при высокой температуре в зоне горения – в результате окисления азота воздуха. Очень важно, что некоторые из составляющих дымового газа, например оксиды серы и азота, усиливают вредное воздействие друг друга на организм. При сжигании природного газа выбросы оксидов азота являются, пожалуй, единственными, но существенными загрязнителями атмосферы.

Ежегодно в мире в результате сжигания органических топлив в атмосферу выбрасывается до 100 млн. т золы и около 150 млн. т сернистого ангидрида. Из топки одного только парового котла производительностью 950 т/ч при сжигании антрацитового штыба в атмосферу поступает до 60 т оксидов азота в сутки. При взаимодействии с атмосферной влагой эти оксиды образуют кислоты, выпадающие в районе высокой концентрации промышленных предприятий даже в виде «кислотных дождей».

В нашей стране главной санитарной инспекцией утверждены нормы предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в атмосферном воздухе, измеряемых на уровне дыхания человека.

В некоторых странах ПДК отличаются от принятых в нашей стране.

Поддержание ПДК на допустимом уровне обеспечивается двумя методами – *пассивными* и *активными*. Пассивный метод заключается в строительстве высоких дымовых труб с целью рассеять вредные вещества над большей территорией, уменьшив тем самым среднюю концентрацию выбрасываемых веществ.

Этот метод является в настоящее время наиболее распространенным для поддержания концентрации сернистых газов и оксидов азота в атмосфере на уровне, обеспечивающем ПДК. Высота дымовых труб современных крупных тепловых электрических станций уже превысила 300 м; это сложные, дорогие инженерные сооружения.

К активным методам снижения количества вредных выбросов относится, прежде всего, *предварительная подготовка топлива* с целью, например, уменьшения содержания в нем серы посредством механического обогащения или газификации. Кроме того, снижению выбросов вредных веществ способствует *рациональное ведение топочного процесса* (режима работы котлоагрегата). Так, например, снижение температуры в ядре факела приводит к уменьшению окисления азота воздуха и снижению выбросов оксидов азота с дымовыми газами.

Большие надежды в настоящее время возлагаются на внедрение котельных топок, сжигающих топливо в режиме кипящего слоя. В кипящем слое возможно ведение процесса горения при температуре, не превышающей 950 °С. В этом случае азот воздуха не окисляется, а сернистый ангидрид реагирует с добавляемыми в слой или содержащимися в минеральной части самого топлива соединениями кальция и магния, поглощаясь, таким образом, самим слоем, и не уходя за пределы топки.

До высокой степени совершенства доведены золоулавливающие установки. Необходимость очистки газов от золы связана, помимо защиты атмосферы, также с предотвращением абразивного износа дымососа.

Золоуловители. В циклоне ЦН отделение золовых частиц от газа происходит за счет сил инерции при закручивании потока в корпусе. Отброшенные к периферии частицы сухой золы сыплются вдоль стенок циклона в бункер, а очищенный газ по центральной трубе отсасывается дымососом. Для циклонов диаметром 400-1000 мм при скорости входа газа 15-25 м/с степень очистки достигает 60-80%. С увеличением диаметра циклона его эффективность ухудшается.

Батарейный золоуловитель состоит из большого числа циклонов небольшого диаметра (150-250 мм), смонтированных в одном корпусе и работающих параллельно. Каждый циклончик золоуловителя работает подобно циклону ЦН с тем лишь отличием, что закручивание потока осуществляется специальными вставками, расположенными в кольцевом пространстве между корпусом циклончика и внутренней отводящей трубой.

Недостатком указанных «сухих» аппаратов-золоуловителей является вторичный унос золы – захват и унос газом уже отброшенных к периферии наиболее мелких частиц золы. Для уменьшения вторичного уноса используют золоуловители со смоченной поверхностью.

Центробежный скруббер ВТИ предназначен для очистки дымовых газов за котлами производительностью менее 200 т/ч. Скруббер состоит из вертикального стального цилиндра с коническим днищем, входного патрубка, оросительной системы и гидравлического затвора. Во избежание коррозии вну-

трянная поверхность корпуса и конического днища футеруются кислотоупорной керамической плиткой. Сопла оросительной системы, введенные тангенциально внутрь корпуса, создают на внутренней стенке скруббера водяную пленку, улавливающую отброшенные центробежными силами частички золы. Образующаяся пульпа отводится через гидрозатвор. При диаметре скруббера до 1500 мм и скорости газов на входе около 20 м/с степень очистки может быть доведена до 90%. Расход воды – 0,1-0,2 л/м³ газа.

На мощных электростанциях России в качестве основных золоулавливающих аппаратов в настоящее время используются *электрофилтры*. Конструктивно электрофилтр представляет собой металлический или железобетонный корпус, внутри которого расположены пластинчатые элементы с развитой поверхностью, являющиеся осадительными электродами. Между ними установлены обычно стержневые коронирующие (генерирующие электроны) электроды. Коронирующие электроды соединены с отрицательным полюсом агрегата электропитания, дающего выпрямленный пульсирующий ток высокого напряжения (до 80 кВ). Осадительные электроды заземляются. Запыленный дымовой газ со скоростью 1,5-2 м/с движется в межэлектродном пространстве.

У поверхности излучающего электрода происходит интенсивная ионизация газа, сопровождающаяся возникновением коронного разряда. Образующиеся в зоне короны газовые ионы различной полярности движутся под действием сил электрического поля к соответствующим разноименным электродам. Частицы золы, встречая на своем пути ионы, также заряжаются. Основное количество частиц осаждается на развитой поверхности осадительных электродов, меньшая часть попадает на коронирующие электроды. По мере накопления на электродах осажденных частиц они удаляются – обычно путем встряхивания.

При длительности пребывания запыленных газов в активной зоне электрофилтра не менее 8 с правильно запроектированные и хорошо выполненные электрофилтры могут обеспечить степень очистки дымового газа от золы до 99,8%.

Количество золы и шлака, которое образуется на электростанции, зависит от типа применяемого топлива, его зольности, способа сжигания, расхода и эффективности золоулавливающих устройств.

Находят применение механическая, гидравлическая, пневматическая и смешанная системы золошлакоудаления. Выбор той или иной системы определяется расходом топлива и свойствами золы и шлака, надежностью и экономичностью работы, стоимостными характеристиками, условиями обслуживания, наличием мест для золоотвалов и их удаленностью от электростанции, способом очистки дымовых газов, наличием достаточного количества воды.

Механические системы золошлакоудаления в настоящее время на ТЭС не применяются. Они используются только в малых котельных.

Гидравлические системы получили наиболее широкое распространение. В этих системах может применяться совместная транспортировка золы и шлака

по общим каналам и трубам и раздельная – шлака отдельно от золы по самостоятельным каналам и трубам.

Раздельная транспортировка осуществляется в случаях, когда при использовании шлака и золы не допускается их смешения.

Совместное удаление золы и шлака (пульпы) производится багерными насосами, которые могут размещаться в главном корпусе ТЭС или на некотором удалении от него.

Подробно вопросы охраны окружающей среды от вредных воздействий ТЭС, очистка дымовых газов, основные типы золоуловителей и принцип их действия, а также системы золошлакоудаления на ТЭС рассматриваются в курсах «Природоохранные технологии на ТЭЦ» и «Топливное хозяйство и золоудаление».

Тема 8

Общие сведения о теплоснабжении.

Потребители теплоты и их тепловые нагрузки. График продолжительности тепловой нагрузки и коэффициент теплофикации. Системы теплоснабжения, тепловые сети, способы прокладки тепловых сетей.

Тепловая энергия требуется для технологических процессов и силовых установок промышленности, для отопления и вентиляции производственных, жилых и общественных зданий, кондиционирования воздуха и бытовых нужд. Для производственных целей обычно требуется насыщенный пар давлением от 0,15 до 1,6 МПа. Однако, чтобы уменьшить потери при транспортировке и избежать необходимости непрерывного дренирования воды из коммуникаций, с электростанции пар отпускают несколько перегретым. На отопление, вентиляцию и бытовые нужды с теплоэлектроцентрали обычно горячая вода поступает с температурой от 70 до 150 °С в городские тепловые сети и от 70 до 180 °С – пригородные.

Тепловая нагрузка электростанции, определяемая расходом теплоты на производственные процессы и бытовые нужды (горячее водоснабжение), практически не зависит от наружной температуры воздуха. Однако летом эта нагрузка несколько меньше, чем зимой. В то же время промышленная и бытовая тепловые нагрузки резко изменяются в течение суток. Кроме того, среднесуточная нагрузка электростанции при использовании теплоты на бытовые нужды в конце недели и предпраздничные дни выше, чем в рабочие дни недели. Типичные графики изменения суточной тепловой нагрузки горячего водоснабжения жилого района показаны на рис. 4.

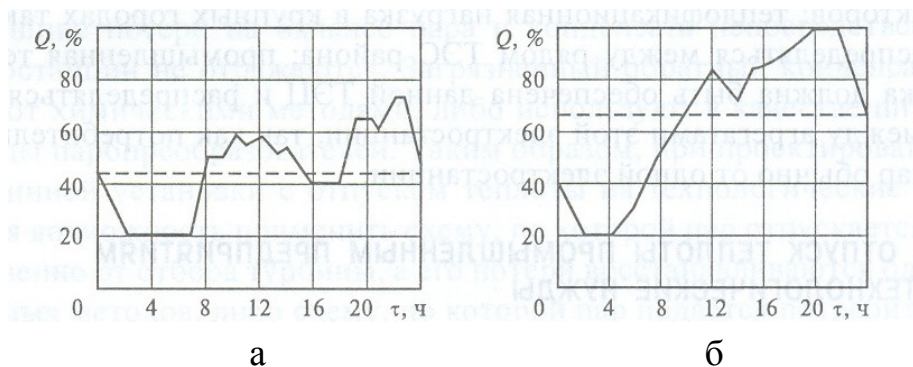


Рис. 4

Суточные графики изменения расхода теплоты на бытовые нужды района:
а – в рабочие дни недели; б – по субботам; --- – среднесуточная нагрузка

Отопительная тепловая нагрузка, расход теплоты на вентиляцию и кондиционирование воздуха зависят от температуры наружного воздуха и имеют сезонный характер. Расход теплоты на отопление и вентиляцию наибольший зимой и полностью отсутствует в летние месяцы; на кондиционирование воздуха теплота расходуется только летом.

На рис. 5 приведен годовой график отопительной нагрузки, а на рис. 6 – суммарный график тепловой нагрузки по продолжительности.

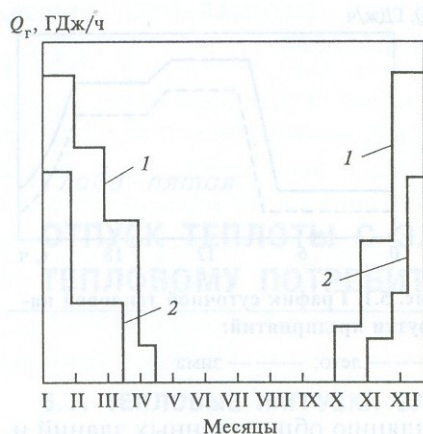


Рис. 5

Годовой график отопительной нагрузки
1, 2 – максимальные и минимальные значения

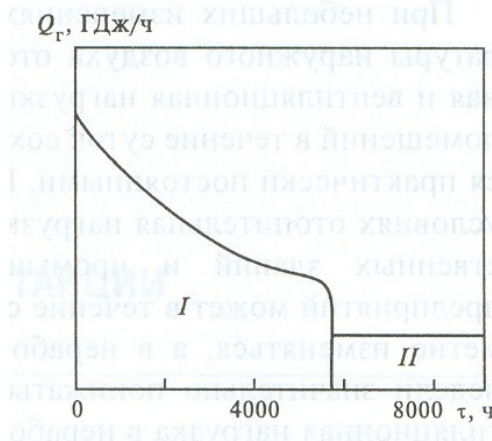


Рис. 6

Суммарный годовой график тепловой нагрузки по продолжительности
I – отопительный период; II – летний период

Отношение максимального количества теплоты, подводимой к сетевой воде паром из теплофикационных турбин, к общему количеству теплоты называют *коэффициентом теплофикации* $\alpha_{ТЭЦ}$. Чем выше $\alpha_{ТЭЦ}$, тем больше электроэнергии вырабатывается на тепловом потреблении. Однако при этом возрастает общая стоимость всех установок. В большинстве случаев оптимальные значения $\alpha_{ТЭЦ}$ находятся в пределах 0,5-0,65.

Основное назначение любой системы теплоснабжения состоит в обеспечении потребителей необходимым количеством теплоты заданных параметров.

В зависимости от размещения источника теплоты по отношению к потребителю системы теплоснабжения подразделяются на *децентрализованные* и *централизованные*.

В децентрализованных системах источник теплоты и теплоприемники потребителей совмещены в одном агрегате или размещены настолько близко, что передача теплоты от источника до теплоприемников может производиться без промежуточного звена – тепловой сети.

В системах централизованного теплоснабжения источник теплоты и теплоприемники потребителей размещены отдельно, часто на значительном расстоянии, поэтому передача теплоты от источника до потребителей производится по тепловым сетям.

Комплекс установок, предназначенных для подготовки, передачи и использования теплоносителя, составляет *систему централизованного теплоснабжения*.

Подготовка теплоносителя производится в специальных, так называемых теплоподготовительных установках на ТЭЦ, а также в городских, районных, квартальных или промышленных котельных. Транспортируется теплоноситель по тепловым сетям и используется в теплоприемниках потребителей.

Для передачи теплоты на большие расстояния применяются два теплоносителя: вода и водяной пар. Как правило, для удовлетворения сезонной нагрузки горячего водоснабжения в качестве теплоносителя используется вода, для промышленной технологической нагрузки – пар.

Параметрами теплоносителей называют температуру и давление. Вместо давления в практике эксплуатации широко пользуются другой единицей – напором.

Напор и давление связаны зависимостью

$$H = \frac{p}{\rho \cdot g}, \quad (16)$$

где H – напор, м; p – давление, Па; ρ – плотность теплоносителя, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Вода как теплоноситель характеризуется различными температурами до системы теплоснабжения (нагревательного прибора) и после системы теплоснабжения.

В современных системах теплоснабжения применяют воду, имеющую такие значения температур: $t_1 = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($95\text{ }^{\circ}\text{C}$); $t_2 = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ в системах отопления жилых и общественных зданий; $t_1 = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_2 = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ в системах централизованного теплоснабжения от котельной или ТЭЦ, а также в системах отопления промышленных зданий.

Температура воды в системах теплоснабжения должна соответствовать давлению, при котором не будет вскипания (например, вода при температуре $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ должна иметь давление не менее $0,4\text{ МПа}$).

Теплопроводы могут быть подземными и надземными.

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

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

Подробно потребители теплоты и их тепловые нагрузки, системы теплоснабжения, тепловые сети и способы прокладки тепловых сетей рассматриваются в курсе «Основы централизованного теплоснабжения».

Тема 9

Повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

Основные способы организации энергосберегающих технологий. Вторичные энергетические ресурсы и их использование. Новые типы тепловых электростанций.

Для разных производств и процессов существуют различные способы улучшения энергетических и эксергетических показателей, но есть и общие приемы снижения энергозатрат.

Наиболее распространенным и эффективным способом является регенерация энергии. Сущность регенерации заключается в передаче энергии от выходящих из агрегата потоков к входящим. Например, многие крупные нагревательные и плавильные печи оборудованы теплообменниками, в которых воз-

душное дутье (а иногда и газообразное топливо) подогревается уходящими газами.

Очень важно, что регенерация позволяет не просто утилизировать теплоту уходящих газов, но снижает расход топлива и, кроме того, улучшает работу самой печи, поскольку температура горения при использовании подогретого воздуха возрастает. Улучшаются условия, а соответственно и полнота горения топлива, резко усиливается теплообмен излучением между потоком газа и нагреваемыми изделиями.

В ряде случаев регенерацию теплоты целесообразно использовать и на низкотемпературных потоках. Например, теплотой вентиляционных выбросов можно подогреть поток воздуха, подаваемого в помещение, уменьшив, таким образом, расход энергии на отопление.

Весьма эффективно регенерировать и холод.

Если в данном производстве за счет регенерации не удастся полностью использовать всю энергию, нужно попытаться не сбрасывать ее в окружающую среду, а продать эти ненужные вторичные (побочные) для данного производства энергоресурсы другим потребителям, либо организовать у себя специальное производство, потребляющее эту энергию. Такой подход не дает экономии топлива в самом технологическом процессе, но может существенно улучшать экономические показатели производства за счет средств, полученных от реализации ВЭР.

Главная трудность при решении проблемы утилизации ВЭР обычно состоит в поиске потребителя. Приходится анализировать уже не только свое производство, но и в первую очередь сопутствующие, а иногда и совершенно не связанные. Нередко для утилизации ВЭР создают тепличные хозяйства, рыбоводные пруды и т.д. Способ утилизации ВЭР выбирают в зависимости от требований потребителя и вида вторичной энергии.

Если на производстве имеются горючие отходы – топливные ВЭР, то использование их обычно не представляет труда. Так, доменный и коксовый газы металлургического комбината сжигаются в топках паровых котлов вместе с другими видами топлива. В крайнем случае, если не удастся сжечь топливные ВЭР в обычных топках, создают специальные, например, топки с кипящим слоем для сжигания высокозольных твердых остатков углеобогащательных фабрик.

За счет ВЭР избыточного давления в расширительных турбинах обычно получают электроэнергию.

Наибольшую долю составляют тепловые ВЭР. Часто, говоря о ВЭР, только их и имеют в виду.

Тепловые ВЭР газовых потоков с высокой температурой ($> 400^{\circ}\text{C}$) и средней ($100\text{--}400^{\circ}\text{C}$) обычно используют для производства пара или подогрева воды с помощью паровых или водогрейных котлов-утилизаторов. Водогрейные котлы-утилизаторы предназначены для подогрева воды, идущей на теплофикацию жилых и промышленных зданий.

Наиболее сложно найти применение низкопотенциальным тепловым ВЭР ($t > 100\text{ }^{\circ}\text{C}$). В последнее время их все шире используют для отопления и кондиционирования промышленных и жилых зданий, применяют тепловые насосы для повышения температурного потенциала или для получения холода. Непосредственно используют такие ВЭР только на отопление близко расположенных теплиц или рыбоводных хозяйств.

Истощение запасов органического топлива, загрязнение окружающей среды, повышение средней температуры атмосферы – все эти и многие другие связанные с ним проблемы, появившиеся уже в связи с достигнутым уровнем потребления энергии и темпами его роста, в дальнейшем (если не принять решительных мер сейчас) преодолеть будет все труднее.

В определенной мере некоторые проблемы могут быть решены при использовании совершенных методов производства и преобразования энергии. Так, например, создание экологически чистой ТЭС разрешит задачу охраны окружающей среды от выбросов ТЭС; совершенствование методов преобразования энергии приведет к уменьшению расхода топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии. К такому же результату приведет существенное расширение объема использования экологически чистых источников энергии. Однако наибольший эффект может быть достигнут, если будут внедряться и широко применяться известные уже энергосберегающие технологии. Расчеты показывают, что при расширении производства или строительстве нового объекта с применение энергосберегающих технологий затраты на энергообеспечение оказываются в 2-3 раза ниже, чем при общепринятой технологии. Таким образом, в ряде случаев экономически более оправданно не увеличивать энергетические мощности, а использовать требуемые для этого средства на освоение технологий с меньшими затратами энергии.

3. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий

Практические занятия предусматривают подробное рассмотрение некоторых вопросов и выполнение расчетных заданий по приведенным ниже темам.

В начале практического занятия дается необходимый теоретический материал, далее разбирается несколько расчетных заданий.

3.2. Перечень тем практических занятий.

1. Состав топлива. Теплота сгорания топлива. (2 часа)
2. Тепловой баланс парового котла. Коэффициент полезного действия. (2 часа)
3. Тепловой баланс газомазутной и пылеугольной ТЭС. (2 часа)

4. Вредные выбросы тепловых электрических станций. (2 часа)

3.3. Методические указания и план проведения практического занятия

Тема занятия: *Состав топлива. Теплота сгорания топлива.*

Органическая часть твердых и жидких топлив состоит из большого количества сложных химических соединений, в состав которых входят пять химических элементов: углерод C , водород H , кислород O , сера S и азот N . Кроме того, топливо содержит минеральные примеси A , попавшие в исходную залежь в основном извне, и влагу W . Поэтому химический состав твердых и жидких топлив определяют не по количеству соединений, а по суммарной массе химических элементов в процентах от 1 кг, т.е. устанавливают *элементарный состав топлива*.

Различают следующие пять основных элементарных масс топлива:

1. Органическая масса. Углерод, водород, кислород, сера, входящие в состав органических соединений и азот.

$$C^O + H^O + O^O + S^O + N^O = 100 \% \quad (17)$$

2. Горючая масса. Отличается наличием колчеданной, или пиритной серы, входящей в состав сернистого колчедана (FeS_2) и других сернистых соединений, окисляемых кислородом в процессе горения топлива.

$$C^G + H^G + O^G + S^G_{O+K} + N^G = 100 \% \quad (18)$$

3. Сухая масса состоит из горючих компонентов и минеральных веществ, образующих при сгорании топлива золу

$$C^C + H^C + O^C + S^C_{O+K} + N^C + A^C = 100 \% \quad (19)$$

4. Рабочая масса состоит из сухой массы и влаги (W).

$$C^P + H^P + O^P + S^P_{O+K} + N^P + A^P + W^P = 100 \% \quad (20)$$

5. Аналитическая масса состоит из сухой массы и влаги, соответствующей подсушенному топливу, анализируемому в лаборатории.

$$C^A + H^A + O^A + S^A_{O+K} + N^A + A^A + W^A = 100 \% \quad (21)$$

Пересчет элементного состава одной массы топлива на другую производится при помощи коэффициентов, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

Заданная масса топлива	Искомая масса топлива		
	рабочая	сухая	горючая
Рабочая	1	$\frac{100}{100 - W^P}$	$\frac{100}{100 - W^P - A^P}$
Сухая	$\frac{100 - W^P}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^C}$
Горючая	$\frac{100 - W^P - A^P}{100}$	$\frac{100 - A^C}{100}$	1

Пересчет элементного состава рабочей массы топлива с влажностью W_1^P на массу с влажностью W_2^P производится умножением исходных составляющих на множитель $\frac{100 - W_2^P}{100 - W_1^P}$. То же самое имеет место при изменении зольности топлива A_1 до A_2 : $\frac{100 - A_2}{100 - A_1}$.

Низшая и высшая теплота сгорания, кДж/кг, связаны зависимостью

$$Q_H = Q_B - 25,1(9H + W). \quad (22)$$

Пересчет теплот сгорания топлива

$$Q_H^P = Q_H^B - 25,1(9H^P + W^P); \quad (23)$$

$$Q_H^C = Q_H^B - 226H^C; \quad (24)$$

$$Q_H^F = Q_H^B - 226H^F. \quad (25)$$

Здесь индексы «р», «с», «г» относятся к рабочей, сухой и горючей массам топлива соответственно.

Для приближенных расчетов, а также для проверки элементарного состава топлива (если задана Q_H^H) низшую теплоту сгорания, кДж/кг, определяют по формуле Менделеева:

$$Q_H^P = 339C^P + 1030H^P - 109(O^P - S^P) - 25,1W^P. \quad (26)$$

Теплота сгорания газообразного принимается по данным калориметрического анализа. При отсутствии таких данных теплота сгорания 1 м³ газа при нормальных условиях подсчитывается по формуле

$$Q_H^C = 0,01[Q_{H_2S}H_2S + Q_{CO}CO + Q_{H_2}H_2 + \sum (Q_{C_mH_n}C_mH_n)], \quad (27)$$

где Q_{H_2S} , Q_{CO} и т.д. — теплота сгорания отдельных составляющих, входящих в состав газообразного топлива, кДж/м³ (принимаются по справочникам).

Задача 1.

При лабораторных исследованиях был получен элементный состав кузнецкого угля марки СС на горючую массу: $C^F = 84,0 \%$; $H^F = 4,5 \%$; $N^F = 2,0 \%$; $O^F = 9,0 \%$; $S^F = 0,5 \%$. Влажность и зольность на рабочую массу равны $W^P = 12,0 \%$ и $A^P = 11,4 \%$. Определить элементный состав на рабочую массу топлива.

Решение.

Для пересчета с горючей массы на рабочую используем коэффициент пересчета

$$K = \frac{100 - W^P - A^P}{100} = \frac{100 - 12,0 - 11,4}{100} = 0,766.$$

Тогда:

$$C^P = C^Г \cdot K = 84,0 \cdot 0,766 = 64,34 \%;$$

$$H^P = H^Г \cdot K = 4,5 \cdot 0,766 = 3,45 \%;$$

$$N^P = N^Г \cdot K = 2,0 \cdot 0,766 = 1,53 \%;$$

$$O^P = O^Г \cdot K = 9,0 \cdot 0,766 = 6,9 \%;$$

$$S^P = S^Г \cdot K = 0,5 \cdot 0,766 = 0,38 \%.$$

Проверка: Суммарный элементный состав топлива на рабочую массу
 $64,34 + 3,45 + 1,53 + 6,9 + 0,38 + 12,0 + 11,4 = 100 \%$.

Задача 2.

Задан следующий элементный состав на горючую массу кузнецкого угля марки СС ухудшенного состава: $C^Г = 80,2 \%$; $H^Г = 3,3 \%$; $N^Г = 2,1 \%$; $O^Г = 14,0 \%$; $S^Г = 0,4 \%$. Известно, что зольность сухой массы $A^С = 22,12 \%$. Определить элементный состав топлива на рабочую массу при $W^P = 15,0 \%$.

Решение.

В соответствии с табл. 1 коэффициент пересчета масс имеет вид $\frac{100 - W^P - A^P}{100}$. Для его использования пересчитываем зольность с сухой массы на рабочую:

$$A^P = A^С \frac{100 - W^P}{100} = 22,12 \frac{100 - 15,0}{100} = 18,8\%.$$

Тогда

$$K = \frac{100 - W^P - A^P}{100} = \frac{100 - 15,0 - 18,8}{100} = 0,662.$$

Определяем элементный состав на рабочую массу:

$$C^P = C^Г \cdot K = 80,2 \cdot 0,662 = 53,09 \%;$$

$$H^P = H^Г \cdot K = 3,3 \cdot 0,662 = 2,18 \%;$$

$$N^P = N^Г \cdot K = 2,1 \cdot 0,662 = 1,39 \%;$$

$$O^P = O^Г \cdot K = 14,0 \cdot 0,662 = 9,27 \%;$$

$$S^P = S^Г \cdot K = 0,4 \cdot 0,662 = 0,27 \%.$$

Проверяем полный элементный состав рабочей массы

$$C^P + H^P + O^P + N^P + S^P + A^P + W^P = 53,09 + 2,18 + 1,39 + 9,27 + 0,27 + 18,8 + 15,0 = 100 \%.$$

Задача 3.

Для кузнецкого угля (элементный состав – см. задачу 1) определить $Q_H^С$, $Q_H^Г$, Q_B^P , если низшая теплота сгорания рабочей массы равна $Q_H^P = 23\,990$ кДж/кг.

Решение.

$$Q_B^P = Q_H^P + 25,1(9H^P + W^P) = 23990 + 25,1(9 \cdot 3,45 + 12,0) = 25071 \text{ кДж/кг};$$

$$Q_H^C = (Q_H^P + 25,1W^P) \cdot \frac{100}{100 - W^P} - 226H^C =$$

$$(23990 + 25,1 \cdot 12,0) \frac{100}{100 - 12,0} - 226 \cdot 3,92 = 27604 - 886 = 26718 \text{ кДж/кг};$$

$$Q_H^G = (Q_H^P + 25,1W^P) \cdot \frac{100}{100 - W^P - A^P} - 226H^G =$$

$$(23990 + 25,1 \cdot 12,0) \frac{100}{100 - 12,0 - 11,4} - 226 \cdot 4,5 = 30695 \text{ кДж/кг}.$$

Задача 4.

Определить теплоту сгорания газообразного топлива, имеющего следующий состав: $\text{CH}_4 = 94,0 \%$; $\text{C}_2\text{H}_6 = 2,8 \%$; $\text{C}_3\text{H}_8 = 0,4 \%$; $\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,3 \%$; $\text{C}_5\text{H}_{12} = 0,1 \%$; $\text{N}_2 = 2,0 \%$; $\text{CO}_2 = 0,4\%$.

Решение.

Теплота сгорания газообразного топлива:

$$Q_H^C = 0,01[Q_{H_2S}H_2S + Q_{CO}CO + Q_{H_2}H_2 + \sum (Q_{C_mH_n}C_mH_n)] =$$

$$0,01(0 + 0 + 0 + 35818 \cdot 94,0 + 63248 \cdot 2,8 + 91251 \cdot 0,4 + 118646 \cdot 0,3 + 146077 \cdot 0,1)$$

$$= 36321 \text{ кДж} / \text{м}^3 = 36,321 \text{ МДж} / \text{м}^3$$

Низшая теплота сгорания отдельных газовых составляющих принята по справочным данным.

4. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТОВ

4.1. Методические рекомендации по выполнению самостоятельной работы

Самостоятельная работа предусматривает:

- подготовку студентов к аудиторным лекционным и практическим занятиям;
- изучение теоретического материала по темам, вынесенным для самостоятельного изучения.

Контроль самостоятельной работы осуществляется с помощью графика самостоятельной работы (табл. 2).

Темы аудиторных лекционных и практических занятий, темы для самостоятельного изучения, рекомендуемая литература приведены в рабочей программе дисциплины и настоящем учебно-методическом комплексе.

4.2. График самостоятельной работы студентов

Таблица 2

№	Содержание	Объем в часах	Формы контроля	Сроки (недели)
1	2	3	4	5
1	Подготовка к лекционным занятиям (тема 1) Проработка тем, вынесенных на самостоятельное изучение	0,5 1	Блиц-опрос на лекции	1, 2
2	Подготовка к лекционным занятиям (тема 2) Проработка тем, вынесенных на самостоятельное изучение	0,5 1	Проверочная работа № 1	3, 4
3	Подготовка к лекционным и практическим занятиям (тема 3) Проработка тем, вынесенных на самостоятельное изучение	0,5 1	Проверочная работа № 1	5, 6
4	Подготовка к лекционным и практическим занятиям (тема 4)	0,5	Проверочная работа № 2	7, 8
5	Подготовка к лекционным занятиям (тема 5) Проработка тем, вынесенных на самостоятельное изучение	0,5 1	Проверочная работа № 2	9, 10
1	2	3	4	5
6	Подготовка к лекционным и практическим занятиям (тема 6) Проработка тем, вынесенных на самостоятельное изучение	0,5 1	Проверочная работа № 3	11, 12
7	Подготовка к лекционным и практическим занятиям (тема 7)	0,5	Проверочная работа № 3	13, 14
8	Подготовка к лекционным занятиям (тема 8)	1	Проверочная работа № 3	15,16
9	Подготовка к лекционным занятиям (тема 9)	0,5	Блиц-опрос на лекции	17,18

5. МАТЕРИАЛЫ ПО КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА ОБРАЗОВАНИЯ

5.1. Методические указания по организации контроля знаний студентов

Приведенные ниже комплекты заданий позволяют оценить степень усвоения теоретического материала и практических навыков по «Введению в специальность» в рамках учебной программы.

Предусмотрены следующие виды контроля знаний студентов:

Входной контроль

Входной контроль по дисциплине представляет собой задания, позволяющие оценить знание понятий, определений и принципа действия основного оборудования и всей технологической схемы ТЭС.

Межсессионный контроль

Межсессионный контроль включает блиц-опрос на лекциях и выполнение проверочных работ. Текущий контроль осуществляется систематически в течение семестра (см. график самостоятельной работы п. 4.2), по результатам контроля выставляется промежуточная аттестация (контрольные точки). При выставлении итогового зачета по дисциплине учитываются результаты работы во время семестра.

Итоговый контроль

Итоговой формой контроля знаний студентов является зачет. При сдаче зачета необходимо ответить на два теоретических вопроса по изученному курсу.

Поскольку основные положения, излагаемые в данной дисциплине, подробно рассматриваются в далее изучаемых соответствующих курсах, то проверка остаточных знаний по «Введению в специальность» не предусмотрена.

5.2. Критерии оценки знаний студентов

Входной контроль и межсессионный контроль (теоретические задания)

Знания оцениваются по четырехбалльной шкале.

Отлично – не менее 85% правильно выполненных заданий; *хорошо* – не менее 75% правильно выполненных заданий; *удовлетворительно* – не менее 50% правильно выполненных заданий; *неудовлетворительно* – менее 50% правильно выполненных заданий.

Итоговый контроль

Итоговая аттестация по дисциплине включает рейтингово-модульную систему оценки знаний студентов в следующем соотношении: промежуточный контроль знаний студентов составляет 30 %, остальные 70 % определяются результатами итогового зачета.

Итоговой формой контроля знаний студентов по данной дисциплине является зачет. При сдаче зачета необходимо ответить на два теоретических вопроса по изученному курсу.

Оценка «зачтено» ставится в случае:

- правильных и полных ответов на оба теоретических вопроса.
- правильного, но неполного ответа на один из вопросов, требующего уточняющих дополнительных вопросов со стороны преподавателя или ответа, содержащего ошибки не принципиального характера, которые студент исправляет после замечаний (дополнительных вопросов) преподавателя;
- правильных, но неполных ответов на оба вопроса, требующих уточняющих дополнительных вопросов со стороны преподавателя или ответа, содержащего ошибки не принципиального характера, которые студент исправляет после замечаний (дополнительных вопросов) преподавателя.

Оценка «не зачтено» ставится в случае:

- неверного ответа (отсутствия ответа) на один теоретический вопрос и неполного ответа на второй вопрос, или ответа, содержащего ошибки, которые студент не может исправить после замечаний (дополнительных вопросов) преподавателя;
- неверных ответов (отсутствия ответов) на оба теоретических вопроса.

5.3. Фонды тестовых заданий

Входной контроль

1. Что такое энергетические ресурсы?
2. Какие виды топлива вы знаете?
3. Какие нетрадиционные источники энергии вы знаете?
4. Месторождения какого органического топлива есть в нашей стране? На Дальнем Востоке? В Амурской области?
5. Какие бывают электрические станции?
6. Какие электрические станции есть в Амурской области?
7. В чем заключается технологический процесс производства электрической энергии? Тепловой энергии?
8. Назовите основное оборудование тепловой электрической станции.
9. Что такое теплоснабжение?
10. Какое воздействие на окружающую среду оказывают ТЭС?

Межсессионный контроль

Задания для текущей проверки знаний

По темам № 2 и 3

1. Классификация электростанций по типу теплосиловых установок.

2. Классификация электростанций по технологической схеме паропроводов.
3. Основные элементы КЭС.
4. Классификация топлива (по агрегатному состоянию, по способу получения).
5. Сухая масса представляет собой сумму ...
6. Основные характеристики топлива.
7. Внутренним балластом топлива является ...

По темам № 4 и 5

1. Виды поверхностей нагрева котла.
2. Газовоздушный тракт котла – это ...
3. Укажите тип котла и его основные элементы.
4. Q_1 – это ..., в котле бывают следующие потери теплоты:
5. Расшифруйте маркировку котла Е-320/140.
6. Горелки служат для ...
7. Схемы пылеприготовления.
8. Типы и принцип действия паровых турбин.
9. Расшифруйте маркировку турбины К-210-130.

По темам № 6, 7, 8

1. Показатели тепловой экономичности ТЭС.
2. Виды вредных воздействий ТЭС на окружающую среду.
3. Типы золоуловителей. Принцип работы.
4. Приведите схему использования (преобразования) воды на ТЭС.
5. Потребители теплоты бывают:
6. Открытая система теплоснабжения – такая, ...
7. Способы прокладки тепловых сетей.

Итоговый контроль

Вопросы к зачету

1. Мировые топливно-энергетические ресурсы, их оценка и распределение по регионам.
2. Структура, современное состояние и тенденции развития электроэнергетики России.
3. Особенности производства и использования электрической и тепловой энергии.
4. Виды возобновляемых источников энергии, особенности и перспективы их использования.

5. Типы тепловых электростанций. Схемы КЭС и ТЭЦ, основные конструктивные элементы.
6. Виды топлива. Состав, основные характеристики. Особенности сжигания.
7. Схемы пылеприготовления. Основное оборудование.
8. Конструкции котлов, поверхности нагрева.
9. Тепловой баланс котельной установки, ее технологическая схема.
10. Принцип работы и классификация паровых турбин.
11. Показатели тепловой и общей экономичности ТЭС.
12. Тепловой баланс газомазутной и пылеугольной ТЭС
13. Вспомогательные хозяйства ТЭС.
14. Вредные воздействия ТЭС на окружающую среду и защита от них.
15. Принципиальные схемы атомных электростанций, особенности эксплуатации.
16. Тепловые нагрузки потребителей. Классификация систем теплоснабжения.
17. Энергосбережение. Использование вторичных энергоресурсов.
18. Новые типы тепловых электрических станций.

6. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература

1. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции: Учебник для вузов- 2-е изд., перераб. – М: Издательство МЭИ, 2000.
2. Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.
3. Липов Ю.М., Третьяков В.А. Котельные установки и парогенераторы: Учебник для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2006.
4. Основы современной энергетике: Курс лекций для менеджеров энергетических компаний. В двух частях/ Под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. – М.: Издательство МЭИ, 2002.

Дополнительная литература

5. Теплоэнергетика и теплотехника. Кн. 1. Общие вопросы. /Под общей ред. Клименко А.В. и Зорина В.М. М: Издательство МЭИ, 2000.
6. Мельников В.Д., Рагушин С. В. и др. Энергетические ресурсы Амурской области. – Благовещенск, 2003. – электронное издание.
7. Теплотехника: Учеб. для вузов /под ред. А.П. Баскакова. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
8. Журналы: «Промышленная энергетика», «Электрические станции», «Теплоэнергетика», «Энергосбережение», «Энергетика за рубежом».

Содержание

Аннотация	3
1. Цели и задачи дисциплины, ее связь с другими курсами специальности	3
2. Краткий конспект лекций	5
3. Практические занятия	
3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий	31
3.2. Перечень тем практических занятий (с указанием объема в часах)	31
3.3. Методические указания и план проведения практического занятия	31
4. Самостоятельная работа студентов	
4.1. Методические рекомендации по выполнению самостоятельной работы	35
4.2. График самостоятельной работы студентов	35
5. Материалы по контролю качества образования	
5.1. Методические указания по организации контроля знаний студентов	36
5.2. Критерии оценки знаний студентов	37
5.3. Фонды тестовых заданий	37
6. Список рекомендуемой литературы	40