

Министерство образования и науки Российской Федерации
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

О.К. ГРИГОРЬЕВА
О.В. БОРУШ

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

ТЕПЛОВАЯ ЭКОНОМИЧНОСТЬ ПАРОТУРБИННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ

Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК
2016

УДК 621.311.22(075.8)
Г 834

Рецензенты:
д-р техн. наук, профессор *Ю.В. Овчинников*
д-р техн. наук, профессор *А.Г. Русина*

Работа подготовлена кафедрой тепловых электрических станций
по дисциплине «Теплоэнергетика»
для студентов III курса ФЭН всех форм обучения
(направления 13.03.01, 13.03.02, 15.03.04)

Григорьева О.К.

Г 834 Теплоэнергетика. Тепловая экономичность паротурбинных энергоблоков: учеб. пособие / О.К. Григорьева, О.В. Боруш. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 51 с.

ISBN 978-5-7782-2987-7

Рассмотрены термодинамические циклы паротурбинных установок, используемых на ТЭС, современные способы их анализа и совершенствования. Приведены описания и схемы современных энергетических установок тепловых электростанций. В последнем разделе приводятся пример расчета теплофикационной паротурбинной установки и контрольные вопросы.

УДК 621.311.22(075.8)

ISBN 978-5-7782-2987-7

© Григорьева О.К., Боруш О.В., 2016
© Новосибирский государственный
технический университет, 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1. Типы электростанций	5
1.1. Классификация электростанций	5
1.2. Схемы и циклы паротурбинных энергоблоков	8
1.3. Показатели эффективности энергоблока	17
2. Постановка задачи	31
3. Тепловая схема и цикл энергоблока	33
4. Конденсационный режим	38
4.1. Расход пара и тепла	38
4.2. Показатели эффективности энергоблока	39
5. Теплофикационный режим	41
5.1. Расход пара и тепла	41
5.2. Показатели эффективности энергоблока	42
6. Схема энергетического баланса	44
7. Пример расчета	45
Контрольные вопросы и задания	48
Заключение	49
Библиографический список	50

ВВЕДЕНИЕ

Тепловые электрические станции (ТЭС), работающие на твердом, жидком и газообразном топливе, являются основой энергетики нашей страны. ТЭС характеризуются высокой сложностью тепловых схем, многообразием физико-технических процессов в элементах, большим количеством расходно-термодинамических и технико-экономических параметров. Составление и расчет тепловых схем – сложная инженерная задача, для решения которой необходимо обладать базовыми знаниями в области теплоэнергетики.

Учебное пособие написано в соответствии с образовательной программой дисциплины «Теплоэнергетика» и может быть использовано при изучении смежных курсов, таких как «Общая энергетика», «Технология централизованного производства электроэнергии и теплоты», «Тепловые электрические станции».

При подготовке пособия использованы материалы [1–10].

1. ТИПЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Большую часть электроэнергии (как в России, так и в мировой энергетике) вырабатывают тепловые, атомные и гидроэлектростанции.

В настоящее время для получения электрической энергии используют следующие типы тепловых установок: конденсационные, теплофикационные, газотурбинные (ГТУ) и парогазовые (ПГУ).

По назначению тепловые электростанции (ТЭС) можно разделить на две группы: конденсационные (КЭС), вырабатывающие и отпускающие потребителю только электроэнергию, и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), вырабатывающие электроэнергию и теплоту с паром или горячей водой (рис. 1.1).

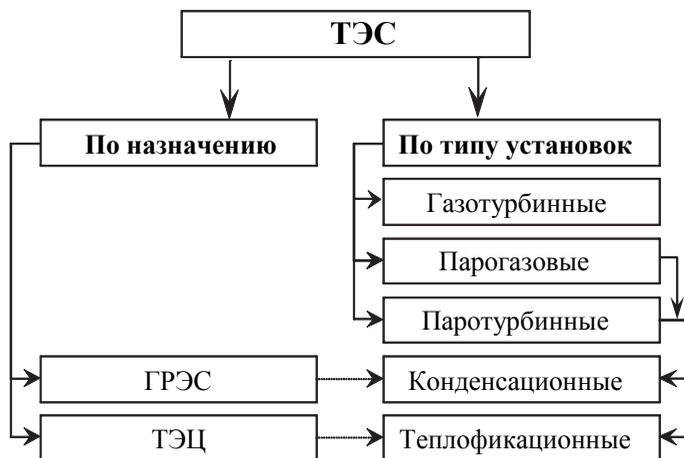


Рис. 1.1. Классификация тепловых электрических станций по типу и назначению

Крупные КЭС, обслуживающие потребителей значительного района страны, получили название государственных районных электростанций (ГРЭС).

Для обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей электростанции объединяются в энергетические системы. Диспетчерские управления энергосистем осуществляют оперативное руководство режимами работы электростанций, оптимизируя функционирование всех электростанций, линий электропередачи и др. Тепловые электрические станции могут работать и изолированно. Главным образом изолированные электростанции строятся в осваиваемых и отдаленных районах и обычно в дальнейшем объединяются с другими вновь сооружаемыми электростанциями, после чего переходят в группу станций, работающих в системе (рис. 1.2).



Рис. 1.2. Классификация ТЭС по работе в энергосистеме и по типу связей

По типу связи основного теплотехнического оборудования станции могут иметь блочную структуру (котел-турбина), которая больше характерна для ГРЭС и мощных ТЭЦ, или структуру с параллельными связями (несколько котлов-общий паропровод-несколько турбин), характерную для ТЭЦ без промежуточного перегрева пара (рис. 1.2 и 1.3). На некоторых ТЭС применяют дубль-блочную структуру, в которой в состав энергоблока входят два котла и одна турбина.

Состав электростанций различного типа по установленной мощности зависит от наличия и размещения по территории страны гидроэнергетических и теплоэнергетических ресурсов, от технико-экономических показателей электростанций.

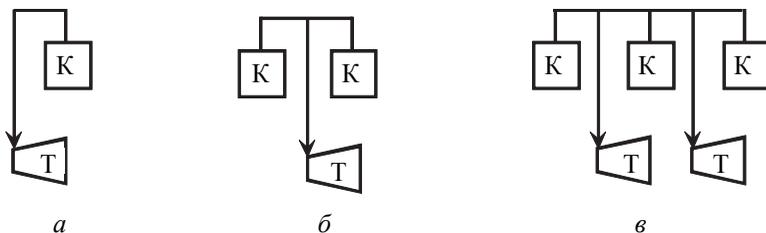


Рис. 1.3. Схемы технологической связи котлов и турбин:

a – блочная; *б* – дубль-блочная; *в* – с параллельными связями; К – котел, Т – турбина

При строительстве и эксплуатации ТЭС необходимо учитывать некоторые особенности электростанций. Так, например, конденсационные электростанции (КЭС) строят по возможности ближе к местам, удобным для водоснабжения и добычи топлива. Их выполняют из ряда блочных энергоблоков мощностью от 200 до 1200 МВт, выдающих выработанную энергию в сети 110...750 кВ. Особенность агрегатов КЭС заключается в том, что они недостаточно маневренны: подготовка к пуску, разворот, синхронизация и набор нагрузки требуют от 3 до 6 ч. Поэтому для них предпочтителен режим работы с равномерной нагрузкой в пределах от номинальной до нагрузки, соответствующей техническому минимуму, определяемому видом топлива и конструкцией агрегата.

В тех случаях, когда прилегающие к тепловым электростанциям районы должны потреблять большие количества теплоты, целесообразнее прибегать к комбинированной выработке теплоты и электроэнергии, т. е. к теплоэлектроцентралям (ТЭЦ).

Таким образом, теплофикационные электростанции строят вблизи потребителей тепла, при этом используется обычно привозное топливо. Работают эти электростанции наиболее экономично (коэффициент использования тепла достигает 60... 70 %) при нагрузке, соответствующей тепловому потреблению и минимальному пропуску пара в часть низкого давления турбин и в конденсаторы. Единичная мощность агрегатов составляет 30...250 МВт. Станции с агрегатами до 60 МВт включительно выполняются в тепломеханической части с параллельными связями по пару и воде, в электрической части – со сборными шинами 6...10 кВ и выдачей значительной части мощности в местную

распределительную сеть. Станции с агрегатами 100...250 МВт выполняются блочного типа с выдачей мощности в сети повышенного напряжения.

1.2. СХЕМЫ И ЦИКЛЫ ПАРОТУРБИННЫХ ЭНЕРГЕБЛОКОВ

На современных тепловых электростанциях большой мощности превращение теплоты в работу происходит в циклах, использующих в качестве основного рабочего тела водяной пар, производимый паровыми котлами, в топках которых сжигается органическое топливо: уголь, мазут, газ и др. (рис. 1.4). По происхождению топлива можно разделить на **естественные**, добытые в природных условиях, и **искусственные**, полученные в итоге переработки природного топлива. По сфере потребления топлива подразделяются на энергетические, используемые при сжигании для выработки электроэнергии и теплоты, и технологические, которые идут на переработку для получения необходимых промышленных продуктов.

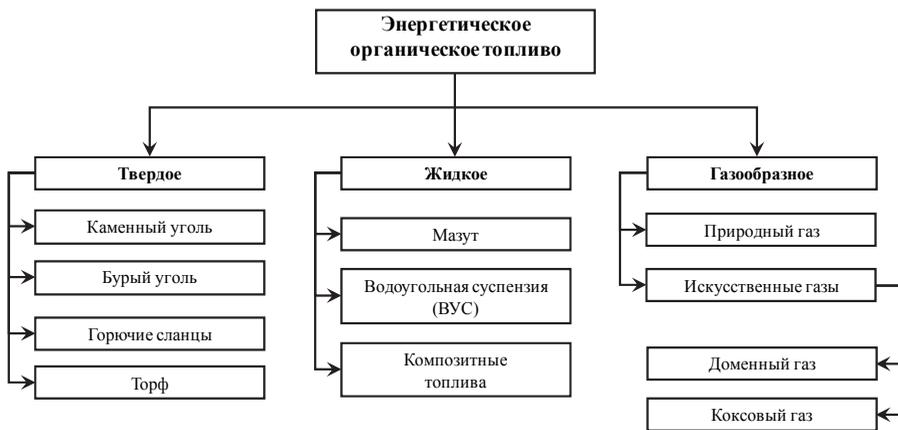


Рис. 1.4. Виды органического топлива

Термодинамический цикл преобразования теплоты в работу с помощью водяного пара предложил шотландский инженер и физик Уильям Ренкин в середине XIX века.

Простейшая тепловая схема КЭС, работающей по циклу Ренкина, представлена на рис. 1.5.

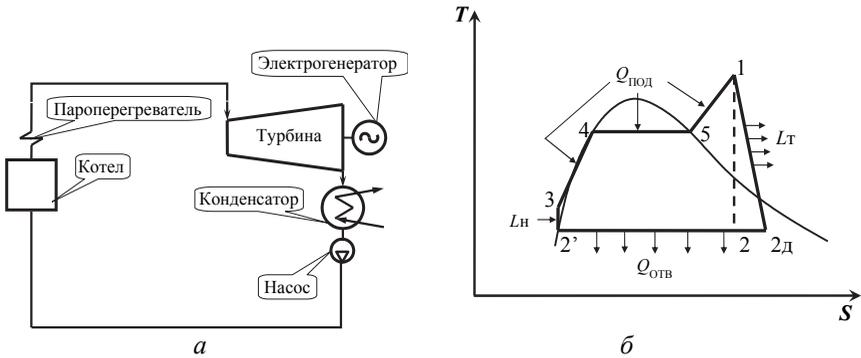


Рис. 1.5. ТЭС, работающая по циклу Ренкина:

a – тепловая схема КЭС; *б* – цикл Ренкина в T - S -диаграмме

В паровом котле теплота сгорания топлива передается воде, которая превращается в пар (изобара 3-4-5). Перегретый пар (изобара 5-1) поступает в турбину, где происходит преобразование теплоты в механическую работу (адиабата 1-2 – теоретический процесс расширения пара в турбине с совершением полезной работы, 1-2д – действительный процесс расширения пара с учетом потерь). В электрогенераторе механическая работа преобразуется в электрическую энергию. Отработанный пар после турбины поступает в конденсатор, где отдает теплоту охлаждающей воде и конденсируется (изобарно-изотермический процесс 2-2'). Полученный конденсат насосом нагнетается в паровой котел (адиабата 2'-3), замыкая таким образом цикл.

Термический КПД цикла Ренкина:

$$\eta_t = \frac{Q_{\text{подв}} - Q_{\text{отв}}}{Q_{\text{подв}}} = \frac{L_T - L_H}{Q_{\text{подв}}} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_3 - h_2')}{h_1 - h_3}, \quad (1.1)$$

где $Q_{\text{подв}}$ – теплота, подведенная к рабочему телу в цикле; $Q_{\text{отв}}$ – теплота, отведенная от рабочего тела; L_T – работа расширения пара в турбине; L_H – работа, затраченная на сжатие воды в насосе; h_1 , h_2 ,

h_2, h_3 – энтальпии рабочего тела в соответствующих точках цикла (рис. 1.5).

В пароводяном контуре возникают наибольшие энергетические потери, а именно в конденсаторе, где отработавший пар, содержащий еще большое количество теплоты, отдает ее циркуляционной воде. Теплота с циркуляционной водой уносится в водоемы, т. е. теряется. Эти потери в основном и определяют КПД электростанции, а соответственно и экономичность.

Для повышения экономичности работы паротурбинных установок применяют:

- повышение начальных параметров пара (давление и температура);
- понижение давления в конденсаторе;
- промежуточный перегрев пара;
- регенеративный подогрев основного конденсата перед котлом;
- теплофикацию.

Исследования показали, что *повышение начальных параметров пара* и (или) *снижение конечного давления* в конденсаторе увеличивают работоспособность пара и, как следствие, термический КПД цикла. Повышение параметров ограничивается прочностными и технологическими свойствами металлов, надежностью их в работе, а также экономическими условиями в связи с удорожанием при переходе от одного класса стали к другому. Снижение давления в конденсаторе и, как следствие, температуры ограничивается температурой окружающей среды.

Промежуточный перегрев пара. При применении пара высокого давления его влажность в турбине в конце процесса расширения становится значительной даже при очень высокой начальной температуре. Работа турбин на влажном паре недопустима, так как она вызывает увеличение потерь и эрозию турбинных лопаток в результате механического воздействия на них взвешенных в паре частиц влаги.

При использовании пара высокого давления повышение его начальной температуры до пределов, допустимых по соображениям прочности металла пароперегревателя и паровой турбины, может оказаться недостаточным для обеспечения допустимой влажности пара в конце его процесса расширения в турбине. Поэтому пар, как правило,

после расширения в цилиндре высокого давления приходится отводить из турбины и повторно перегреть в пароперегревателе, после чего пар вновь вводится в турбину, где заканчивается процесс его расширения. В результате этого при окончательном расширении пара до принятых на практике давлений влажность его не превышает допустимых значений.

Паротурбинные установки, в которых используется такой способ, называют установками с промежуточным перегревом пара (рис. 1.6). При правильном выборе давления отбора пара для его промежуточного перегрева и температуры промежуточного перегрева не только предотвращается чрезмерное увлажнение пара в конце процесса расширения, но и достигается некоторое увеличение термического КПД установки. Применение одного промежуточного перегрева пара приводит к повышению термического КПД установки на 2...3 %.

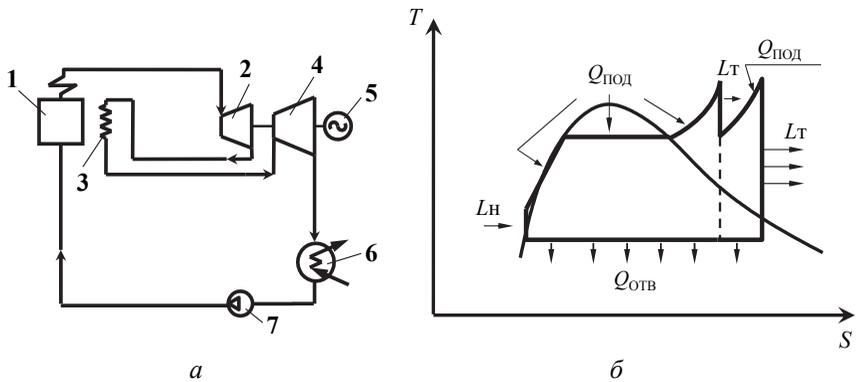


Рис. 1.6. Схема (а) и цикл (б) паросиловой установки с промежуточным перегревом пара:

1 – паровой котел; 2 – часть высокого давления турбины; 3 – промежуточный пароперегреватель; 4 – часть среднего и низкого давления турбины; 5 – электрогенератор; 6 – конденсатор; 7 – конденсатный насос

На рис. 1.7 показана схема паросиловой установки с регенеративным подогревом питательной воды, при котором питательная вода до ее поступления в котел предварительно нагревается паром, отбираемым из промежуточных ступеней паровой турбины.

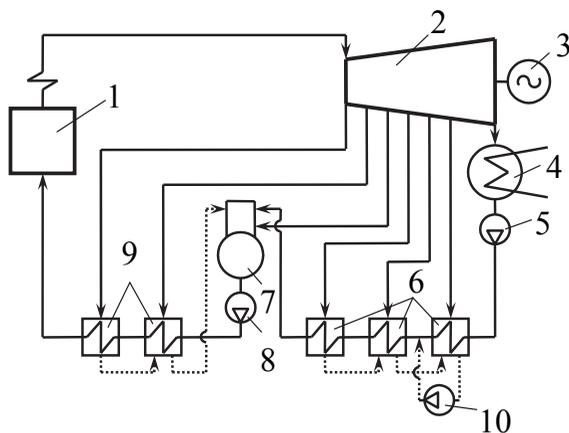


Рис. 1.7. Схема паросиловой установки с регенеративным подогревом воды:

1 – парогенератор; 2 – паровая турбина; 3 – электрический генератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатный насос; 6 – подогреватели низкого давления; 7 – деаэрактор; 8 – питательный насос; 9 – подогреватели высокого давления; 10 – дренажный насос

Увеличение КПД при применении регенерации определяется уменьшением потери тепла в конденсаторе турбины вследствие отбора части пара для указанного подогрева. В настоящее время регенеративный подогрев применяется на всех крупных электростанциях.

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии называется *теплофикацией*. В теплофикационных установках с регулируемыми отборами пара (рис. 1.8, а) частично отработавший пар из промежуточных ступеней турбины используется для передачи тепловой энергии потребителям в виде пара или горячей воды. Таким образом, уменьшается количество пара, поступающего в конденсатор и снижаются потери теплоты с циркуляционной водой. Теплоту, содержащуюся в горячей воде или паре, которые поступают со станции в теплофикационную сеть, считают полезно отпущенной теплотой. В теплофикационных установках используют также турбины с противодавлением (рис. 1.8, б), в которых пар после расширения в турбине полностью отдается потребителям с соответствующим давлением.

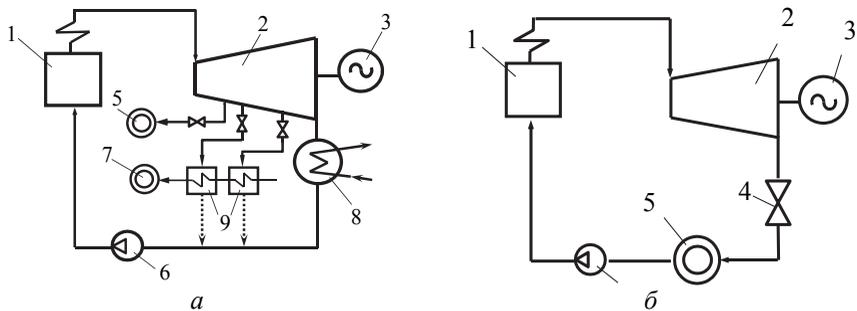


Рис. 1.8. Схема паросиловой установки с теплофикацией:

a – турбина с отопительными и производственным отборами пара; *б* – турбина с противодавлением: 1 – паровой котел, 2 – турбина, 3 – электрогенератор, 4 – регулирующий клапан, 5 – промышленный потребитель пара, 6 – конденсатный насос, 7 – потребитель горячей воды, 8 – конденсатор, 9 – подогреватели сетевой воды

Технологическая схема ТЭЦ [5, 6] (рис. 1.9) состоит из нескольких систем: топливоподдачи, топливоприготовления, основного пароводяного контура вместе с парогенератором и турбиной, циркуляционного водоснабжения, водоподготовки, золоулавливания и золоудаления и электрической части станции.

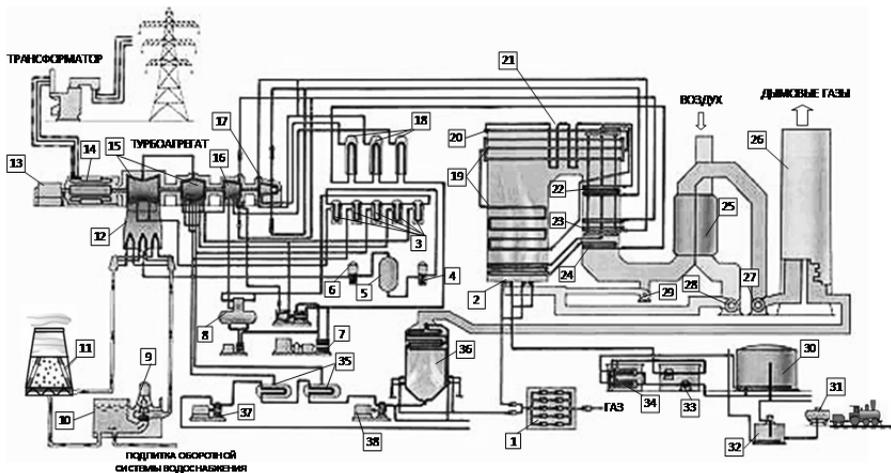


Рис. 1.9. Технологическая схема ТЭЦ

Механизмы и установки, обеспечивающие функционирование названных выше систем, входят в систему собственных нужд станции (энергоблока).

Основными элементами рассматриваемой схемы являются котельная установка, производящая пар высоких параметров; турбоагрегат, преобразующий теплоту пара в механическую энергию вращения ротора, и электрические устройства (электрогенератор, трансформатор и т. д.), обеспечивающие выработку электроэнергии.

В качестве основного топлива используется газ, резервного – мазут. Мазут поступает на станцию в цистернах 31, сливается через сливную эстакаду с промежуточной емкостью 32 в мазутохранилище 30. Подача мазута к горелкам обеспечивается насосами 33 через подогреватели мазута 34.

Газ для работы котла подается к горелкам 2 через газораспределительный пункт (ГРП) 1. Конструкция котла представляет собой П-образную компоновку с газоходами прямоугольного сечения. Левая часть котла – топка. Внутренняя часть топки свободна, в ней происходит горение топлива, в данном случае газа. Для этого к горелкам дутьевым вентилятором 28 непрерывно подается горячий воздух, нагреваемый в воздухоподогревателе 25. Для повышения температуры воздуха используется рециркуляция: часть дымовых газов, уходящих из котла, вентилятором рециркуляции 29 подается к основному воздуху и смешивается с ним. Горячий воздух смешивается с газом и через горелки котла подается в его камеру топки. Таким образом, при горении топлива его химическая энергия превращается в тепловую и лучистую энергию.

Стены топки облицованы экранами 19 – трубами, в которые подается питательная вода из экономайзера 24. На схеме изображен прямоточный котел, в экранах которого питательная вода, проходя трубную систему только один раз, нагревается и испаряется, превращаясь в сухой насыщенный пар. Многократная циркуляция питательной воды осуществляется в барабанных котлах, при этом в барабане происходит отделение пара от котловой воды.

Сухой насыщенный пар поступает в основной пароперегреватель, состоящий из потолочного 20, ширмового 21 и конвективного 22 элементов. В основном пароперегревателе повышается его температура и, следовательно, потенциальная энергия. Полученный на выходе из кон-

вективного пароперегревателя пар поступает по паропроводу к паровой турбине.

Паровая турбина обычно состоит из нескольких отдельных цилиндров.

Пар из котла подводится к первому цилиндру – цилиндру высокого давления (ЦВД) 17. После ЦВД частично расширившийся и охлажденный пар возвращается обратно в котел в промежуточный пароперегреватель 23. В нем температура пара повышается до начальной под воздействием горячих газов котла, при этом давление пара остается неизменным.

После промежуточного перегрева пар направляется в цилиндр среднего давления (ЦСД) 16, после расширения в ЦСД пар поступает в один или несколько одинаковых цилиндров низкого давления (ЦНД) 15.

Таким образом, расширяясь в турбине, пар вращает ее ротор, соединенный с роторами электрического генератора 14 и возбuditеля 13. В статорных обмотках генератора образуется электрический ток. Трансформатор повышает его напряжение для уменьшения потерь в линиях электропередачи, часть выработанной энергии передается на питание собственных нужд ТЭС, а остальная электроэнергия отпускается в энергосистему.

Пар после ЦНД турбины поступает в конденсатор 12 – теплообменник, по трубкам которого непрерывно протекает охлаждающая вода, подаваемая циркуляционным насосом 9 из реки, водохранилища или специального охладительного устройства (градирни). На схеме показана система оборотного водоснабжения с градирней 11. Охлажденная вода собирается внизу в бассейне, перетекает в аванкамеру 10, и оттуда циркуляционным насосом 9 подается в конденсатор 12.

Пар, поступающий из турбины в межтрубное пространство конденсатора, конденсируется и стекает вниз; образующийся конденсат конденсатными насосами первой ступени 6 подается для очистки в блочную обессоливающую установку (БОУ) 5. Конденсатные насосы второй ступени 4 прокачивают поток основного конденсата через группу регенеративных подогревателей низкого давления (ПНД) 3 в деаэратор 8. В ПНД температура воды повышается за счет теплоты конденсации пара, отбираемого из турбины. В деаэраторе 8 происхо-

дит деаэрация – удаление из конденсата растворенных в нем газов (кислорода, углекислого газа), вызывающих при высоких температурах коррозию металла и нарушающих работу котла. Одновременно бак деаэратора представляет собой емкость для питательной воды котла.

Из деаэратора питательная вода питательным насосом 7, приводимым в действие электродвигателем или специальной паровой турбиной, подается в группу подогревателей высокого давления (ПВД) 18. Температура питательной воды котла за ПВД, т. е. перед поступлением в котел, составляет в зависимости от начальных параметров 230...280 °С. Таким образом, замыкается технологический пароводяной цикл преобразования химической энергии топлива в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата.

Газообразные продукты сгорания топлива, отдав свое тепло питательной воде, поступают на трубы экономайзера 24 и в воздухоподогреватель 25, в которых они охлаждаются и направляются с помощью дымососа 27 к дымовой трубе 26. Дымовая труба создает разрежение в топке и газоходах котла, а также рассеивает вредные продукты сгорания в верхних слоях атмосферы, не допуская их высокой концентрации в нижних слоях. При работе станции на твердом топливе для улавливания летучей золы перед дымососами устанавливают очистные сооружения – золоуловители. Применяют сухие или мокрые (скрубберы), фильтры тканевые, электрофильтры, комбинированные с различными способами очистки.

На мощных ТЭС для улавливания золы и очистки продуктов сгорания в основном используют электрофильтры. Способ очистки в них заключается в том, что при пропуске через электрическое поле высокого напряжения, создаваемого между отрицательными и положительными полюсами, происходит ионизация газового потока. При этом частицы уноса, содержащиеся в продуктах сгорания, получают электрический заряд. Основная масса частиц заряжается отрицательными ионами и переносится к положительному полюсу – осаждающему электроду. Эффективность электрофильтров достигает 99,98 % [7, 8].

Главное отличие ТЭЦ от КЭС состоит в наличии на ТЭЦ сетевой установки. Обратная сетевая вода поступает к сетевым насосам первого подъема 37. Насосы повышают давление сетевой воды, исключая ее закипание при нагреве в сетевых подогревателях 35 и обеспечивая ее прокачку через эти подогреватели. Сетевая вода нагревается теплотой

конденсации пара, отбираемого из двух отборов паровой турбины. Отбор пара осуществляется при таких давлениях, чтобы температура его конденсации в сетевом подогревателе была достаточной для нагрева сетевой воды. Нагретая сетевая вода поступает к сетевым насосам второго подъема 38, которые подают ее в пиковый водогрейный котел (ПВК) 36 и обеспечивают ее движение через всю тепловую сеть или ее часть (до теплонасосной станции). Для работы ПВК от ГРП подается газ, а от дутьевого вентилятора – воздух. Нагретая до требуемой температуры вода поступает в магистраль прямой сетевой воды и потом – тепловым потребителям.

1.3. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГБЛОКА

ТЯГОДУТЬЕВЫЕ УСТРОЙСТВА

Для нормальной работы котельного агрегата необходимы непрерывная подача воздуха для горения топлива (*дутьевой вентилятор*) и непрерывное удаление продуктов сгорания (*дымосос*).

Для регулирования температуры перегретого пара и снижения окислов азота применяются дымососы рециркуляции. Транспорт пыли к горелкам и вентиляцию системы пылеприготовления обеспечивают мельничные вентиляторы и вентиляторы горячего дутья.

Дутьевой вентилятор забирает теплый воздух из-под крыши котельной и подает его на подогрев в воздухоподогреватель.

Дымовые газы из воздухоподогревателя направляются в золоуловитель, от него к дымососу и через дымовую трубу выбрасываются в атмосферу при температуре уходящих газов 120...160 °С.

Котел имеет со стороны дымовых газов систему под разрежением или, как ее называют, систему с уравновешенной тягой, создаваемую совместным действием дымососной и дутьевой установок. Здесь дутьевой вентилятор создает давление в воздушном подогревателе (1000...3000 Па), воздуховодах, горелках. Дымосос устанавливается при работе на угольном топливе и создает разрежение, начиная с топки (примерно 20 Па вверху топочной камеры) и кончая самым дымососом (примерно до 4000 Па). Более простая система – для котлов на газомазутном топливе под наддувом. В котлах с такой системой устанавливаются только дутьевые вентиляторы (воздуходувки), создающие

избыточное давление (2000...6000 Па) вплоть до устья дымовой трубы, и дымососы в этом случае не требуются.

Тягодутьевые установки выбираются по расходу (подаче) среды и перепаду полных давлений газового или воздушного тракта.

Дымосос и дутьевой вентилятор имеют привод от электродвигателя, воздуходувки – от электродвигателя или турбины.

Расход электроэнергии на тягодутьевые установки, кВт:

$$N_{\text{ТД}} = 3,6\psi_{\text{ТД}}D_0, \quad (1.2)$$

где $\psi_{\text{ТД}}$ – удельный расход электроэнергии (с учетом коэффициента запаса), (кВт·ч)/т; $\psi_{\text{ТД}} = 4$ (кВт·ч)/т при работе на газомазутном топливе; $\psi_{\text{ТД}} = 7,8$ (кВт·ч)/т при работе на угле.

ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Топливное хозяйство служит для разгрузки, учета, хранения, внутренней транспортировки и приготовления (дробления, подогрева) поступающего на электростанцию топлива. Различают топливные хозяйства для твердого, жидкого и газового топлив. Наиболее дорогим и сложным является хозяйство для твердого топлива, наиболее простым – для газового.

Твердое топливо

Превращение кускового топлива в пылевидное осуществляется в мельницах и сочетается с сушкой. В качестве сушильного агента используется горячий воздух, продукты сгорания (топочные газы) или их смесь.

В основу классификации углеразмольных мельниц (рис 1.10) положены два принципа: способ измельчения топлива и частота вращения подвижной части. Куски топлива измельчаются за счет удара, раздавливания и истирания (рис. 1.11). Параллельно с размолем топлива осуществляется и его подсушка. При низкой влажности сушка топлива проводится только в мельнице, а при повышенной – также и до мельницы. Совмещение размола с сушкой улучшает условия протекания обоих процессов и интенсифицирует их.



Рис. 1.10. Классификация углеразмольных мельниц

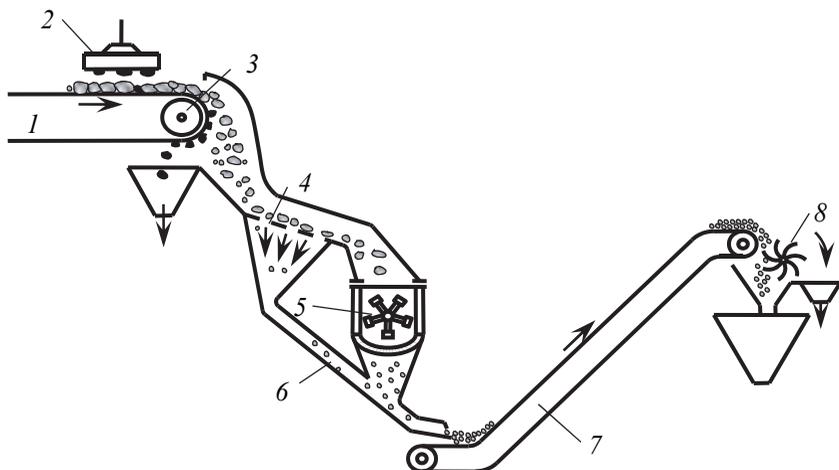


Рис. 1.11. Тракт топливоподачи:

1 – ленточный транспортер 1-го подъема; 2 – подвесной электромагнит; 3 – магнитный шкив; 4 – вибрационный грохот; 5 – молотковая дробилка; 6 – течка дробилки; 7 – ленточный транспортер 2-го подъема; 8 – щепоуловитель; 9 – бункер сырого угля

Для размола угля применяется несколько типов мельниц:

- тихоходные шаровые барабанные (ШБМ) с частотой вращения 16...23 об/мин;
- быстроходные молотковые (ММ) – частота вращения 590...980 об/мин;

- среднеходные валковые мельницы (СМ) – 40...78 об/мин;
- мельницы-вентиляторы (МВ) – 590...1470 об/мин.

Шаровые барабанные мельницы применяются для размола антрацитов и каменных углей, требующих для своего сжигания очень тонкой пыли. Размол топлива в мельнице производится стальными шарами диаметром 30...60 мм, которые поднимаются при вращении мельницы, падают и размалывают уголь, превращая его в пыль любой тонкости помола.

Молотковые мельницы и среднеходные мельницы применяют для размола бурых и каменных углей с относительно высоким выходом летучих, мельницы-вентиляторы – для размола мягких бурых углей.

Молотковая мельница состоит из стального корпуса и ротора с шарнирно укрепленными на нем билами. Уголь, попадая на быстро-вращающиеся била, размалывается и увлекается из корпуса потоком воздуха.

В среднеходных валковых мельницах измельчение топлива происходит по принципу раздавливания кусков угля на вращающемся размольном столе коническими валками.

В мельницах-вентиляторах подсушка топлива выполняется двух-ступенчатой: до мельницы в специальном сушильном устройстве (шахте) и в самой мельнице. Размол угля происходит в результате ударного действия массивных лопастей крыльчатки, при вращении которой создается давление, достаточное для преодоления сопротивления от мельницы до топки.

Для пылеугольных парогенераторов в основном применяются индивидуальные системы пылеприготовления: замкнутые схемы с прямым вдуванием пыли, полуразомкнутые схемы с промежуточным бункером пыли.

В системах с пылевым бункером производительность мельниц (т/ч) выбирается по формуле с учетом связей системы отдельных парогенераторов по пыли:

$$B_p = \frac{k_3 Z_K B}{Z_M}, \quad (1.3)$$

где k_3 – коэффициент запаса (для ШБМ принимается равным 1,1; для установок с ММ и МВС, при двух мельницах – 1,35; при трех – 1,2;

при четырех – 1,1); Z_K – число установленных котлов; B – расход топлива на парогенератор при номинальной нагрузке, т/ч; Z_M – число мельниц.

Расход электроэнергии на топливоприготовление, кВт:

$$N_{ТП} = 3,6\psi_{ТП}B_P, \quad (1.4)$$

где $\psi_{ТП} = 27$ (кВт·ч)/т при сжигании бурых углей; $\psi_{ТП} = 30$ (кВт·ч)/т – при сжигании каменных углей.

Жидкое топливо

В качестве жидкого топлива на ТЭС используется мазут: как основное и как резервное топливо, если электростанция работает на газе, и как растопочное для станций, работающих на твердом топливе.

Мазутное хозяйство включает в себя систему мазутопроводов, паро- и конденсатопроводов, насосные станции, приемно-разгрузочные устройства, емкости для слива и хранения, очистные сооружения (рис. 1.12).

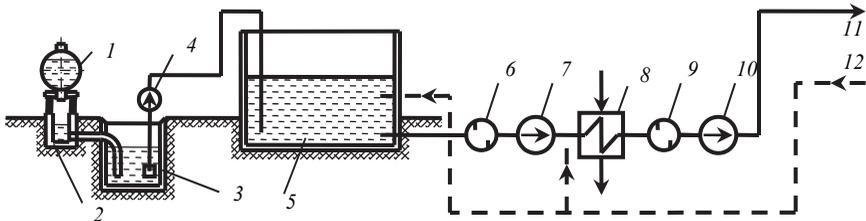


Рис. 1.12. Схема мазутного хозяйства:

1 – железнодорожная цистерна; 2 – сливной лоток; 3 – приемная емкость; 4 – перекачивающий погружной насос; 5 – расходный резервуар; 6 – грубый фильтр; 7 – насос низкого давления; 8 – подогреватель мазута; 9 – фильтр тонкой очистки; 10 – насос высокого давления; 11 – мазут к топкам; 12 – рециркуляционная мазутная линия

При сжигании высоковязкого мазута требуется предварительный разогрев мазута в цистернах до 60...70 °С. Для подачи мазута в котельную поблизости от мазутохранилища сооружается насосная станция.

Газообразное топливо

Газ поступает на станцию от магистрального газопровода. Для снижения давления до необходимого по условиям работы горелок котлов устанавливается газораспределительный пункт (ГРП). Обычно ГРП размещается в отдельном здании, его производительность рассчитывается на максимальный расход газа всеми котлами ТЭС (рис. 1.13).

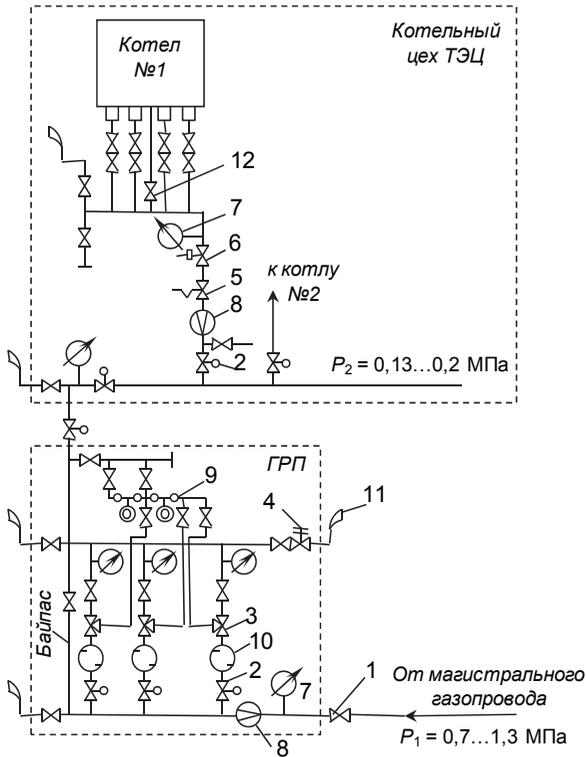


Рис. 1.13. Схема газоснабжения:

1 – магистральная задвижка с ручным управлением; 2 – задвижка с электрическим приводом; 3 – регулятор давления газа; 4 – предохранительный клапан; 5 – автоматический регулятор расхода газа (АРР); 6 – отсекающий быстродействующий клапан (БК); 7 – манометр; 8 – расходомер; 9 – задатчики регуляторов давления; 10 – фильтр; 11 – продувочная «свеча»; 12 – подвод газа к запальнику горелок

Техническое водоснабжение

Основными потребителями воды на электростанциях являются конденсаторы турбин (93...96 %), где циркуляционная вода используется для конденсации отработавшего пара и поддержания вакуума. Чем глубже вакуум, тем меньше расход топлива, но дороже ЧНД турбины, конденсатор и система водоснабжения. С увеличением вакуума возрастают выходные потери турбины, из-за чего прирост мощности и КПД установки замедляются.

Источниками воды могут быть реки, озера, моря и артезианские скважины, в России – в основном реки. Выбор источника и системы водоснабжения в значительной степени определяется соотношением между требуемым количеством воды в различные периоды года и минимальным расходом воды в реке в это же время.

На ТЭС в основном применяют прямоточную и обратную системы технического водоснабжения.

Прямоточная система (рис. 1.14) снабжает электростанцию водой непосредственно из реки со сбросом использованной воды обратно в реку ниже водозабора. Такая система обычно обеспечивает наиболее низкую температуру воды и наиболее глубокий вакуум в конденсаторах при относительно недорогих гидротехнических сооружениях.

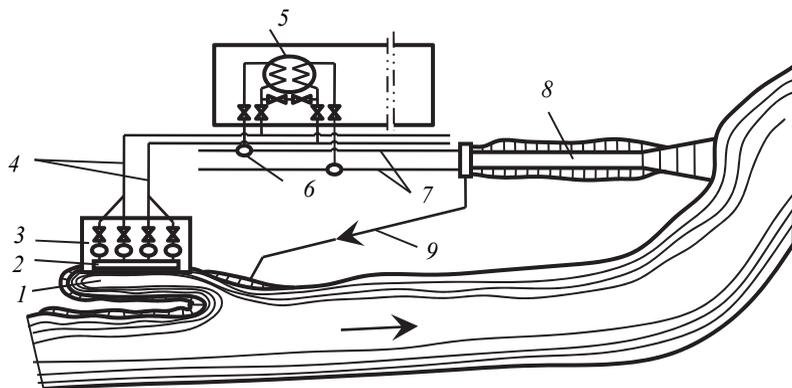


Рис. 1.14. Система прямоточного технического водоснабжения:

- 1 – водозаборный ковш; 2 – водоприемник; 3 – централизованная береговая насосная станция; 4 – магистральные подземные напорные трубопроводы; 5 – конденсатор турбины; 6 – сливной сифонный колодец (гидрозатвор); 7 – отводящие самотечные подземные каналы; 8 – открытый отводящий канал; 9 – трубопровод обогрева водозабора в зимнее время

Оборотная система применяется, когда дебит источника недостаточен для прямоточной системы или когда последняя неэкономична вследствие большой высоты подачи воды или большого удаления ТЭС от источника. Обратная система имеет искусственные охлаждающие устройства: пруды-охладители или градирни. В них происходит охлаждение циркуляционной воды, нагретой в конденсаторах турбин. Обратная вода охлаждается в основном под влиянием переноса теплоты от воды к воздуху при ее частичном испарении. Пруды (водохранилища) могут быть созданы на реках (на водотоке) (рис. 1.15) и в суходолах (наливные водохранилища).

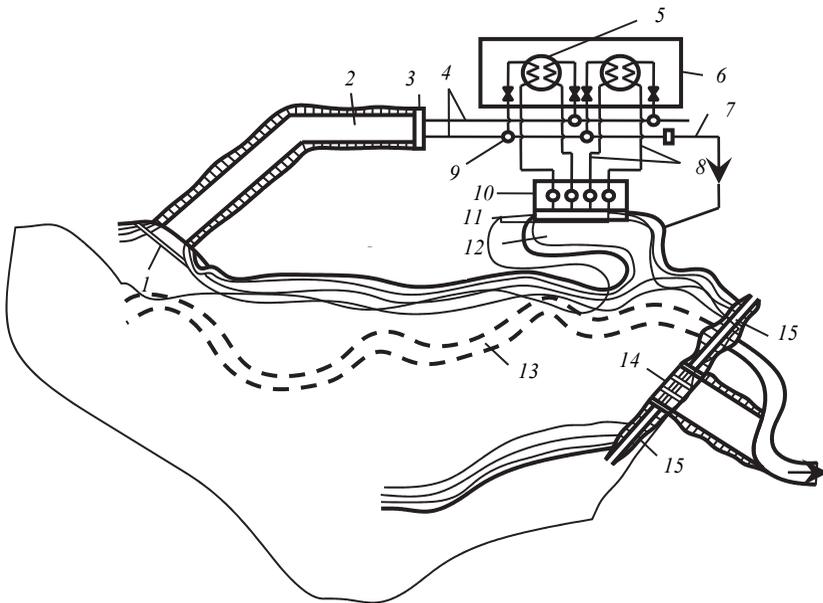


Рис. 1.15. Схема обратного водоснабжения с прудом-охладителем:

1 – струераспределительное сооружение; 2 – открытый отводящий канал; 3 – сооружение для регулирования уровня воды в закрытых отводящих каналах; 4 – закрытые отводящие каналы; 5 – конденсаторы блоков; 6 – главный корпус ГРЭС; 7 – трубопровод обогрева водозабора; 8 – напорные трубопроводы циркуляционной воды к конденсатору блока; 9 – сливной сифонный колодец (гидрозатвор); 10 – блочная береговая насосная; 11 – водоприемник; 12 – открытый подводящий канал; 13 – русло реки; 14 – железобетонный водосброс плотины; 15 – земляная плотина

На подавляющем большинстве ТЭЦ в качестве охлаждающих устройств могут применяться градирни, отличающиеся большой компактностью. Они не требуют источника воды в виде реки или озера вблизи электростанции (рис. 1.16).

В зависимости от способа перемещения воздуха градирни подразделяются на башенные, вентиляторные и открытые. В башенных градирнях ток воздуха создается вытяжной башней, в вентиляторных – вентилятором, а в открытых – естественным движением воздуха [2].

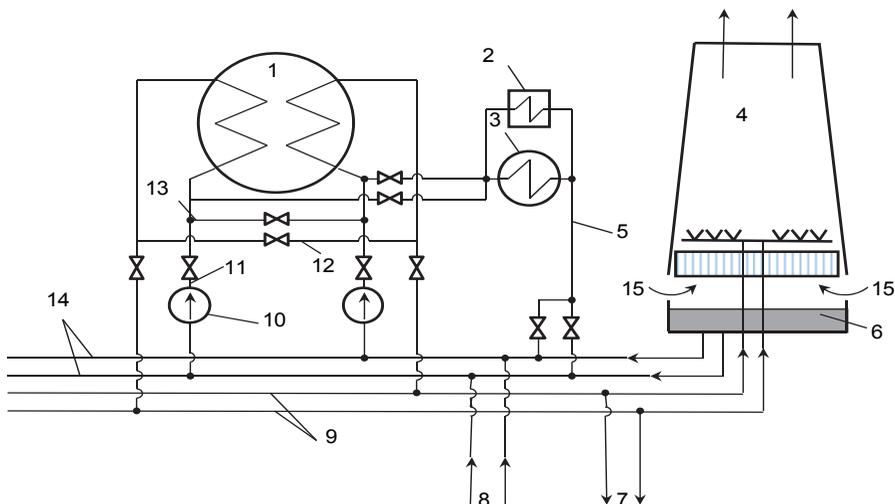


Рис. 1.16. Схема обратного водоснабжения с градирней:

1 – конденсатор; 2 – газоохладители генератора; 3 – маслоохладители турбины; 4 – градирня; 5 – трубопровод сбросной воды от охладителей масла и газа в подводящие водоводы; 6 – водосборный бассейн градирни; 7 – трубопроводы продувки циркуляционного контура в систему гидрозолоудаления; 8 – трубопроводы подпитки циркуляционной системы; 9 – сливные напорные трубопроводы к градирням; 10 – циркуляционные насосы; 11 – напорные трубопроводы к конденсаторам турбин; 12 – переключка между сливными трубопроводами конденсатора; 13 – переключка между напорными трубопроводами; 14 – подводящие самотечные водоводы к циркуляционным насосам, 15 – вход воздуха

По способу образования поверхности охлаждения градирни подразделяются на пленочные и капельные. В пленочных градирнях оро-

сительное устройство выполняется в виде деревянных дощатых или асбоцементных щитов, устанавливаемых в несколько ярусов вертикально или с небольшим наклоном. В капельных градирнях оросителем служат деревянные горизонтальные планки (бруски) треугольного или прямоугольного сечения, располагаемые в несколько рядов по высоте коридорно, шахматно или каскадно.

Основной показатель работы конденсатора – кратность охлаждения, равная отношению расхода охлаждающей конденсатор воды ($G_{Ц}$) к пропуску пара в конденсатор (D_K):

$$m_{\text{охл}} = \frac{G_{Ц}}{D_K}. \quad (1.5)$$

Экономически наивыгоднейшая кратность охлаждения $m_{\text{охл}}$ обычно составляет 40...60. Кратность охлаждения зависит от времени года: зимой она приблизительно вдвое меньше, чем летом. Для прудовоохладителей принимается $m_{\text{охл}} = 40...50$; для испарительной градирни $m_{\text{охл}} = 30...40$; для оборотных систем с вентиляторными градирнями $m_{\text{охл}} = 15...20$.

Расход электроэнергии на вентиляторы «сухой» градирни, кВт:

$$N_{\text{ВН}} = 3,6D_0(1 - \alpha_R)\gamma_{\text{ВН}}m_{\text{охл}}m_{\text{ВЗ}}, \quad (1.6)$$

где D_0 – расход перегретого пара на турбину, кг/с; α_R – относительный расход пара из отбора турбины на регенерацию; $\gamma_{\text{ВН}} = 0,023$ кВт·ч/т охлаждающего воздуха;

$$m_{\text{ВЗ}} = \frac{G_{\text{ВЗ}}}{G_{\text{ЦВ}}} = \frac{G_{\text{ВЗ}}}{D_K m_{\text{охл}}} = 3...4, \quad (1.7)$$

где $G_{\text{ВЗ}}$ – расход воздуха через «сухую» градирню.

НАСОСЫ

Насосы тепловых электростанций, как и другие типы машин, служащие для перемещения среды и сообщения ей энергии, характеризуются следующими параметрами: объемной производительностью (подачей), давлением на стороне нагнетания, плотностью перемещаемой среды.

Питательные насосы являются важнейшими из вспомогательных машин паротурбинной электростанции, их рассчитывают на подачу питательной воды при максимальной мощной ТЭС с запасом. На блоках с давлением 13 МПа мощностью до 210 МВт в качестве привода питательного насоса применяют электродвигатели, на энергоблоках 300 МВт и выше – турбопривод.

Расход электроэнергии на питательные насосы, кВт:

$$N_{\text{ПН}} = 0,14 p_0 D_0 / \eta_{\text{ПН}} , \quad (1.8)$$

где p_0 – начальное давление пара, бар; $\eta_{\text{ПН}}$ – КПД питательного насоса, $\eta_{\text{ПН}} = 0,82 \dots 0,85$.

Конденсатные насосы развивают давление, необходимое для подачи конденсата через ПНД в деаэратор, и устанавливаются после конденсатора. Производительность конденсатных насосов определяется максимальным расходом конденсата турбины по условиям летнего периода, для теплофикационных турбин – по конденсационному режиму с выключенными теплофикационными отборами при работе с максимальной электрической нагрузкой.

Циркуляционные насосы обеспечивают подачу охлаждающей воды в конденсатор, необходимой для отвода теплоты от отработавшего пара в турбине. Отвод теплоты в конденсаторе производится при постоянном давлении, а следовательно, и температуре.

Расход электроэнергии на циркуляционные, конденсатные насосы, кВт:

$$N_{\text{ЦН}} = 3,6(1 - \alpha_R) D_0 (\gamma_{\text{ЦН}} m_{\text{охл}} + \gamma_{\text{КД}}) , \quad (1.9)$$

где $\gamma_{\text{ЦН}} = 0,14$ (кВт·ч)/т воды; $\gamma_{\text{КД}} = 0,4$ (кВт·ч)/т конденсата.

Сетевая установка включает сетевые подогреватели (бойлеры) для подогрева сетевой воды, поступающей в систему теплоснабжения, сетевые насосы (рис. 1.9).

Расход электроэнергии на насосы сетевой установки, кВт:

$$N_{\text{СУ}} = 3,6\psi_{\text{СУ}}D_0\alpha_{\text{T}}, \quad (1.10)$$

где $\psi_{\text{СУ}}$ – удельный расход электроэнергии, $\psi_{\text{СУ}} = 10\dots 11$ (кВт·ч)/т.

ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ

Тепловая экономичность электростанций характеризуется значениями КПД, удельных расходов теплоты и условного топлива на производство электроэнергии и тепла. В энергетической установке имеются потери теплоты в паровом котле, турбине, генераторе, теплообменных устройствах, паропроводах и др. Эти потери учитываются при определении КПД станции [1].

Расход электроэнергии на собственные нужды зависит от вида топлива, от системы пылеприготовления и технического водоснабжения, а также от режима работы оборудования.

Суммарный расход электроэнергии, кВт:

$$N_{\text{СН}} = N_{\text{ТД}} + N_{\text{ТП}} + N_{\text{ЦН}} + N_{\text{ПН}} + N_{\text{ВН}} + N_{\text{СУ}}. \quad (1.11)$$

Коэффициент затрат электроэнергии на собственные нужды

$$k_{\text{СН}} = \frac{N_{\text{СН}}}{N_{\text{Г}}}, \quad (1.12)$$

где $N_{\text{Г}}$ – электрическая мощность энергоблока, кВт.

КПД собственных нужд

$$\eta_{\text{СН}} = (N_{\text{Г}} - N_{\text{СН}})/N_{\text{Г}} = 1 - k_{\text{СН}}. \quad (1.13)$$

Показатели тепловой экономичности КЭС

КПД по отпуску электроэнергии:

$$\eta_N = (N_{\Gamma} - N_{\text{СН}}) / (BQ_{\text{Н}}^{\text{P}}) = \eta_{\text{К}}\eta_{\text{ТР}}\eta_{\text{СН}}\eta_{\text{ТГ}}, \quad (1.14)$$

где B – расход топлива на котел, кг/с; $Q_{\text{Н}}^{\text{P}}$ – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; $\eta_{\text{ТР}}$ – КПД транспорта тепла, $\eta_{\text{ТР}} = 0,98\dots 0,99$; $\eta_{\text{К}}$ – КПД котла, который можно оценить по следующим выражениям:

- при работе парогенератора на газе

$$\eta_{\text{К}} = 0,95 - 3,3 \cdot 10^{-4} (t_{\text{ПВ}} - 270); \quad (1.15)$$

- для угольных парогенераторов

$$\eta_{\text{К}} = 0,93 - 3,3 \cdot 10^{-4} (t_{\text{ПВ}} - 270), \quad (1.16)$$

$t_{\text{ПВ}}$ – температура питательной воды, °С; $\eta_{\text{ТГ}}$ – КПД турбогенераторной установки по производству электроэнергии,

$$\eta_{\text{ТГ}} = N_{\Gamma} / Q_{\text{Э}}; \quad (1.17)$$

$Q_{\text{Э}}$ – теплота, расходуемая на выработку электроэнергии, кВт.

Для оценки эффективности работы энергетических установок ТЭС, использующих различные топлива, применяется понятие *условное топливо*, низшая теплота сгорания которого равна 29,33 МДж/кг (7000 ккал/кг).

Удельный расход условного топлива на отпускаемую электроэнергию, кг у.т/(кВт·ч):

$$b_N = 3600 / (29\,330 \eta_N) \approx 0,123 / \eta_N. \quad (1.18)$$

Показатели тепловой экономичности ТЭЦ

КПД по отпуску электроэнергии:

$$\eta_N = (N_{\Gamma} - N_{\text{СН}}) / \left(BQ_{\text{Н}}^{\text{P}} - \frac{Q_{\Gamma}}{\eta_{\text{К}}\eta_{\text{СУ}}} \right) = \eta_{\text{К}}\eta_{\text{ТР}}\eta_{\text{СН}}\eta_{\text{ТГ}}, \quad (1.19)$$

где $\eta_{\text{СУ}}$ – КПД сетевой установки, $\eta_{\text{СУ}} = 0,97 \dots 0,98$, Q_{T} – тепло, отпускаемое потребителям тепла, кВт.

КПД по отпуску тепла:

$$\eta_Q = \eta_{\text{К}} \eta_{\text{ТР}} \eta_{\text{СУ}} \quad (1.20)$$

Расход топлива на ТЭЦ разделяют между выработанной электроэнергией и теплотой.

Удельный расход условного топлива, кг у.т./кВт·ч):

- на отпускаемую электроэнергию

$$b_N = 0,123 / \eta_N ; \quad (1.21)$$

- на отпускаемое тепло

$$b_Q = 0,123 / \eta_Q , \quad (1.22)$$

или на отпуск 1 ГДж тепла

$$b_Q = 34,2 / \eta_Q \cdot \quad (1.23)$$

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассчитать принципиальную тепловую схему (с деаэраторным подогревом питательной воды) теплофикационного энергоблока на основе метода энергетического баланса. Определить энергетические потери, сравнить эффективность работы энергоблока на конденсационном и теплофикационном режимах. По результатам расчетов построить диаграммы энергетических балансов.

Заданы:

- электрическая мощность теплофикационного энергоблока $N_{Г}$;
- начальные параметры пара (давление P_0 и температура t_0);
- температура промежуточного перегретого пара $t_{ПП}$ (для блоков с промперегревом);
- давление конденсации $P_{К}$;
- относительный расход пара в регулируемый теплофикационный отбор (для теплофикационного режима) $\alpha_{Т}$;
- вид топлива (бурый, каменный уголь, газ).

Т а б л и ц а 2.1

Вариант исходных данных

Номер варианта	Параметры						
	$N_{Г}$, МВт	P_0 , бар	t_0 , °С	$t_{ПП}$, °С	$P_{К}$, бар	$\alpha_{Т}$	Топливо
1	50	130	540	–	0,05	0,40	КУ
2	175	140	565	570	0,06	0,57	ЧУ

Т а б л и ц а 2.2

Теплота сгорания заданных энергетических топлив [4]

Топливо	Q_H^P , МДж/кг
Кузнецкий каменный уголь (КУ)	23,8
Черемховский каменный уголь (ЧУ)	17,8

3. ТЕПЛОВАЯ СХЕМА И ЦИКЛ ЭНЕРГОБЛОКА

Теплофикационный энергоблок при работе на теплофикационном и конденсационном режимах имеет одну и ту же электрическую мощность N_T МВт. Принципиальная тепловая схема представлена на рис. 3.1.

Топливо в количестве B кг/с после системы топливоподготовки поступает к горелкам котла.

Перегретый пар после котла подается с температурой t_0 °С и давлением P_0 бар в паровую турбину. Если турбина с промперегревом, то после расширения пара в части высокого давления (ЧВД) турбины пар возвращается в котел на промежуточный перегрев и далее поступает в турбину в часть среднего давления (ЧСД) с температурой t_{III} и давлением P_{III} .

Отработавший пар конденсируется при давлении P_K бар в конденсаторе.

Конденсат конденсатными насосами подается к деаэратору, где за счет пара, отбираемого из турбины, осуществляется как деаэрация питательной воды, так и ее подогрев до температуры конденсации отборного пара (при давлении в деаэраторе 6 бар, принятом в расчетах). После деаэратора вода подается питательным насосом в котел.

Часть электроэнергии, вырабатываемая электрогенератором, равная затратам на собственные нужды энергоблока, через трансформатор собственных нужд подводится к электродвигателям вспомогательных механизмов.

Для снабжения теплофикационных потребителей из отбора турбины в количестве α_T подается пар в сетевую установку для подогрева сетевой воды. В расчетах принято, что конденсат этого пара полностью отводится в деаэратор.

На конденсационном режиме теплофикационный отбор отключен и $\alpha_T = 0$.

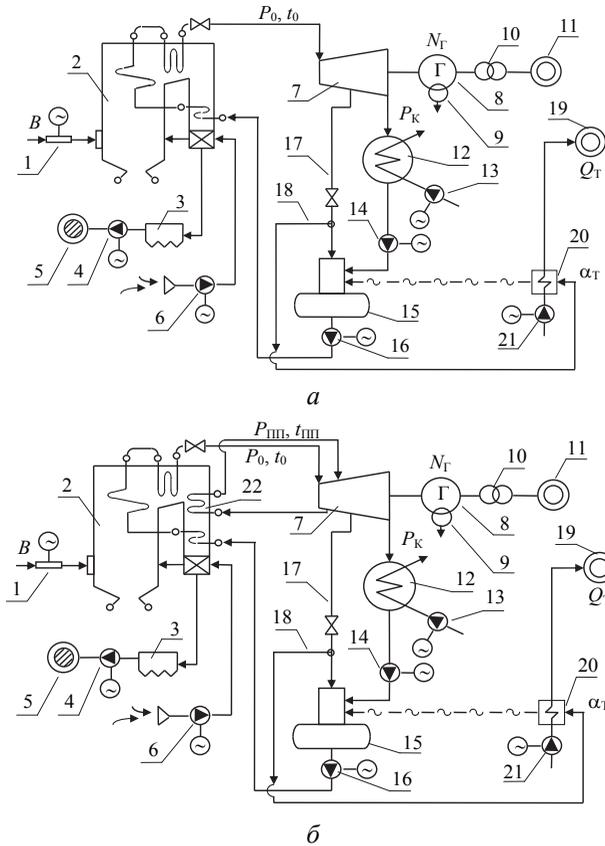


Рис. 3.1. Принципиальная тепловая схема теплофикационного энергоблока без промпрегрева (а) и с промпрегревом (б):

1 – система топливоподготовки; 2 – котел; 3 – система очистки дымовых газов; 4 – дымосос; 5 – дымовая труба; 6 – дутьевой вентилятор; 7 – паровая турбина; 8 – электрогенератор; 9 – трансформатор собственных нужд; 10 – повышающий трансформатор; 11 – потребитель электроэнергии; 12 – конденсатор; 13 – циркуляционный насос системы технического водоснабжения; 14 – конденсатный насос; 15 – деаэрактор; 16 – питательный насос; 17 – отбор пара; 18 – теплофикационный отбор пара; 19 – потребители тепла; 20 – сетевая установка; 21 – сетевой насос; 22 – промежуточный пароперегреватель

ПОСТРОЕНИЕ ЦИКЛА ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ЭНЕРГОБЛОКА

Строится цикл энергоблока: без промперегрева 0, К, К', КН, Д, ПН (рис 3.2, а), с промперегревом 0, 1, ПП, К, К', КН, Д, ПН (рис 3.2, б):

ПН-0 – изобарный процесс генерирования пара;

0-1 – расширение пара в ЧВД турбины;

1-ПП – промежуточный перегрев пара в котле;

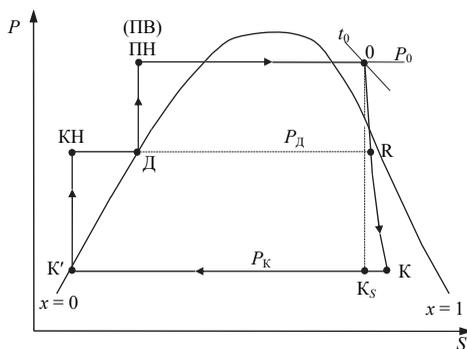
ПП-К – расширение пара в ЧСД и ЧНД турбины;

К-К' – конденсация отработавшего пара;

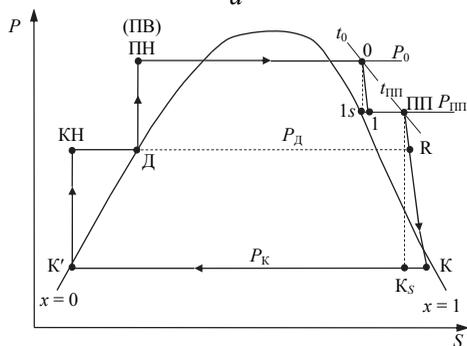
К'-КН – процесс в конденсатном насосе;

КН-Д – подогрев воды в деаэраторе;

Д-ПН – процесс в питательном насосе.



а



б

Рис. 3.2. Цикл теплофикационного энергоблока без промперегрева (а) и с промперегревом (б)

Процесс расширения пара в турбине строится от точки 0 (при P_0 , t_0).

Состояние в точке 1 определяется как состояние пара при давлении P_{III} и энтальпии h_1 . Давление промперегрева P_{III} принимается как

$$P_{\text{III}} = P_0/6. \quad (3.1)$$

Энтальпия определяется как (кДж/кг)

$$h_1 = h_0 - (h_0 - h_{1S})\eta_T, \quad (3.2)$$

где η_T – КПД паровой турбины, $\eta_T = 0,83 \dots 0,85$.

Параметры в точке III находятся как состояние пара при температуре t_{III} и давлении P_{III} .

Состояние отработавшего пара после турбины находится на изобаре P_K , по энтальпии этого пара h_K :

- для блоков без промперегрева

$$h_K = h_0 - (h_0 - h_{KS})\eta_T; \quad (3.3)$$

- для блоков с промперегревом

$$h_K = h_{\text{III}} - (h_{\text{III}} - h_{KS})\eta_T. \quad (3.4)$$

При давлении в конденсаторе P_K строится процесс конденсации К, К', энтальпия в точке К' находится как

$$h_{K'} = f(P_K, x = 0). \quad (3.5)$$

Состояние в точке Д характеризует состояние питательной воды после деаэратора (при давлении $P_D = 6$ бар).

Процессы в конденсатном и питательном насосах принимаются в расчетах изохэнтальпийными. Точка R определяется на диаграмме P, S на пересечении изобары $P_D = P_R$ с линией процесса расширения пара в турбине 0, К. Точка ПН определяется как состояние питательной воды – ПВ при температуре питательной воды $t_{\text{ПВ}} = f(P_D)$ и давлении P_0 .

4. КОНДЕНСАЦИОННЫЙ РЕЖИМ

4.1. РАСХОД ПАРА И ТЕПЛА

1. Определяется расход перегретого пара на турбину, кг/с:

$$D_0 = \frac{N_{\Gamma}}{H(1 - y_R \alpha_R) \eta_{\text{ЭМ}}}, \quad (4.1)$$

где N_{Γ} – мощность, кВт; H – теплоперепад на турбину, кДж/кг;

- для блоков без промперегрева

$$H = h_0 - h_{\text{К}}; \quad (4.2)$$

- для блоков с промперегревом

$$H = (h_0 - h_1) + (h_{\text{ПП}} - h_{\text{К}}); \quad (4.3)$$

y_R – коэффициент недовыработки для отбора пара на деаэратор,

$$y_R = (h_R - h_{\text{К}}) / H; \quad (4.4)$$

α_R – относительный расход пара из отбора турбины на деаэратор (для подогрева питательной воды),

$$\alpha_R = (h_{\text{ПВ}} - h_{\text{К}'}) / (h_R - h_{\text{К}'}); \quad (4.5)$$

$\eta_{\text{ЭМ}}$ – электромеханический КПД турбогенератора, $\eta_{\text{ЭМ}} = 0,97 \dots 0,98$.

2. Теплота, расходуемая на выработку электроэнергии, кВт:

- для блоков без промперегрева

$$Q_{\text{Э}} = D_0 (h_0 - h_{\text{ПВ}}), \quad (4.6)$$

- для блоков с промперегревом

$$Q_{\Xi} = D_0(h_0 - h_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПП}}(h_{\text{ПП}} - h_1), \quad (4.7)$$

где $D_{\text{ПП}}$ – расход пара на промежуточный пароперегрев, кг/с;
 $D_0 = D_{\text{ПП}}$.

Теплота, отводимая к циркуде в конденсаторе, кВт:

$$Q_K = D_0(1 - \alpha_R)(h_K - h_{K'}) . \quad (4.8)$$

Теплота регенеративного подогрева питательной воды в деаэраторе, кВт:

$$Q_R = \alpha_R D_0(h_R - h_{\text{ПВ}}) . \quad (4.9)$$

3. Расход топлива на котел, кг/с ($\text{м}^3/\text{с}$):

$$B = \frac{Q_{\Xi} \cdot 10^{-3}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \eta_{\text{K}}}, \quad (4.10)$$

где η_{K} – КПД котла (см. раздел 1.2).

4. Теплота топлива, не используемая в котле, кВт:

$$Q_G = B Q_{\text{H}}^{\text{P}} (1 - \eta_{\text{K}}) 10^{-3} . \quad (4.11)$$

4.2. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКА

Расход электроэнергии на собственные нужды зависит от вида топлива, от системы пылеприготовления и технического водоснабжения, а также от режима работы оборудования (см. раздел 1.2).

Расход электроэнергии на тягодутьевые установки, кВт:

$$N_{\text{ТД}} = 3,6 \psi_{\text{ТД}} D_0 . \quad (4.12)$$

Расход электроэнергии на топливоприготовление, кВт:

$$N_{\text{ТП}} = 3,6 \psi_{\text{ТП}} B_{\text{P}} . \quad (4.13)$$

Расход электроэнергии на циркуляционные, конденсатные насосы, кВт:

$$N_{\text{ЦН}} = 3,6(1 - \alpha_R)D_0(\gamma_{\text{ЦН}}m_{\text{охл}} + \gamma_{\text{КД}}). \quad (4.14)$$

Расход электроэнергии на питательные насосы, кВт:

$$N_{\text{ПН}} = 0,14p_0D_0/\eta_{\text{ПН}}. \quad (4.15)$$

Суммарный расход электроэнергии, кВт:

$$N_{\text{СН}} = N_{\text{ТД}} + N_{\text{ТП}} + N_{\text{ЦН}} + N_{\text{ПН}}. \quad (4.16)$$

КПД собственных нужд

$$\eta_{\text{СН}} = (N_{\Gamma} - N_{\text{СН}}10^{-3})/N_{\Gamma}. \quad (4.17)$$

КПД турбогенераторной установки по производству электроэнергии

$$\eta_{\text{ТГ}} = (N_{\Gamma}10^3)/Q_{\text{Э}}. \quad (4.18)$$

КПД по отпуску электроэнергии

$$\eta_N = (N_{\Gamma}10^3 - N_{\text{СН}})/(BQ_{\text{Н}}^{\text{P}}) = \eta_{\text{К}}\eta_{\text{ТГ}}\eta_{\text{СН}}\eta_{\text{ТГ}}. \quad (4.19)$$

Удельный расход условного топлива на отпускаемую электроэнергию, кг у.т/(кВт·ч):

$$b_N = 0,123/\eta_N. \quad (4.20)$$

5. ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЙ РЕЖИМ

5.1. РАСХОД ПАРА И ТЕПЛА

Для теплофикационного режима дополнительно учитывается отбор пара α_T из турбины. Процесс конденсации этого пара в сетевом подогревателе на рис. 3.2 показан линией R–Д.

Расход пара на турбину, кг/с:

$$D_0 = \frac{N_{\Gamma}}{H(1 - y_R \alpha_R - y_T \alpha_T) \eta_{ЭМ}}, \quad (5.1)$$

где коэффициент недовыработки $y_R = y_T$, а относительный расход пара

$$\alpha_R = \frac{(h_{ПВ} - h_{К'}) - \alpha_T (h_{Д} - h_{К'})}{(h_R - h_{К'})}. \quad (5.2)$$

Тепло, отпускаемое потребителям тепла, кВт:

$$Q_T = \alpha_T D_0 (h_R - h_{Д}) \eta_{СУ}, \quad (5.3)$$

где $\eta_{СУ}$ – КПД сетевой установки (см. раздел 1.2).

Теплота, расходуемая на выработку электроэнергии, кВт:

- для блоков без промперегрева

$$Q_{Э} = D_0 (h_0 - h_{ПВ}) - Q_T / \eta_{СУ}; \quad (5.4)$$

- для блоков с промперегревом

$$Q_{Э} = D_0 (h_0 - h_{ПВ}) + D_{ПП} (h_{ПП} - h_1) - Q_T / \eta_{СУ}. \quad (5.5)$$

К циркуле в конденсаторе отводится, кВт:

$$Q_K = D_0(1 - \alpha_R - \alpha_T)(h_K - h_{K'}) . \quad (5.6)$$

Теплота регенерации, кВт:

$$Q_R = \alpha_R D_0 (h_R - h_{ПВ}) . \quad (5.7)$$

Расход топлива на котел, кг/с ($\text{м}^3/\text{с}$):

$$B = \frac{\left(Q_{\text{Э}} + \frac{Q_T}{\eta_{\text{СУ}}} \right) 10^{-3}}{Q_{\text{Н}}^{\text{P}} \eta_{\text{К}}} . \quad (5.8)$$

Неиспользованное в котле тепло, кВт:

$$Q_G = B Q_{\text{Н}}^{\text{P}} (1 - \eta_{\text{К}}) 10^3 . \quad (5.9)$$

5.2. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГООБЛОКА

Расход электроэнергии на собственные нужды, кВт:

$$N_{\text{ТД}} = 3,6 \psi_{\text{ТД}} D_0 , \quad (5.10)$$

$$N_{\text{ТП}} = 3,6 \psi_{\text{ТП}} B_p , \quad (5.11)$$

$$N_{\text{ЦН}} = 3,6(1 - \alpha_R - \alpha_T) D_0 (\gamma_{\text{ЦН}} m_{\text{охл}} + \gamma_{\text{КД}}) , \quad (5.12)$$

$$N_{\text{ПН}} = 0,14 p_0 D_0 / \eta_{\text{ПН}} . \quad (5.13)$$

Расход электроэнергии на насосы сетевой установки:

$$N_{\text{СУ}} = 3,6 \psi_{\text{СУ}} D_0 \alpha_T . \quad (5.14)$$

Суммарный расход электроэнергии, кВт:

$$N_{\text{СН}} = N_{\text{ТД}} + N_{\text{ТП}} + N_{\text{ЦН}} + N_{\text{ПН}} + N_{\text{СУ}} . \quad (5.15)$$

КПД собственных нужд

$$\eta_{\text{СН}} = (N_{\Gamma} - N_{\text{СН}} 10^{-3}) / N_{\Gamma}. \quad (5.16)$$

КПД турбогенераторной установки по производству электроэнергии

$$\eta_{\text{ТГ}} = (N_{\Gamma} 10^3) / Q_{\text{Э}}. \quad (5.17)$$

КПД по отпуску электроэнергии

$$\eta_N = (N_{\Gamma} 10^3 - N_{\text{СН}}) / \left(B Q_{\text{H}}^{\text{P}} - \frac{Q_{\text{T}}}{\eta_{\text{K}} \eta_{\text{СУ}}} \right) = \eta_{\text{K}} \eta_{\text{ТГ}} \eta_{\text{СН}} \eta_{\text{ТГ}}. \quad (5.18)$$

КПД по отпуску тепла

$$\eta_Q = \eta_{\text{K}} \eta_{\text{ТГ}} \eta_{\text{СУ}}. \quad (5.19)$$

Удельный расход условного топлива:

- на отпускаемую электроэнергию, кг у.т./кВт·ч):

$$b_N = 0,123 / \eta_N; \quad (5.20)$$

- на отпускаемое тепло, кг у.т./кВт·ч тепла):

$$b_Q = 0,123 / \eta_Q, \quad (5.21)$$

- на отпуск 1 ГДж тепла

$$b_Q = 34,2 / \eta_Q. \quad (5.22)$$

6. СХЕМА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА

По результатам расчетов разделов 4 и 5 строятся схемы энергобалансов для конденсационного (рис. 6.1, а) и теплофикационного (рис. 6.1, б) режимов в соответствующих пропорциях с указанием значений представленных величин.

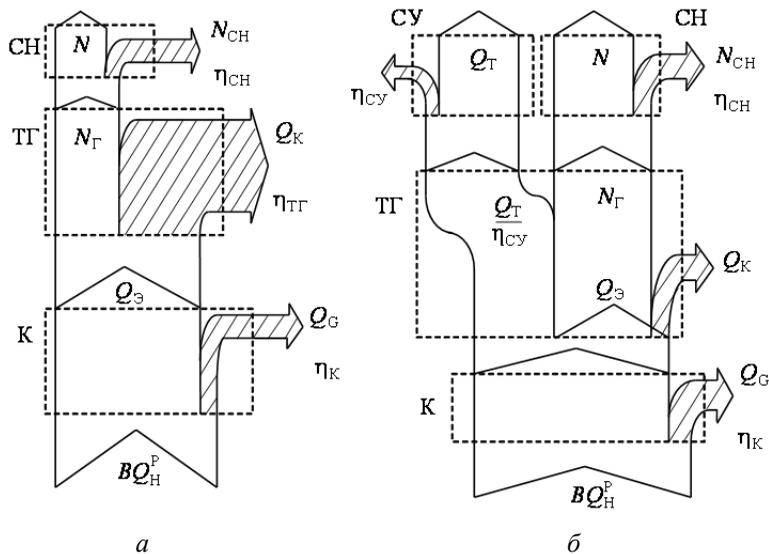


Рис. 6.1. Схемы энергобалансов

7. ПРИМЕР РАСЧЕТА

Т а б л и ц а 7.1

Вариант исходных данных

Номер варианта	Параметры					
	N_T , МВт	P_0 , бар	t_0 , °С	P_K , бар	α_T	Топливо
1	50	130	540	0,05	0,4	КУ

Т а б л и ц а 7.2

Параметры цикла

Параметры	Характерные точки цикла							
	О	Р	K_S	К	К'	КН	Д	ПВ
h , кДж/кг	3443	2792	2004	2220	137	137	670	670
P , бар	130	6	0,05	0,05	0,05	6	6	130
t , °С	540	174	33	33	33	33	159	159
S , кДж/кг·К	6,57	6,82	6,57	7,28	0,47	0,47	1,93	1,93

Таблица 7.3

Конденсационный режим

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Величина
Расход пара и тепла				
1	Расход пара на турбину	D_0	кг/с	46,02
2	Тепло, расходуемое на выработку электроэнергии	Q_{Σ}	МВт	127,61
3	Тепло, отводимое к циркулю в конденсаторе	Q_K	МВт	76,59
4	Тепло регенеративного подогрева питательной воды в деаэраторе	Q_R	МВт	19,6
5	Расход топлива на котел	B	кг/с	5,96
6	Теплота топлива не используемая в котле	Q_G	МВт	14,18
Показатели эффективности энергоблока				
7	Расход электроэнергии собственных нужд:		МВт	
	• на тягу и дутье	$N_{ТД}$		1,292
	• топливоподготовку	$N_{ТП}$		0,644
	• циркуляционные и конденсатные насосы	$N_{ЦН}$		0,927
	• питательные насосы	$N_{ПН}$		0,985
• итого собственных нужд	$N_{СН}$	3,848		
8	КПД по отпуску электроэнергии	η_N		0,325
9	Удельный расход условного топлива на отпускаемую электроэнергию	b_N	кг у.т./кВт·ч	0,378

Таблица 7.4

Теплофикационный режим

Расход пара и тепла				
1	Расход пара на турбину	D_0	кг/с	55,11
2	Тепло, отпускаемое потребителям тепла	Q_T	МВт	45,83
3	Тепло, расходуемое на выработку электроэнергии	$Q_{\text{э}}$	МВт	106,99
4	Тепло, отводимое к циркулю в конденсаторе	Q_K	МВт	55,03
5	Теплота регенерации	Q_R	МВт	14,08
6	Расход топлива на котел	B	кг/с	7,18
7	Неиспользуемое в котле тепло	Q_G	МВт	17,09
Показатели эффективности энергоблока				
8	Расход электроэнергии собственных нужд:			
	• на тягу и дутье	$N_{\text{ТД}}$	МВт	1,547
	• топливоподготовку	$N_{\text{ТП}}$		0,775
	• циркуляционные и конденсатные насосы	$N_{\text{ЦН}}$		0,666
	• питательные насосы	$N_{\text{ПН}}$		1,180
	• сетевые насосы	$N_{\text{СУ}}$		0,794
• итого собственных нужд	$N_{\text{СН}}$	4,962		
9	КПД по отпуску электроэнергии	η_N		0,379
10	КПД по отпуску тепла	η_Q		0,822
11	Удельный расход условного топлива на отпускаемую электроэнергию	b_N	кг у.т./кВт·ч	0,325
12	Удельный расход условного топлива на отпускаемое тепло	b_Q	кг у.т./кВт·ч	0,139

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ЗАДАНИЯ

Разделы 1 и 2

1. Что относится к техническому водоснабжению станции?
2. Назначение паровых котлов.
3. Назначение деаэратора.
4. Какие применяют системы очистки уходящих (дымовых) газов?
5. Принцип действия конденсатора паровых турбин.
6. Что такое теплофикация?
7. Что включает в себя понятие «система регенерации»?
8. Перечислите вспомогательное оборудование энергоблоков ТЭС.
9. Какие виды топлив применяют на тепловых электрических станциях?
10. Что такое сетевая установка?
11. Что такое условное топливо?
12. Опишите преимущества и недостатки блочной схемы ТЭС.

Раздел 3

1. Опишите схему энергоблока (см. рис. 3.1).
2. Опишите цикл паротурбинной установки (см. рис. 3.2).
3. Принцип действия паровой турбины.
4. Принцип действия парового котла.
5. Как осуществляется отпуск тепла потребителям?

Разделы 4, 5 и 6

1. Какие потери энергии возникают в агрегатах при работе энергоблока?
2. Показатели эффективности работы энергоблока.
3. Что такое собственные нужды энергоблока?
4. Какие системы технического водоснабжения применяют на станциях?
5. Опишите энергетическую диаграмму энергоблока, суть ее построения (см. рис. 6.1).
6. Сравните конденсационный и теплофикационный режимы работы паротурбинных установок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе приведены классификация, схемы и циклы паротурбинных энергетических установок. Кратко описаны системы топливоподачи, технического водоснабжения, очистки дымовых газов на ТЭС. Представлены в алгоритмическом изложении методики расчета тепловой экономичности паротурбинного энергоблока на основе энергетического баланса, методика расчета энергетических потерь энергоблока. Имеется справочный материал. Приведены примеры расчетов, которые позволят студентам провести сравнительный анализ энергетических показателей эффективности работы энергоблоков на конденсационном и теплофикационном режимах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Тепловые* электрические станции: учебник для вузов по энергетич. спец. / под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. – 3-е изд., стер. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 465 с.
2. *Елизаров Д.П.* Теплоэнергетические установки электростанций: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1982. – 264 с.
3. *Рыжкин В.Я.* Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1983. – 446 с.
4. *Теплотехнический* справочник / под ред. В.Н. Юренева и П.Д. Лебедева. – 2-е изд. перераб. В 2 т. – М.: Энергия, 1975. – Т. 2. – 370 с.
5. *Конденсационная* паротурбинная электростанция с акустической кабиной для оператора: патент 2531461 Российская Федерация: МПК⁵¹ F28C1/06 / О.С. Кочетов, М.О. Стареева, М.М. Стареева; заявитель и патентообладатель О.С. Кочетов, М.О. Стареева, М.М. Стареева. – № 2013154342/06; заявл. 09.12.2013; опублик. 20.10.2014, Бюл. № 29. – 14 с.
6. *Современная* теплоэнергетика [Электронный ресурс] / Энергоконсультант – URL: <http://www.energocon.com/pages/id993.html> (дата обращения 10.02.2016).
7. *Золуловители* [Электронный ресурс] / Инженерная энциклопедия – URL: <http://engineeringsystems.ru/z/zolouloviteli.php> (дата обращения 15.02.2016).
8. *Типы* тепловых электростанций. Классификация [Электронный ресурс] / Хелпикс.Орг – Интернет-помощник – URL: <http://helpiks.org/4-77735.html> (дата обращения 20.02.2016).
9. *Ривкин С.Л., Александров А.А.* Термодинамические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергия, 1975. – 120 с.
10. *Скубенко С.В., Шелепень С.В., Балтян В.Н.* Основы расчета проектирования ТЭС и АЭС: учеб. пособие. – Новочеркасск: ЮРГТУ, 2004. – 192 с.

**Григорьева Оксана Константиновна
Боруш Олеся Владимировна**

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

**ТЕПЛОВАЯ ЭКОНОМИЧНОСТЬ
ПАРОТУРБИННЫХ ЭНЕРГБЛОКОВ**

Учебное пособие

Редактор *И.Л. Кескевич*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Корректор *И.Е. Семенова*
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*
Компьютерная верстка *С.И. Ткачева*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Подписано в печать 30.08.2016. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 200 экз.
Уч.-изд. л. 3,02. Печ. л. 3,25. Изд. № 348/15. Заказ № 1236. Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20