

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Тепловые электрические станции»

А. Г. Герасимова
Н. В. Пантелей
В. А. Романко

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ,
УСТАНОВКИ И ОБОРУДОВАНИЕ

Учебно-методическое пособие для студентов специальностей
1-43 01 01 «Электрические станции»,
1-43 01 02 «Электрические системы и сети»,
1-43 01 03 «Электроснабжение»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск
БНТУ
2018

УДК 620.9(075.8)

ББК 31я7

Г37

Рецензенты:

кафедра «Энергосбережение, гидравлика и теплотехника»
УО «Белорусский государственный технологический университет»
(зав. каф., канд. техн. наук, доцент *А. С. Дмитриченко*);
начальник ПТО РУП «Белнипиэнергопром»,
канд. техн. наук *В. М. Сыропуцинский*

Герасимова, А. Г.

Г37 Общая энергетика, теплоэнергетические процессы, установки и оборудование: учебно-методическое пособие для студентов специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции», 1-43 01 02 «Электрические системы и сети», 1-43 01 03 «Электроснабжение» / А. Г. Герасимова, Н. В. Пантелей, В. А. Романко. – Минск : БНТУ, 2018. – 82 с.
ISBN 978-985-550-616-6.

В пособии изложены методические основы выполнения курсовой работы по дисциплинам «Общая энергетика», «Теплоэнергетические процессы и установки», «Теплоэнергетическое оборудование».

Показан порядок расчета тепловых нагрузок промышленно-жилого района, приведен выбор варианта энергоснабжения этого района, описан расчет и выбор сетевой установки. Также приведены необходимые материалы по выбору основного и вспомогательного оборудования, некоторые климатические данные, необходимые для проведения расчетов.

УДК 620.9(075.8)

ББК 31я7

ISBN 978-985-550-616-5

© Герасимова А. Г., Пантелей Н. В.,
Романко В. А., 2018

© Белорусский национальный
технический университет, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

1. СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОЙ РАБОТЫ. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	4
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННО-ЖИЛОГО РАЙОНА.....	8
2.1. Определение максимального расхода теплоты на отопление промышленных предприятий, жилых и общественных зданий.....	9
2.2. Определение максимального расхода теплоты на вентиляцию промышленных предприятий, жилых и общественных зданий.....	13
2.3. Определение максимального расхода теплоты на горячее водоснабжение промышленных предприятий, жилых и общественных зданий	16
3. ПОСТРОЕНИЕ ГОДОВОГО ГРАФИКА ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПО ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ.....	20
4. ВЫБОР ВАРИАНТА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННО-ЖИЛОГО РАЙОНА.....	22
4.1. Вариант комбинированного энергоснабжения от ТЭЦ.....	23
4.1.1. Выбор основного оборудования	23
4.1.2. Определение капитальных вложений в сооружение ТЭЦ	32
4.1.3. Определение расхода топлива и основных показателей для варианта энергоснабжения от ТЭЦ	32
4.2. Вариант раздельного энергоснабжения от КЭС и котельной	35
4.2.1. Определение капитальных вложений в сооружение КЭС и котельной.....	35
4.2.2. Определение расхода топлива и основных показателей энергоснабжения КЭС и котельной	36
4.3. Выбор варианта энергоснабжения	38
5. ПОСТРОЕНИЕ ПРОЦЕССА РАСШИРЕНИЯ ПАРА В ТУРБИНЕ.....	39
6. РАСЧЕТ И ВЫБОР СЕТЕВОЙ УСТАНОВКИ	46
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	50
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	51
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	52
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	58
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	62
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	70
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	76
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	78
ПРИЛОЖЕНИЕ 8	79
ПРИЛОЖЕНИЕ 9	82

1. СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОЙ РАБОТЫ. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Целью курсовой работы «Расчет тепловых нагрузок и выбор варианта энергоснабжения промышленно-жилого района» является закрепление у студентов полученных знаний при прослушивании лекционного курса и отработка навыков теплоэнергетических расчетов.

Задачи курсовой работы включают:

- изучение методов оценки тепловых нагрузок промышленного жилого района;
- закрепление навыков работы с таблицами и h, s -диаграммой воды и водяного пара при выполнении теплотехнических расчетов;
- изучение методов выбора теплоэнергетического оборудования и расчета технико-экономических показателей;
- изучение методических основ выбора варианта энергоснабжения;
- изучение технико-экономических преимуществ комбинированной выработки электроэнергии и отпуска теплоты от ТЭЦ.

Курсовая работа включает пояснительную записку и графическую часть.

Задание на курсовую работу предусматривает расчет тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в соответствии с действующими ТНПА, выбор основного оборудования и технико-экономическое обоснование варианта энергоснабжения заданного промышленно-жилого района.

В задании на курсовую работу указываются исходные данные, к которым относятся:

- географическое месторасположение промышленно-жилого района;
- электрическая нагрузка ($N_э$);
- тепловая производственная нагрузка ($Q_{п}$) и давление пара на производство ($p_{п}$);
- число жителей (m);
- объем промышленных зданий ($V_{пр}$);
- тип топлива (Г – газ, М – мазут, К – каменный уголь).

Исходные данные, необходимые для выполнения курсовой работы, выдаются студентам группы по индивидуальным вариантам в виде таблицы (табл. 1.1).

Исходные данные к курсовой работе

№ варианта	Ф.И.О. студента	Город	m , тыс. чел.	$N_э$, МВт	$Q_{п}$, МВт	$P_{п}$, МПа	$V_{пр}$, м ³	Тип топлива
------------	-----------------	-------	-----------------	-------------	---------------	---------------	---------------------------	-------------

Пояснительная записка к курсовой работе должна содержать описание соответствующих методик расчета и полученных результатов с их иллюстрацией в виде таблиц и графиков. Графическая часть (тепловая схема паротурбинной установки) проекта выполняется на одном листе формата А1.

Записка оформляется в соответствии с требованиями ГОСТ 2.105–95 «ЕСКД. Общие требования к текстовой документации» и состоит из титульного листа, задания на курсовую работу, оглавления, перечня условных обозначений (при необходимости), введения, основной части, представляемой главами, списка использованных источников и приложений (при необходимости).

Титульный лист оформляется в соответствии с прил. 1 и не нумеруется. Вторым листом идет задание на курсовое проектирование, утвержденное руководителем проекта, которое также не нумеруется. Остальные листы пояснительной записки имеют сквозную нумерацию, начиная с цифры три.

Оглавление включает в себя названия структурных частей пояснительной записки (задание на курсовую работу, введение, основную часть, список использованной литературы, приложения), названия всех глав, разделов и подразделов с обязательной нумерацией страниц пояснительной записки. Оглавление дается в начале, так как это сразу отражает структуру защищаемой работы.

Введение – вступительная часть пояснительной записки объемом не более одной страницы. В ней дается общая характеристика работы.

Основная часть пояснительной записки представляется в главах, в которых излагаются результаты выполнения проекта. Курсовая работа должна содержать следующие разделы: определение тепловых нагрузок промышленно-жилого района, построение годового графика тепловых нагрузок по продолжительности, выбор варианта

энергоснабжения промышленно-жилого района, построение процесса расширения пара в турбине, расчет и выбор сетевой установки.

Список использованной литературы должен содержать перечень источников информации, на которые приводятся ссылки в пояснительной записке.

В приложения включается вспомогательный материал, необходимый для полноты восприятия содержания основной части пояснительной записки: таблицы вспомогательных цифровых данных; алгоритмы и исходные тексты программ расчетов на ПЭВМ с комментариями; их краткое описание в соответствии с ЕСПД (Единой системой программной документации); распечатки контрольных примеров к иллюстрации разделов основной части; экраны пользовательского интерфейса, на которые сделаны ссылки в тексте записки; иллюстрации вспомогательного характера и т. д.

Компьютерное и рукописное оформление пояснительной записки считаются равноценными.

Пояснительная записка оформляется на одной стороне листа белой бумаги формата А4. Допускается представлять таблицы и иллюстрации на листах формата А3.

При компьютерном исполнении текст пояснительной записки набирается шрифтом 13–14 пунктов с количеством знаков в строке 60–75, с межстрочным интервалом, позволяющим разместить 40 ± 3 строк на странице. Допускается использование компьютерных возможностей акцентирования внимания важных особенностей записки (шрифтов разной гарнитуры, выделения с помощью рамок, разрядки, подчеркивания и пр.).

При компьютерном наборе размер формул составляет: обычный – 16; крупный индекс – 10; мелкий индекс – 8; крупный символ – 18; мелкий символ – 12. Поля: верхнее – 1,7; нижнее – 2,0; левое – 3,0; правое – 1,0. Колонтитулы: верхний – 1,25; нижний – 1,25.

Номер формулы состоит из номера главы и порядкового номера самой формулы, разделенных точкой. Номера формул пишут в круглых скобках у правого поля листа на уровне формулы.

Нумерация страниц, глав, разделов, подразделов, пунктов, рисунков, таблиц, формул и приложений дается арабскими цифрами без знака «№». Разделы нумеруют в пределах каждой главы. Номер раздела состоит из порядкового номера главы, в которой он размещен, и его порядкового номера, разделенных точкой.

Рисунки, чертежи, схемы, графики и таблицы в пояснительной записке следует располагать непосредственно на странице с текстом после абзаца, в котором они упоминаются впервые, или отдельно на следующей странице.

В таблицах написание заголовков граф должно начинаться с прописных букв, подзаголовков – со строчных, если они составляют одно предложение с заголовком, и с прописных – если они самостоятельные. Высота строк должна быть не менее 8 мм. Графу «№ п/п» в таблицу включать не следует.

Таблицу с большим количеством строк допускается переносить на следующую страницу. При переносе части таблицы на другой лист слово «Таблица» и номер ее указывают один раз справа над первой частью таблицы, над другими частями пишут слово «Продолжение». Если в пояснительной записке несколько таблиц, то после слова «Продолжение» указывают номер таблицы, например, «Продолжение табл. 1.2». При переносе таблицы на другую страницу заголовок помещают только над ее первой частью.

Объем пояснительной записки не должен превышать 50 страниц основного текста.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННО-ЖИЛОГО РАЙОНА

Необходимость в сооружении ТЭЦ определяется требованиями покрытия тепловых нагрузок промышленных и коммунально-бытовых потребителей. К коммунально-бытовым потребителям относятся жилые, общественные и производственные здания, в которых поступающая тепловая энергия затрачивается на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

В крупных городах тепловая энергия подается различным потребителям по тепловым сетям системы централизованного теплоснабжения (СЦТ).

Несмотря на значительное разнообразие тепловой нагрузки, ее можно разбить на две группы по характеру протекания во времени:

- сезонную;
- круглогодичную.

Изменения сезонной нагрузки зависят главным образом от климатических условий: температуры наружного воздуха, направления и скорости ветра, солнечного излучения, влажности воздуха и т. п. Основную роль играет температура наружного воздуха. Сезонная нагрузка имеет сравнительно постоянный суточный график и переменный годовой график нагрузки.

К сезонной тепловой нагрузке относятся отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Отопление и вентиляция являются зимними тепловыми нагрузками. Для кондиционирования воздуха в летний период требуется искусственный холод. Если он вырабатывается абсорбционным или эжекционным методом, то ТЭЦ получает дополнительную летнюю тепловую нагрузку, что способствует повышению эффективности теплофикации.

К круглогодичной нагрузке относятся технологическая нагрузка и горячее водоснабжение. Исключением являются только некоторые отрасли промышленности, главным образом связанные с переработкой сельскохозяйственного сырья (например, сахарная), работа которых имеет обычно сезонный характер. График технологической нагрузки зависит от профиля производственных предприятий и режима их работы, а график нагрузки горячего водоснабжения – от благоустройства жилых и общественных зданий, состава населе-

ния и распорядка его рабочего дня, а также от режима работы коммунальных предприятий – бань, прачечных. Эти нагрузки имеют переменный суточный график. Годовые графики технологической нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения в определенной мере также зависят от времени года. Как правило, летние нагрузки ниже зимних вследствие более высокой температуры перерабатываемого сырья и водопроводной воды, а также благодаря меньшим теплопотерям теплопроводов и производственных трубопроводов [1].

2.1. Определение максимального расхода теплоты на отопление промышленных предприятий, жилых и общественных зданий

Основная задача отопления заключается в поддержании внутренней температуры помещений на заданном уровне.

Комфортное самочувствие человека, находящегося в производственном помещении при выполнении работ различной тяжести, обеспечивается при значениях температуры воздуха внутри помещения $t_{\text{вн}}$, относительной влажности $\phi_{\text{в}}$ и скорости движения $W_{\text{в}}$ окружающего воздуха (ГОСТ 12.1.005–88) [2], приведенных прил. 2 табл. П2.1.

В жилых, общественных и административных помещениях оптимальные и допустимые нормы параметров воздуха регламентируются ГОСТ 30494–2011 [3] и приведены в прил. 2 табл. П2.2 и П2.3.

В период года, когда температура наружного воздуха $t_{\text{н}}$ опускается ниже комфортной, необходимое значение температуры воздуха в помещении $t_{\text{вн}}$ обеспечивается его отоплением.

Различают центральные и местные системы отопления [4]. Центральные системы отопления производственных, общественных, административных и многоквартирных жилых зданий – это комплекс размещаемых в их помещениях:

- отопительных приборов, через поверхности нагрева которых внутреннему воздуху помещений передается теплота от теплоносителей;
- трубопроводов внутренней тепловой сети, через которые теплоноситель подается к отопительным приборам и отводится от них;
- арматуры регуляторов и измерительных приборов, обеспечивающих возможность учитывать и регулировать расход теплоноси-

теля и локализовывать последствия аварийных нарушений работы отдельных элементов отопительной системы;

– водоструйных (элеваторов) и центробежных насосов, обеспечивающих циркуляцию теплоносителя и поддержание его необходимой температуры и давления (в водяных системах отопления), или центробежных и осевых вентиляторов, обеспечивающих циркуляцию через воздухопроводы подогретого воздуха (в системах воздушного отопления).

В зданиях с центральными системами отопления в качестве теплоносителей используются: горячая вода, подогретый воздух или водяной пар.

В жилых, общественных и административных зданиях применяются в основном системы водяного отопления. В них горячая вода поступает во внутреннюю тепловую сеть здания из подающего трубопровода внешней тепловой сети СЦТ или из автономного теплогенератора.

Если температура сетевой воды, поступающей в здание из подающего трубопровода внешней тепловой сети или от автономного теплогенератора, выше, чем максимально допустимая температура горячей воды на входе в отопительные приборы, то на вводе во внутреннюю тепловую сеть здания устанавливаются элеваторы или центробежные насосы, подмешивающие к основному потоку сетевой воды воду, охладившуюся в отопительных приборах. Смесь этих потоков поступает во внутреннюю тепловую сеть.

По схеме расположения и соединения отопительных приборов, стояков и разводящих трубопроводов внутренней тепловой сети здания системы водяного отопления классифицируются:

- на однотрубные и двухтрубные вертикальные;
- однотрубные и двухтрубные горизонтальные.

Системы поквартирного отопления в жилых зданиях целесообразно проектировать двухтрубными с установкой прибора учета и регулирования расхода теплоты для каждой квартиры.

Системы воздушного отопления используются в помещениях больших объемов и площадей (цеха предприятий, залы торговых и спортивных помещений и др.). Нагретый в калориферах воздух компактными струями выходит из воздухораспределителей, проходит вглубь помещения, отдает свою теплоту, опускается и вновь

забирается для подогрева. Подогрев воздуха осуществляется горячей водой или водяным паром, которые поступают из внешней тепловой сети. В центральных системах воздушного отопления вентиляторы и калориферы размещаются в отопительных центрах, которые находятся за пределами отапливаемого помещения.

В системах парового отопления в качестве теплоносителя используется водяной пар с давлением не выше 0,3 МПа и температурой не более 130 °С. Схемы размещения отопительных приборов в паровых системах отопления практически такие же, как и в водяных системах.

Расход теплоты на отопление зданий промышленно-жилого района определяется из выражения

$$Q_{от} = Q_{от}^{пр} + Q_{от}^{жил} + Q_{от}^{общ}, \text{ кВт},$$

где $Q_{от}^{пр}$ – расход теплоты на отопление промышленных предприятий;

$Q_{от}^{жил}$ – расход теплоты на отопление жилых зданий.

$Q_{от}^{общ}$ – расход теплоты на отопление общественных зданий.

Методики расчета расхода теплоты на отопление зданий приведены в СНБ 4.02.01–03 [5] и ТКП 45-4.02-182–2009 «Тепловые сети» [6] и [1, 4].

Расход теплоты на отопление промышленных предприятий упрощенно можно определить по формуле [4]

$$Q_{от}^{пр} = qV_{пр}(t_{вн} - t_{н.от})10^{-3}, \text{ кВт},$$

где q – отопительная характеристика здания, представляющая теплотопотери 1 м³ здания при разности внутренней и наружной температуры 1 °С, Вт/м³·°С;

$V_{пр}$ – общий наружный объем промышленных зданий; м³;

$t_{вн}$ – внутренняя температура отапливаемых помещений, принимается в соответствии с ГОСТ 12.1.005–88 (табл. П1.1 прил. 1), для ориентировочных расчетов принимаем $t_{вн} = 16$ °С;

$t_{н.от}$ – расчетное значение наружной температуры для отопления, равное значению средней температуры наиболее холодных пяти-

леток, взятых из восьми наиболее холодных зим за 50-летний период (выбирается в зависимости от района проектирования в соответствии с СНБ 2.04.02–2000 [7], СП 60.13330–2012 [8] и [4]). Значения $t_{н.от}$ для некоторых городов приведены в табл. П2.4 прил. 2.

q – отопительная характеристика зданий. Для ориентировочного расчета теплового потребления промышленных зданий можно принимать следующие значения отопительных характеристик для всех климатических районов: для производственных промышленных зданий – 0,55–0,9 Вт / м³ °С; непроизводственных промышленных зданий (складских помещений) – 0,4 Вт / м³ °С.

Максимальный расход теплоты на отопление жилых и общественных зданий определяется по формулам

$$Q_{от}^{жил} = q_0 F m \cdot 10^{-3}, \text{ кВт},$$

$$Q_{от}^{общ} = Q_{от}^{жил} K_1, \text{ кВт},$$

где q_0 – укрупненный показатель максимального расхода теплоты на отопление жилых зданий на 1 м² общей площади, Вт/м², зависит от расчетной температуры наружного воздуха $t_{н.от}$, табл. 2.1 (промежуточные значения определяются интерполяцией);

F – жилая площадь, м² (принимается равной 9–12 м² на одного человека);

m – количество единиц потребления, чел.

K_1 – коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление общественных зданий; при отсутствии данных коэффициент следует принимать равным 0,25;

Таблица 2.1

Зависимость укрупненного показателя расхода теплоты на отопление зданий от $t_{но}$

$t_{но},$ °С	0	–5	–10	–15	–20	–25	–30	–35	–40
$q_0,$ Вт/м ²	93	110	128	142	156	165	174	179	185

2.2. Определение максимального расхода теплоты на вентиляцию промышленных предприятий, жилых и общественных зданий

В воздух производственных и жилых помещений непрерывно поступают вредные примеси, оказывающие отрицательное воздействие. Задачи постоянной замены загрязненного внутреннего воздуха на чистый возложены на системы вентиляции, являющиеся одними из главных потребителей теплоты из систем теплоснабжения в холодный период года.

В соответствии со способом организации перемещения вентиляционного воздуха существуют:

– *естественная вентиляция* (рис. 2.1), при которой перемещение воздуха происходит под действием разности гравитационных и ветровых давлений, обеспечивающих приток наружного воздуха через открытые форточки, фрамуги, аэрационные отверстия и отвод внутреннего воздуха через вытяжные шахты, крышные дефлекторы и др. Естественная вентиляция проста в сооружении и эксплуатации, не требует затрат электроэнергии на перемещение воздуха, а его подогрев в холодный период года осуществляется уже в помещении за счет некоторого излишка поверхности нагрева отопительных приборов.

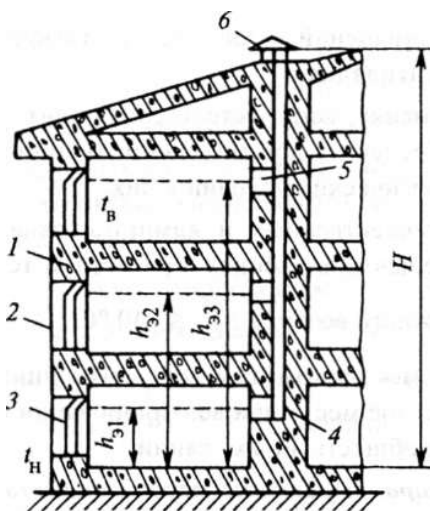


Рис. 2.1. Схема естественной вентиляции в жилом и общественном здании:
1 – наружная стена здания; 2 – окно; 3 – форточка или фрамуга; 4 – вытяжной канал во внутренней стене; 5 – вытяжные отверстия помещений; 6 – вытяжная шахта

Кратность обмена воздуха при использовании естественной вентиляции $l < 5,0 \text{ ч}^{-1}$, она меняется при изменении температуры наружного воздуха и направления и скорости ветра. В связи с этим естественная вентиляция применяется главным образом в жилых и общественных зданиях, где загрязнения невелики;

– *принудительная вентиляция* (рис. 2.2), при которой чистый наружный воздух подается в помещение, а загрязненный воздух удаляется из него с использованием вентиляторов, приводимых во вращение электродвигателями.

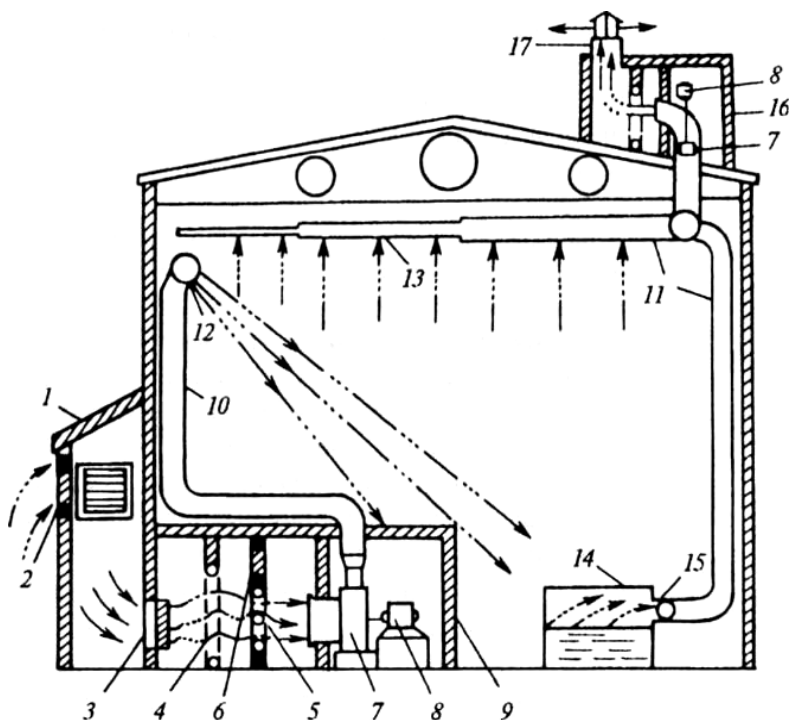


Рис. 2.2. Помещение цеха с системой принудительной вентиляции:

- 1 – воздухоприемная шахта; 2 – проем для забора наружного воздуха; 3 – утепленный клапан; 4 – фильтр; 5 – калорифер; 6 – обводной клапан; 7 – вентилятор; 8 – электродвигатель; 9 – приточная камера; 10 и 11 – приточный и вытяжной воздухопровод; 12 и 13 – приточная и вытяжная насадка; 14 – технологический аппарат, выделяющий вредные примеси; 15 – местный отсос загрязненного воздуха непосредственно из аппарата; 16 – вытяжная камера; 17 – вытяжная шахта

Обеспечивая подачу любого количества свежего воздуха, принудительная вентиляция применяется:

- для помещений и зон, где отсутствует естественная вентиляция;
- в условиях, когда естественная вентиляция не может обеспечить должной чистоты помещения и метеорологических условий в них;
- для общественных и административно-бытовых помещений в районах с расчетной температурой наружного воздуха ниже $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Системы принудительной вентиляции играют ведущую роль при вентилировании промышленных и общественных зданий.

Методики расчета расхода теплоты на вентиляцию зданий приведены в СНБ 4.02.01–03 [5], [1, 4].

Расход теплоты на вентиляцию зданий определяется из выражения

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}^{\text{пр}} + Q_{\text{в}}^{\text{жил}} + Q_{\text{в}}^{\text{общ}}, \text{ кВт.}$$

Расход теплоты на вентиляцию промышленных зданий вычисляется по формуле

$$Q_{\text{в}}^{\text{пр}} = q_{\text{в}} V_{\text{пр}} (t_{\text{вн}} - t_{\text{н.в}}) 10^{-3}, \text{ кВт,}$$

где $q_{\text{в}}$ – вентиляционная характеристика здания, представляющая расход теплоты на вентиляцию 1 м^3 здания при разности внутренней и наружной температур $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\text{Вт}/\text{м}^3\cdot^{\circ}\text{C}$;

$t_{\text{н.в}}$ – расчетная наружная температура для вентиляции [9, табл. 6.2]. Значения $t_{\text{н.в}}$ для некоторых городов приведены в прил. 2 табл. П2.4.

Приближенно вентиляционную характеристику промышленных зданий можно определить по формуле

$$q_{\text{в}} = l C_{\text{v}} (V_{\text{пр}}^{\text{в}} / V_{\text{пр}}) 10^{-3},$$

где l – кратность обмена воздуха, $1/\text{с}$;

C_{v} – объемная теплоемкость воздуха, $\text{кДж}/\text{м}^3\cdot^{\circ}\text{C}$, $C_{\text{v}} = 1,25$;

$V_{\text{пр}}^{\text{в}}$ – вентилируемый объем промышленных зданий, м^3 ,

$$V_{\text{пр}}^{\text{в}} = (0,6 - 0,8) V_{\text{пр}}.$$

Необходимая кратность воздухообмена зависит от вредных выделений, загрязняющих воздух, и принимается согласно нормам [2, 5]. Для промышленных зданий при ориентировочных расчетах можно принимать $1-2 \text{ час}^{-1}$.

Расход теплоты на вентиляцию жилых и общественных зданий определяется из выражений (2.1) и (2.2)

$$Q_{\text{в}}^{\text{жил}} = K_2 Q_{\text{от}}^{\text{жил}}, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

$$Q_{\text{в}}^{\text{общ}} = K_3 Q_{\text{от}}^{\text{жил}}, \text{ кВт}, \quad (2.2)$$

где K_2 – коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию жилых зданий, принимаем $0,1-0,2$;

K_3 – коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию общественных зданий. При отсутствии данных для общественных зданий, построенных до 1985 г., следует принимать равным $0,4$, с 1985 г. – $0,6$.

2.3. Определение максимального расхода теплоты на горячее водоснабжение промышленных предприятий, жилых и общественных зданий

Системы горячего водоснабжения (СГВ) – это комплекс технических и технологических устройств, осуществляющих подогрев и транспортировку питьевой воды до водоразборных приборов потребителей, использующих ее для разнообразных санитарно-гигиенических процедур.

Конструктивное оформление и схемы СГВ разнообразны. В состав могут быть включены подогреватели исходной воды; внешние, внутримомовые и циркуляционные трубопроводные сети; подкачивающие и циркуляционные насосы; аккумуляторы горячей воды; регулирующие и запорные устройства; приборы контроля и учета.

В зависимости от числа потребителей, получающих горячую воду, различают:

– централизованные СГВ, обеспечивающие горячей водой все здания;

– местные СГВ, в которых водопроводная вода нагревается в установленных в квартире газовых, электро- или иных подогрева-

телях и по внутриквартирным водопроводам поступает к водоразборным приборам этой же квартиры.

Различают «закрытую» и «открытую» систему горячего водоснабжения зданий.

При использовании «закрытой» схемы СГВ водопроводная вода подогревается в теплообменниках с использованием теплоты, подводимой от тепловой сети или местных котельных. При этом подогретой водопроводной водой обеспечиваются:

- все потребители здания, если водопроводная вода подогревается в автономной котельной здания или в подогревателях, установленных в его индивидуальном тепловом пункте;

- потребители нескольких зданий, если подогреватели установлены в центральном тепловом пункте обслуживающем эти здания.

При использовании «открытой» схемы СГВ к водоразборным приборам всех потребителей, подключенных к СЦТ, подводится горячая вода из тепловой сети (сетевая вода), а ее подогрев осуществляется в установках источника теплоснабжения. Качество сетевой воды при этом должно соответствовать качеству питьевой воды.

Потребители (как в течение суток, так и по дням недели) отбирают горячую воду из водоразборных приборов неравномерно. Определить расход воды через каждый прибор можно только непосредственным измерением, а прогнозировать точный или недельный график отбора из него можно лишь с какой-то степенью вероятности.

Вместе с тем для проектирования и выбора расчетных нагрузок различных объектов СГВ и СЦТ, одновременно обеспечивающих горячей водой и теплотой множество параллельно подключенных водоразборных приборов, статистическими методами получены достоверные типовые суточные графики потребления различными видами потребителей.

На рис. 2.3 в качестве примера представлен типовой график расхода горячей водопроводной воды потребителями жилого района.

Графики потребления горячей воды каждым объектом (жилым домом, цехом предприятия и др.) показывают, что в течение суток расход горячей воды в каждом из них меняется в широких пределах. Однако для каждого определенного объекта характер этих изменений в любые сутки среднего водопотребления (понедельник, вторник, среда, четверг) практически одинаков (рис. 2.3, а).

В сутки максимального водопотребления (пятницу, субботу, воскресенье) расход воды существенно изменяется (рис. 2.3, б). На основе типовых суточных графиков горячего водоснабжения ТКП 45-4.01-52–2007 [10] установлены нормы суточного и часового расхода горячей воды потребителями, которые приведены в прил. 2 табл. П2.5.



Рис. 2.3. Суточный график горячего водоснабжения жилого района: а – сутки среднего водопотребления; б – сутки максимального водопотребления

Расход теплоты на горячее водоснабжение зданий для централизованной СГВ можно определить из выражения

$$Q_{ГВ} = Q_{ГВ}^{пр} + Q_{ГВ}^{жил+общ}, \text{ кВт.}$$

Расход теплоты на горячее водоснабжение промышленных зданий определяется по формуле

$$Q_{ГВ}^{пр} = \frac{m' a' (t_{ГВ} - t_{ХВ})}{n_{СМ}} c_p, \text{ кВт,}$$

где m' – количество единиц потребления на промышленных предприятиях, $m' = (0,1 - 0,3)m$, чел.;

a' – суточная норма расхода горячей воды, при температуре 55 °С для промышленных зданий на единицу потребления принимается в пределах 40–50 л/чел.;

c_p – удельная теплоемкость воды, принимаемая в расчетах $c_p = 4,187$ кДж/кг °С;

$t_{ГВ}$ – температура горячей воды, подаваемой в систему горячего водоснабжения, $t_{ГВ} = 55$ °С;

$t_{ХВ}$ – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной 5 °С);

$n_{см}$ – расчетная длительность подачи теплоты на горячее водоснабжение в смену, с/смену, $n_{см} = 3600 \cdot 8 = 28\,800$.

Средненедельная потребность в теплоте при бытовом горячем водоснабжении жилых и общественных зданий

$$Q_{ГВ. ср.нед.}^{жил+общ} = \frac{1,2m(a+b)(t_{ГВ} - t_{ХВ})}{n_{сут}} c_p, \text{ кВт},$$

где 1,2 – коэффициент, учитывающий снижение температуры горячей воды в абонентских системах потребления;

m – расчетное число потребителей, получающих горячую воду, чел.;

a – норма расхода воды на горячее водоснабжение при температуре 55 °С на одного человека, проживающего в здании с горячим водоснабжением. Принимается в зависимости от степени комфортности зданий в пределах 85–130 л/чел. в соответствии с ТКП 45-4.01–52;

b – норма расхода воды на горячее водоснабжение при температуре 55 °С, потребляемая в общественных зданиях, при отсутствии более точных данных. Принимается в количестве 25 л на одного человека в сутки;

$n_{сут}$ – расчетная длительность подачи теплоты на горячее водоснабжение в сутки, с/сутки, $n_{сут} = 3600 \cdot 24 = 86\,400$.

Расчетный (максимальный) расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

$$Q_{ГВ}^{жил+общ} = K_{ч}^{max} Q_{ГВ. ср.нед.}^{жил+общ}, \text{ кВт},$$

где $K_{ч}^{max}$ – коэффициент часовой неравномерности расхода теплоты за сутки наибольшего водопотребления. При ориентировочных расчетах принимается $K_{ч}^{max} = 2,4$.

Суммарная потребность в тепловой энергии

$$Q_T^{\max} = (Q_{от} + Q_B + Q_{ГВ})k_{тп}, \text{ кВт},$$

где $k_{тп}$ – коэффициент, учитывающий потери в тепловых сетях, $k_{тп} = 1,1-1,2$.

3. ПОСТРОЕНИЕ ГОДОВОГО ГРАФИКА ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПО ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ

Режим работы любой ТЭЦ зависит от величины и графика тепловых нагрузок. Технологическое потребление тепла предприятиями осуществляется преимущественно в виде пара, определяется особенностями производства и имеет, как правило, круглогодовой характер, хотя обычно и несколько снижается в летний период. Потребление тепла на отопление и вентиляцию имеет сезонный характер, изменяясь от максимальной величины в зимний период до нуля в летний, и определяется температурой наружного воздуха. Потребление тепла на горячее водоснабжение практически постоянно в течение года. Обычно режимы расходов тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение принято изображать в виде зависимости от наружной температуры и по длительности стояния нагрузок в часах в течение года. Такую зависимость называют годовым графиком тепловых нагрузок по продолжительности (рис. 3.1). Строится он следующим образом.

По оси ординат откладывается Q , МВт. Цена деления выбирается произвольно, исходя из полученной расчетной (максимальной) тепловой нагрузки.

По оси абсцисс от начала координат в произвольном масштабе вправо откладывают продолжительность отопительного периода в часах $\tau_{от}$, для каждого района она будет своя [4, табл. 6.6, 7, 11]. Для некоторых городов длительность отопительного периода приведена в прил. 1 табл. П2.4.

Далее по оси абсцисс (вправо от начала координат) в том же масштабе откладывают время в часах $(0, \tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \dots, \tau_{от})$, в течение которого наружный воздух имеет температуру, равную или ниже каждой из заданных промежуточных.

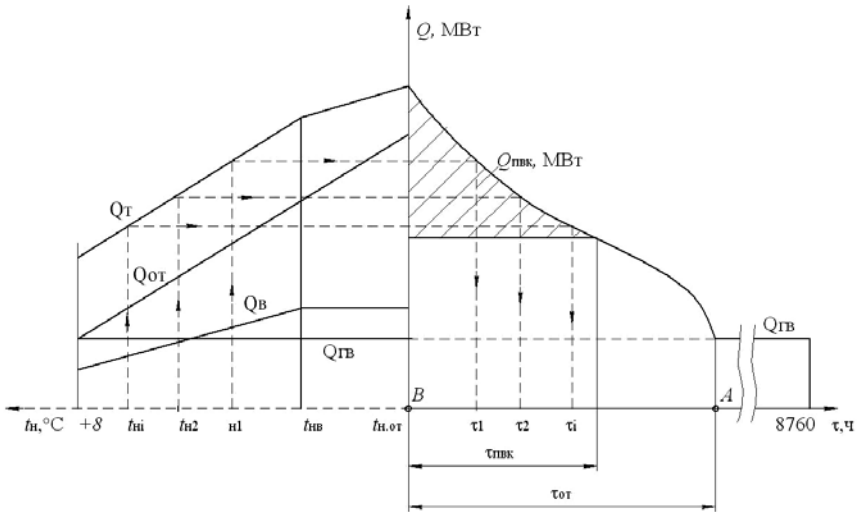


Рис. 3.1. Годовой график тепловых нагрузок по продолжительности

По оси абсцисс влево, начиная от расчетного значения наружной температуры для отопления $t_{н.от}$ для нескольких промежуточных температур ($t_{н.от}, t_1, t_2, \dots, t_i, +8$), откладывается температура наружного воздуха.

Расчетные температуры и длительность их стояния за отопительный сезон определяются по [4, табл. 6.15, 11]. Расчетные температуры и длительность их стояния за отопительный сезон для некоторых городов приведены в табл. П2.5 прил. 2.

Точка А на графике характеризует начало отопительного периода, которому соответствует температура наружного воздуха $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$. Эта температура и температура ниже нее наблюдается в течение всего отопительного периода, поэтому длительность их стояния равна продолжительности отопительного сезона. Точка В соответствует температуре наружного воздуха $t_{н.от}$.

Тепловые нагрузки ($Q_{t1}, Q_{t2}, \dots, Q_{ti}$), соответствующие температурам наружного воздуха ($t_{н1}, t_{н2}, \dots, t_{ни}$), рассчитываются по формуле

$$Q_{ti} = Q_{от}^{пр} \frac{16 - t_{ни}}{16 - t_{н.от}} + (Q_{от}^{жил} + Q_{от}^{общ}) \frac{18 - t_{ни}}{18 - t_{н.от}} + Q_{в}^{пр} \frac{16 - t_{ни}}{16 - t_{нв}} + (Q_{в}^{жил} + Q_{в}^{общ}) \frac{18 - t_{ни}}{18 - t_{нв}} + Q_{гв},$$

где 16 и 18 °С – температуры воздуха внутри производственных помещений и жилых зданий.

Результаты расчетов сводятся в таблицу, и по полученным данным строятся графики $Q_{от} = f(t_{ни})$, $Q_{в} = f(t_{ни})$, $Q_{гв} = f(t_{ни})$ и суммарный график $Q_{г} = f(t_{ни})$.

Далее строится график $Q_{ti} = f(\tau_i)$, схема построения которого приведена на рис. 3.1.

Построенные графики являются расчетными, по которым выбирается оборудование ТЭЦ.

4. ВЫБОР ВАРИАНТА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННО-ЖИЛОГО РАЙОНА

Энергоснабжение промышленно-жилого района может быть осуществлено следующими способами:

- вариант комбинированного энергоснабжения от ТЭЦ. При данном способе и тепловую, и электрическую энергию получают от одного источника – турбины. Для этой цели на ТЭЦ устанавливают теплофикационные турбоагрегаты типа Т, ПТ, Р, ПТР, ПР и ТР;

- вариант отдельного энергоснабжения от КЭС и котельной. В данном случае электрическую нагрузку получают от конденсационных турбоагрегатов (типа К), а тепловую энергию – на котельной.

Целью выбора варианта энергоснабжения являются получение основных технико-экономических показателей, включающих расчет капиталовложений в генерирующее оборудование, расчет расхода топлива и топливных затрат на обеспечение выработки электрической и тепловой энергии. Исходными данными для анализа являются величины электрической мощности и структура отпускаемого потенциала теплоты, по которым выбирается основное оборудование.

4.1. Вариант комбинированного энергоснабжения от ТЭЦ

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) предназначена для отпуска потребителям двух видов энергии: электрической и тепловой. В течение года ТЭЦ вырабатывает электрическую энергию по двум циклам. Зимой при отпуске теплоты из отборов турбин выработка электроэнергии турбоагрегатами ТЭЦ осуществляется по теплофикационному циклу без энергетических потерь в холодном источнике. В летний и переходный осенне-весенний период выработка электроэнергии на ТЭЦ осуществляется по конденсационному циклу. Причем экономичность такой выработки всегда ниже, чем на конденсационной электростанции с оборудованием такого же класса. Последнее обусловлено снижением КПД проточной части турбин вследствие их конструктивных особенностей.

4.1.1. Выбор основного оборудования

Основным критерием выбора состава оборудования ТЭЦ является коэффициент теплофикации α_T . Им определяется электрическая мощность ТЭЦ при расчетных тепловых нагрузках, состав турбоагрегатов, мощность устанавливаемых энергетических и пиковых котлов. Коэффициент теплофикации характеризует степень использования отборов турбин. Он равен отношению тепловой нагрузки ТЭЦ, покрываемой паром, отбираемым из турбин $Q_T^{\text{турб}}$ к расчетной (максимальной) теплофикационной нагрузке Q_T^{max} :

$$Q_T^{\text{турб}} = Q_T^{\text{max}} \alpha_T, \text{ кВт.}$$

Значение α_T обычно находится в пределах 0,45–0,7. Верхние пределы принимаются для установок с более высокими технико-экономическими показателями (Т-250/300-23,5; ПТ-135/165-12,8/1,3), нижние значения характерны для турбоагрегатов малой мощности (ПТ-30/35-8,8/0,98; ПТ-50/60-12,8/0,7).

Паровые турбины. В соответствии с ГОСТ 24278–89 и ГОСТ 24277–91 изготавливают турбины следующих типов:

К – конденсационные;

Т – теплофикационные с регулируемым отопительным отбором пара;

П – теплофикационные с регулируемым производственным отбором пара;

ПТ – теплофикационные с регулируемым производственным и отопительным отборами пара;

Р – с противодавлением без регулируемого отбора пара;

ПР – теплофикационные с противодавлением и регулируемым производственным отбором пара;

ТР – теплофикационные с противодавлением и регулируемым отопительным отбором пара;

КТ – конденсационные с нерегулируемым отпуском теплоты на теплофикацию.

Условное обозначение типоразмера турбины включает в себя последовательно расположенные:

- тип (конденсационная или теплофикационная);

- номинальную мощность, МВт,

- максимальную мощность, МВт (для турбин типа Т и ПТ);

- номинальные давления свежего пара, МПа,

- давление отбираемого пара (для турбин типа П, ПТ) или пара за турбиной (для типа Р, ТР), МПа. Для турбин типа ПТР указывается давление отбираемого пара и давление отработавшего пара.

Например, ПТ-140/165-12,8/1,45 – теплофикационная турбина с регулируемым производственным отбором пара номинальной мощностью 140 МВт, максимальной мощностью 165 МВт, начальное давление пара 12,8 МПа, давление пара производственного отбора 1,45 МПа.

Современные промышленно-отопительные ТЭЦ, как правило, оборудуются паровыми турбинами с регулируемыми отборами пара или турбинами с противодавлением без конденсаторов.

При выполнении курсовой работы выбор основного оборудования начинают с выбора турбоагрегатов. Предварительный выбор турбин осуществляется по табл. ПЗ.1 и ПЗ.2 прил. 3. При выборе паровых турбин необходимо соблюдать следующие условия.

Первое условие. Паровые турбины должны покрывать исходную электрическую нагрузку N_3 .

Второе условие. Количество выбираемых турбин должно обеспечивать полное покрытие заданной технологической (производственной) нагрузки $Q_{\text{п}}$ и отпускать пар заданного давления $P_{\text{п}}$ и на-

грузки $Q_{\text{п}}$. По значениям $P_{\text{п}}$ и $Q_{\text{п}}$ выбирается тип турбин – ПТ, ПР, Р, ПТР, ТР. При значительной технологической нагрузке по возможности следует устанавливать турбины с противодавлением, у которых отработанный пар идет потребителю (типа Р).

Третье условие. Выбираемые турбины должны покрывать расчетную теплофикационную нагрузку $Q_{\text{т}}^{\text{турб}}$. Для этого выбираются турбины типа Т или ПТ.

Число выбираемых агрегатов нужно сводить до минимума за счет большей единичной мощности.

По справочным данным подбирается несколько вариантов, удовлетворяющих приведенным условиям, и выбирается наиболее оптимальный, для которого проводится уточненный расчет тепловых нагрузок. Методика расчета приведена ниже.

Тепловая производственная и теплофикационная нагрузка турбины определяется из выражений (4.1) и (4.2).

$$Q_{\text{п}}^{\text{турб}} = D_{\text{п}}^{\text{турб}}(h_{\text{п}} - h'_{\text{п}}), \text{ кВт}, \quad (4.1)$$

$$Q_{\text{т}}^{\text{турб}} = D_{\text{т}}^{\text{турб}}(h_{\text{т}} - h'_{\text{т}}), \text{ кВт}, \quad (4.2)$$

где $D_{\text{п}}^{\text{турб}}$, $D_{\text{т}}^{\text{турб}}$ – расход пара производственного и отопительного отбора соответственно, кг/с (табл. ПЗ.1);

$h_{\text{п}}$, $h_{\text{т}}$ – энтальпия пара производственного и отопительного отбора соответственно, кДж/кг (определяется по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара [12] или с использованием h, s -диаграммы).

$h'_{\text{п}}$, $h'_{\text{т}}$ – энтальпия обратного конденсата производственного и отопительного отбора соответственно, кДж/кг, $h'_{\text{п}} = t_{\text{ок}}^{\text{т}} c_p$, $h'_{\text{т}} = t_{\text{ок}}^{\text{п}} c_p$, где $t_{\text{ок}}^{\text{т}}$, $t_{\text{ок}}^{\text{п}}$ – температура обратного конденсата производственного и отопительного отборов соответственно, °С, $t_{\text{ок}}^{\text{т}} = 90$, $t_{\text{ок}}^{\text{п}} = 70$; c_p – теплоемкость воды при постоянном давлении, кДж/кг·°С, $c_p = 4,187$.

В пояснительной записке курсовой работы приводится описание одной из выбранных паровых турбин (по аналогии с приведенным ниже описанием турбины ПТ-135/165-130/15) и на бумаге формата А1

(графическая часть курсовой работы) – принципиальная тепловая схема турбоустановки.

Описание турбоустановки ПТ-135/165-130/15. Теплофикационная турбина ПТ-135/165-130/15 номинальной мощностью 135 МВт, максимальной – 165 МВт. Турбина спроектирована на параметры свежего пара 12,75 МПа (130 кгс/см^2) и 555 °С. Расчетное давление в конденсаторе составляет 0,00343 МПа.

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением 1,47 МПа (15 кгс/см^2) и два отопительных отбора: верхний с абсолютным давлением в пределах 0,088–0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,039–0,0118 МПа. Давление отопительного отбора регулируется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах в верхнем отборе поддерживается при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем – при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступени подогрева пропускается последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

Питательная вода подогревается последовательно в ПНД, деаэраторе и ПВД. К подогревателям пар поступает из регенеративных отборов турбины.

Основные номинальные значения параметров турбины представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Номинальные значения основных параметров турбины

Параметры	Значение
Мощность, МВт	
номинальная	135
максимальная	165
Начальные параметры пара	
давление, МПа	12,75
температура T, °С	555

Параметры	Значение
Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	480 (133,33)
Расход пара на производство, т/ч	
номинальный	335
максимальный	415
Давление производственного отбора, МПа	1,47–3,0
Максимальный расход свежего пара, т/ч	740
Пределы регулирования давления в отопительных отборах, МПа	
в верхнем	0,088–0,245
в нижнем	0,039–0,0118
Температура воды Т, °С	
питательной	240
охлаждающей	20
Расход охлаждающей воды, т/ч	124 000
Давление пара в конденсаторе, кПа	3,4

Регенеративная установка турбины ПТ-135/165-130/15 предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэрактор. Все подогреватели – поверхностного типа.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы. Каждый подогреватель представляет собой горизонтальный пароводяной теплообменный аппарат.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки представлена на рис. 4.1.

Принципиальные тепловые схемы некоторых турбоустановок приведены в прил. 4 и [13, 14]. Условные обозначения элементов тепловых схем приведены в прил. 5.

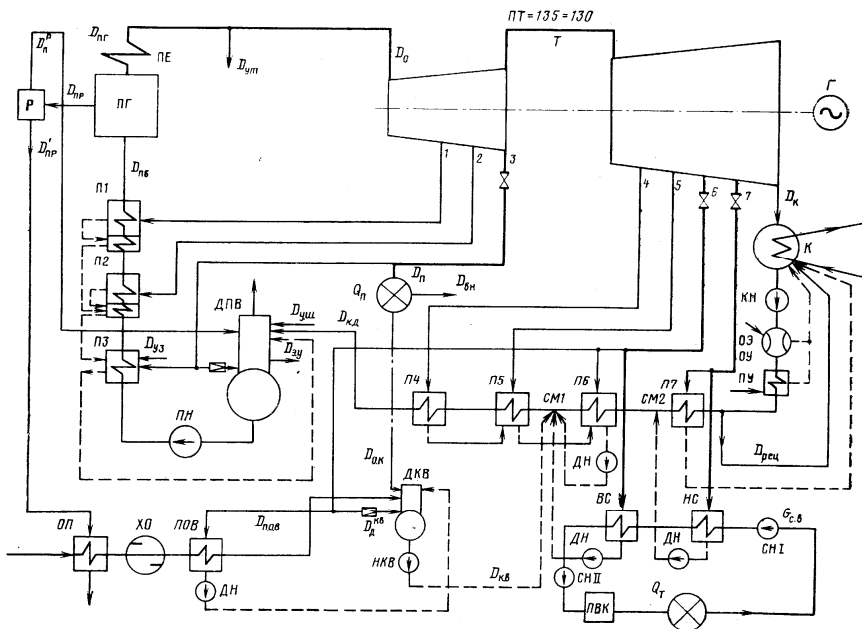


Рис. 4.1. Принципиальная тепловая схема турбоустановки
 ПТ-135/165-130/15

Паровые котлы. На промышленно-отопительной ТЭЦ устанавливаются как барабанные типа Е, так и прямоточные котельные агрегаты типа П. Технические характеристики некоторых типов котлов приведены в табл. Пб.1 прил. 6.

Условное обозначение типоразмера котла включает последовательно расположенные:

- обозначение типа котла (Е – паровой котел с естественной циркуляцией; Еп – то же, с промежуточным перегревом пара; П – прямоточный; Пп – то же, с промежуточным перегревом пара; Кп – с комбинированной циркуляцией и промежуточным перегревом пара);
- паропроизводительность котла, т/ч;
- абсолютное давление острого пара, МПа;
- температуру острого пара и промежуточного перегрева пара, °С (если температуры пара и промежуточного перегрева одинаковы,

то температуру указывают один раз, если они различны, то через знак дроби указывают обе температуры);

– индексы вида топлива (К – каменный уголь и полуантрацит, Б – бурый уголь, С – сланцы, М – мазут, Г – газ);

– тип топки (Т – камерная топка с твердым шлакоудалением, Ж – камерная топка с жидким шлакоудалением В – вихревая топка, Ц – циклонная топка, Ф – топка с кипящим слоем).

Для котлов с наддувом добавочный индекс Н.

Пример условного обозначения котла: Пп-2650-25-545/567КТ.

Прямоточный котел с промежуточным перегревом пара паропроизводительностью 2650 т/ч, с абсолютным давлением острого пара 25,0 МПа, температурой острого пара 545 °С, температурой промежуточного перегрева пара 567 °С, со сжиганием каменного угля в топке с твердым шлакоудалением.

Тип и единичная мощность энергетических паровых котлов выбирается исходя из параметров p_0 и t_0 и максимального расхода свежего пара перед турбинами D_0 , а также из условия обеспечения планово-предупредительных ремонтов паровых котлов в течение года и покрытия нормативных тепловых нагрузок ТЭЦ при аварийном отключении одного котла. При выборе типа парового котла необходимо учитывать еще и тип сжигаемого топлива, соответствующего заданному району.

При блочной схеме резервные котлы не предусматриваются и производительность котла каждого блока определяется максимальной потребностью в паре блочной турбины с запасом не менее 3%. Необходимость запаса обусловлена возможным в эксплуатации ухудшением вакуума, снижением параметров пара (в допустимых пределах), потерями пара по пути от котла к турбине. На ТЭЦ с теплофикационными блоками при отказе одного из них оставшиеся в работе блоки должны обеспечить средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

При выборе паровых котлов необходимо также учесть, что турбины ПТ-135/165-12,8/1,47; Р-100-12,8/1,47 имеют большой расход пара, поэтому устанавливаются с двумя котлами, а турбина Т-250/300-23,5 – с одним (моноблок котел-турбина).

Пример выбора парового котла для турбины Т-250/300-240. Турбина Т-250/300-240 имеет расход свежего пара $D_0 = 980$ т/ч и начальные параметры $p_0 = 23,5$ МПа и $t_0 = 540$ °С.

Паропроизводительность парового котла при 5 % запасе составит

$$D_{\text{пе}} = 1,05D_0 = 1,05 \cdot 980 = 1029 \text{ т/ч.}$$

На выходе из котла давление пара $p_{\text{пе}}$, МПа, и температура пара $t_{\text{пе}}$, °С, должны быть выше, чем перед турбиной, на величину потерь давления и температуры в паропроводах:

$$p_{\text{пе}} = 1,05p_0 = 1,05 \cdot 23,5 = 24,7 \text{ МПа.}$$

$$t_{\text{пе}} = 1,01t_0 = 1,04 \cdot 540 = 545,4 \text{ °С.}$$

Следовательно, выбираем прямоточный паровой котел типа ТГМП-344А производства Таганрогского котлостроительного завода.

Паровой котел типа ТГМП-344А предназначен для выработки пара сверхкритических параметров. Котел ТГМП-344А прямоточный с однократным промперегревом, работающий на газе и мазуте, имеет П-образную компоновку и состоит из следующих основных узлов: топочной камеры и опускного газохода, соединенных в верхней части переходным газоходом, пароперегревателя, водяного экономайзера, двух вынесенных за пределы здания регенеративных вращающихся воздухоподогревателей. Все газоходы котлов экранированы газоплотными панелями и образуют единую газоплотную коробку. По высоте топочная камера котла призматической формы имеет один или два разъема. Топочная камера котла ТГМП-344А оборудована 16 газомазутными горелками вихревого типа. С целью улучшения экологических показателей на данном котле внедрены определенные технологические мероприятия. Монтажные соединения каркаса котла выполнены сварными. Процессы питания котла, горения, регулирования температуры перегрева пара полностью автоматизированы.

Основные характеристики котла ТГМП-344А:

- паропроизводительность $D_{\text{пе}} = 1100 \text{ т/ч}$;
- давление пара $p_{\text{пе}} = 25 \text{ МПа}$;
- температура пара $t_{\text{пе}} = 545 \text{ °С}$;
- КПД котла (брутто) $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = 93 \%$.

Пример выбора парового котла для турбины ПТ-60/75-130/13.
Расход свежего пара на турбину ПТ-60/75-130/13 $D_0 = 387$ т/ч, соответственно $D_{пе} = 1,05D_0 = 1,05 \cdot 387 = 406,35$ т/ч. На выходе из котла давление и температура пара составят

$$p_{пе} = 1,05p_0 = 1,05 \cdot 12,75 = 13,4 \text{ МПа.}$$

$$t_{пе} = 1,01t_0 = 1,04 \cdot 565 = 587,6 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Следовательно, выбираем барабанный паровой котел типа БКЗ-420-140 (Е-420-13,8-560ГМН4) производства Асбестовского котельно-машиностроительного завода. Основные характеристики котла:

- паропроизводительность $D_{пе} = 420$ т/ч;
- давление пара $p_{пе} = 13,8$ МПа;
- температура пара $t_{пе} = 545$ °С;
- КПД котла (брутто) $\eta_{к}^{бр} = 93,8$ %.

Пиковые водогрейные котлы. Покрывание максимальной тепловой нагрузки на теплофикацию производится за счет пиковых водогрейных котлов (ПВК), покрывающих нагрузку $Q_T^{ПВК} = Q_T^{\max} - Q_T^{\text{турб}}$. Водогрейные котлы выбираются по теплопроизводительности, МВт, по табл. П6.2 прил. 6.

В маркировке водогрейных котлов применяются следующие условные обозначения: КВ – котел водогрейный; Т – твердое топливо; М – жидкое топливо (мазут); Г – газообразное топливо; Р – слоевая топка; К – камерная топка; В – вихревая топка; Ц – циклонная топка; Ф – топка с кипящим слоем; Н – котел с наддувом; С – сейсмостойкое исполнение.

Пример обозначения: КВ-ГМ-30-150 – котел водогрейный, предназначенный для работы на газе и мазуте, номинальная теплопроизводительность – 30 Гкал/ч, температура воды на выходе из котла – 150 °С. Дополнительные данные по выбору основного оборудования ТЭЦ приведены в [13, 14].

На основе структуры выбранного состава основного оборудования определяются капитальные вложения в сооружение ТЭЦ.

4.1.2. Определение капитальных вложений в сооружение ТЭЦ

Капиталовложения в сооружение ТЭЦ могут быть определены двумя методами: на основании сметной стоимости оборудования с учетом затрат на строительные-монтажные работы и по удельным капитальным вложениям. Первый метод наиболее точный. Он используется проектными организациями и выполняется с учетом стоимости оборудования, монтажа и других видов работ, связанных со строительством ТЭЦ. Второй метод широко применяется в оценочных расчетах. В курсовой работе рекомендуется использовать второй метод.

На основе выбранного состава оборудования и суммарной электрической и тепловой мощности ТЭЦ для заданного вида топлива определяется величина удельных капиталовложений $k_{\text{ТЭЦ}}$, у.е./кВт (выдается преподавателем в качестве исходных данных).

Величина капиталовложений в сооружение ТЭЦ определяется из выражения

$$K_{\text{к}} = k_{\text{ТЭЦ}} \cdot N_{\text{ТЭЦ}} \cdot 10^3, \text{ у. е.},$$

где $N_{\text{ТЭЦ}}$ – номинальная электрическая мощность ТЭЦ, определенная на этапе выбора основного оборудования, МВт.

4.1.3. Определение расхода топлива и основных показателей для варианта энергоснабжения от ТЭЦ

Выработка электроэнергии на паротурбинной ТЭЦ осуществляется частично по теплофикационному, а частично – по конденсационному циклу. Эффективность при этом характеризуется двумя показателями: удельными расходами топлива на выработку электроэнергии по конденсационному $b_3^{\text{к}}$ и теплофикационному $b_3^{\text{т}}$ циклу.

Величина расхода топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ определяется из выражения

$$B_3^{\text{ТЭЦ}} = b_3^{\text{т}} \cdot \mathcal{E}_{\text{т}} + b_3^{\text{к}} \cdot \mathcal{E}_{\text{к}}, \text{ кг},$$

где $\mathcal{E}_T, \mathcal{E}_K$ – полная выработка электроэнергии на тепловом потреблении и конденсационном потоке пара, кВт·ч;

b_3^T, b_3^K – удельные расходы топлива по теплофикационному и конденсационному циклам, кг/кВт·ч.

Удельные расходы условного топлива b_3^T и b_3^K находятся [1]:

$$b_3^T = 0,123 / (\eta_{эм} \eta_K^{бр} \eta_{тп}), \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$b_3^K = b_3^T / \eta_i, \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора, $\eta_{эм} \approx 0,98-0,99$;

$\eta_K^{бр}$ – КПД брутто котельного агрегата принимается по его характеристике (см. табл. Пб.1 прил. 6);

$\eta_{тп}$ – коэффициент потерь теплоты в паропроводах, $\eta_{тп} \approx 0,98-0,99$;

η_i – абсолютный внутренний КПД паровой турбины, в зависимости от ее типа и выработки \mathcal{E}_T лежит в пределах $\eta_i \approx 0,36-0,45$.

Полная выработка электроэнергии на тепловом потреблении и конденсационном потоке составляет соответственно

$$\mathcal{E}_T = \mathcal{E}_T^T Q_T + \mathcal{E}_T^П Q_П, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_K = \mathcal{E} - \mathcal{E}_T \approx N_3 h_y - \mathcal{E}_T, \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\mathcal{E}_T^T, \mathcal{E}_T^П$ – удельная выработка электроэнергии на теплофикационном и технологическом потреблении, кВт·ч/ГДж, определяется по рис. 4.2 по давлению в теплофикационном p_T и производственном $p_П$ отборе пара соответственно;

$Q_T, Q_П$ – количество отработавшей теплоты, отданной на теплофикационные и технологические нужды соответственно

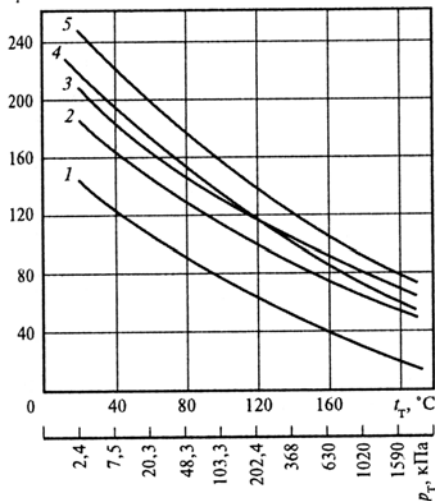
$$Q_T = D_T q_T h_y \cdot 10^{-3}, \text{ ГДж};$$

$$Q_П = D_П q_П h_y \cdot 10^{-3}, \text{ ГДж},$$

где q_t , $q_{п}$ – удельное теплосодержание отработавшего пара в теплофикационном и технологическом отборе соответственно $q_t \approx 2260$ кДж/кг, $q_{п} \approx 2150$ кДж/кг;

h_y – годовое число часов использования максимума тепловой нагрузки отборов турбин, принимается 5000–6000 ч.

ε_T , кВт·ч/ГДж



Параметр	Номер кривой				
	1	2	3	4	5
p_0 , МПа	3,43	8,83	12,75	12,75	23,5
t_0 , °C	435	535	555	540	540
$p_{п.п}$, МПа	–	–	–	3,2/2,9	4,0/3,6
$t_{п.п}$, °C	–	–	–	540	540
$t_{п.в}$, °C	150	215	230	230	230
$\eta_{от}$	0,8	0,8	0,83	0,83	0,83

Рис. 4.2. Удельная комбинированная выработка электрической энергии в зависимости от начальных и конечных параметров цикла [1]

Величина расхода топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ определяется с учетом отпуска из отборов турбин $Q_{турб}$ и пиковых водогрейных котлов $Q_{пвк}$ из выражения

$$B_Q^{ТЭЦ} = b_Q^{турб} Q_{турб} + b_Q^{ПВК} Q_{ПВК}, \text{ кг,}$$

где $b_Q^{турб}$, $b_Q^{ПВК}$ – удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в турбинах ТЭЦ и ПВК, кг у.т./ГДж;

$Q_{турб}$ – отпуск тепловой энергии от производственных и теплофикационных отборов турбины, $Q_{турб} = Q_{п} + Q_t$, ГДж;

$Q_{ПВК}$ – отпуск тепловой энергии от пиковых водогрейных котлов, ГДж.

Удельные расходы $b_Q^{\text{ПВК}}$ и $b_Q^{\text{турб}}$

$$b_Q^{\text{ПВК}} = 34,6 / \eta_{\text{ПВК}};$$

$$b_Q^{\text{турб}} = 34,6 / \eta_{\text{тп}} \eta_{\text{к}}^{\text{бр}},$$

где $\eta_{\text{ПВК}}$ – КПД пиковой котельной принимается 0,88–0,92 и 0,82–0,86 при работе соответственно на газе, мазуте и твердом топливе.

Суммарный расход топлива на комбинированный отпуск тепловой и электрической энергии от ТЭЦ составляет

$$B_{\text{к}} = B_{\text{э}}^{\text{ТЭЦ}} + B_Q^{\text{ТЭЦ}}.$$

4.2. Вариант раздельного энергоснабжения от КЭС и котельной

Этот вариант всегда проигрывает варианту энергоснабжения от ТЭЦ по экономичности, то есть расходу топлива на отпуск электрической и тепловой энергии, но отличается меньшими капиталовложениями. Для окончательного выбора варианта энергоснабжения требуется определить капиталовложения в вариант раздельного энергоснабжения и величину расхода топлива по нему.

4.2.1. Определение капитальных вложений в сооружение КЭС и котельной

Капитальные вложения в строительство КЭС и котельной определяются аналогично предыдущему варианту. Причем величина мощности КЭС принимается несколько завышенной, чем мощности ТЭЦ:

$$N_{\text{КЭС}} = N_{\text{ТЭЦ}} (1 + C_{\text{cy}}), \text{ МВт},$$

где C_{cy} – коэффициент учитывает прирост мощности КЭС на величину дополнительных потерь мощности в ЛЭП в виду большей удаленности КЭС от потребителя, чем ТЭЦ.

Для оценочных расчетов можно принять $C_{cy} = 0,06-0,08$. Различием в потреблении электроэнергии на собственные нужды по раздельному и комбинированному вариантам в оценочных расчетах можно пренебречь. Капиталовложения в строительство КЭС определяются в соответствии с выражением

$$K_{\text{КЭС}} = k_{\text{КЭС}} N_{\text{КЭС}} \cdot 10^3, \text{ у. е.},$$

где $k_{\text{КЭС}}$ – удельные капиталовложения в сооружения КЭС, у. е./кВт.

Капиталовложения в сооружения отопительных и промышленных котельных

$$K_{\text{от}} = 0,98 k_{\text{от}} Q_{\text{т}}^{\text{max}}, \text{ у. е.};$$

$$K_{\text{пр}} = 0,98 k_{\text{пр}} Q_{\text{п}}^{\text{ТЭЦ}}, \text{ у. е.},$$

где $Q_{\text{п}}^{\text{ТЭЦ}}$ – тепловая мощность технологического отпуска пара от ТЭЦ, кВт, $Q_{\text{п}}^{\text{ТЭЦ}} \approx D_{\text{п}} q_{\text{п}} / 3,6$;

$K_{\text{от}}$, $K_{\text{пр}}$ – удельные капиталовложения в отопительные и промышленные котельные, у. е./кВт.

Суммарные капитальные вложения в строительство КЭС и котельных для варианта раздельного энергоснабжения

$$K_{\text{р}} = K_{\text{КЭС}} + K_{\text{от}} + K_{\text{пр}}, \text{ у. е.}$$

4.2.2. Определение расхода топлива и основных показателей энергоснабжения КЭС и котельной

Расход топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по варианту раздельного энергоснабжения определяется из условия одинакового энергетического эффекта, то есть

$$\mathcal{E}_{\text{КЭС}} = \mathcal{E}_{\text{т}} + \mathcal{E}_{\text{к}}, \quad \mathcal{E}_{\text{кот}} = \mathcal{E}_{\text{турб}} + \mathcal{E}_{\text{ПВК}}.$$

Величина расхода топлива на отпуск электроэнергии с шин КЭС

$$B_3^{КЭС} = b_{КЭС} \mathcal{E}_{КЭС}, \text{ кг},$$

где $b_{КЭС}$ – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг у.т./кВ·ч принимается в пределах 0,31–0,34 для газа, мазута, а для твердого топлива на 4–5 % больше.

Величина расхода топлива на отпуск теплоты оценивается с учетом отпуска на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение от отопительной котельной и с технологическим паром от промышленной котельной. Эту оценку можно выполнить следующим образом:

$$B_{\text{кот}} = b_Q^{\text{от}} Q_{\text{кот}} + b_Q^{\text{пп}} Q_{\text{п}}, \text{ кг},$$

где $b_Q^{\text{от}}$, $b_Q^{\text{пп}}$ – удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в отопительной и промышленной котельных, кг у.т./кДж.

Величины $b_Q^{\text{от}}$ и $b_Q^{\text{пп}}$

$$b_Q^{\text{от}} = 34,6 / \eta_{\text{вк}};$$

$$b_Q^{\text{пп}} = 34,6 / \eta_{\text{пк}},$$

где $\eta_{\text{вк}}$, $\eta_{\text{пк}}$ – КПД водогрейных и паровых котлов, ориентировочно $\eta_{\text{вк}} = 0,88\text{--}0,95$, $\eta_{\text{пк}} = 0,93\text{--}0,95$.

Суммарный расход топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по отдельному варианту энергоснабжения

$$B_{\text{р}} = B_{\text{кот}} + B_3^{КЭС}, \text{ кг}.$$

4.3. Выбор варианта энергоснабжения

Критерием для выбора варианта энергоснабжения является минимум расчетных затрат по сравниваемым вариантам, определяемый для варианта комбинированного энергоснабжения из выражения

$$З_k = p_n K_k + c_m B_k \cdot 10^{-3}, \text{ у. е.}$$

И для варианта отдельного энергоснабжения:

$$З_p = p_n K_p + c_m B_p \cdot 10^{-3}, \text{ у. е.,}$$

где p_n – нормативный коэффициент окупаемости ($p_n = 1/T_{ок} = 1/6,5 = 0,15$ – окупаемость капиталовложений за 6,5 лет);

c_m – цена топлива, у. е./т у.т., принимается в соответствии с видом топлива.

5. ПОСТРОЕНИЕ ПРОЦЕССА РАСШИРЕНИЯ ПАРА В ТУРБИНЕ

Для проведения теплотехнических расчетов строится h, s -диаграмма для воды и водяного пара. Эта диаграмма наглядно отображает изменение состояния рабочего тела (пара) в турбине.

Процесс расширения пара для выбранной турбины строится в h, s -координатах (прил. 7).

Для серийных отечественных турбин процесс расширения может быть выполнен с привлечением справочных данных, также можно воспользоваться результатами исследований тепловых схем турбоустановок. Приведенные справочные данные соответствуют режиму работы при номинальном расходе пара через стопорные клапаны турбоустановки D_0 , ее номинальной мощности N_0 и номинальных начальных параметрах пара p_0, t_0 .

Исходными данными, необходимыми для построения, являются: давление свежего пара p_0 , его температура t_0 , конечное давление пара p_k , значение внутреннего относительного КПД турбоустановки η_{oi} либо значения параметров пара по регенеративным отборам турбины p_i, t_i . При построении процесса расширения учитываем потери давления перед стопорным и регулирующим клапанами 3–5 % p_0 , а также в пароперепускных трубах перед цилиндрами турбины 1–3 % p_i .

Для наглядности и удобства целесообразно на изображение процесса расширения пара в h, s -координатах нанести не только значения энтальпий пара в узловых точках тепловой схемы турбоустановки, но и обозначить потоки отбираемого в них пара на регенерацию и другие нужды.

Рассмотрим построение процесса расширения пара на примере турбоустановки ПТ-135/165-130/15. Для построения процесса расширения составляем таблицу параметров пара в точках процесса расширения. Для этого воспользуемся справочными данными [13, 14] или прил. 8 и 3.

Начальные параметры свежего пара $p_0 = 130 \text{ кгс/см}^2 = 12,75 \text{ МПа}$, $t_0 = 555 \text{ }^\circ\text{C}$, конечное давление (давление отработанного пара) $p_k = 0,00343 \text{ МПа}$. Турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для регенеративного подогрева питательной воды и основного конденсата в подогревателях высокого давления (ПВД), подогревателях низкого давления (ПНД) и деаэраторе.

Таблица 5.1

Значения основных параметров пара в регенеративных отборах турбины ПТ-135/165-130/15 на номинальном режиме

Номер регенеративного отбора	Подогреватель	Давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С
I	ПВД 7	3,335 (34,0)	375
II	ПВД 6	2,236 (22,8)	325
III	ПВД 5	1,47 (15,0)	275
	Деаэратор	1,47 (15,0)	275
IV	ПНД 4	0,5 (5,1)	167
V	ПНД 3	0,24 (2,5)	127
VI	ПНД 2	0,078 (0,8)	–
VII	ПНД 1	0,019 (0,2)	–

Построение процесса расширения начинается в точке 0 (состояние пара перед стопорным клапаном турбины) и заканчивается в точке K_T или K_K (в зависимости от режима работы турбоустановки – теплофикационного либо конденсационного).

Точка 0. Начальная точка 0 соответствует начальным параметрам (p_0, t_0). По таблицам определяем энтальпию пара в этой точке

$$p_0 = 12,75 \text{ МПа};$$

$$t_0 = 555 \text{ °С};$$

$$h_0 = 3487,013 \text{ кДж/кг}.$$

Точка 0' (вход пара в ЦВД). В регулирующих клапанах происходит дросселирование пара до состояния 0'. Процесс идет при постоянной энтальпии. Принимаем снижение давления Δp 3 % от начального. Тогда параметры пара в т. 0'

$$p_0' = (1 - 0,03)p_0 = (1 - 0,03) \cdot 12,75 = 12,37 \text{ МПа};$$

$$t_0' = 553,5 \text{ °С}; h_0 = 3487,013 \text{ кДж/кг}.$$

Точка 1. Первый регенеративный отбор (пар из отбора турбины идет на подогреватель высокого давления ПВД 7) соответствует параметрам p_1, t_1 . По таблицам определяем энтальпию пара в этой точке

$$p_1 = 3,335 \text{ МПа};$$

$$t_1 = 375^\circ\text{C};$$

$$h_1 = 3159,6 \text{ кДж/кг.}$$

Точка 2. Второй регенеративный отбор (пар из отбора турбины идет на подогреватель высокого давления ПВД 6) соответствует параметрам p_2, t_2 . По таблицам определяем энтальпию пара в этой точке

$$p_2 = 2,236 \text{ МПа};$$

$$t_2 = 325^\circ\text{C};$$

$$h_2 = 3070,7 \text{ кДж/кг.}$$

Точка 3 (выход пара из ЦВД). При выходе пара из ЦВД поток делится на три части: третий регенеративный отбор (пар из отбора турбины идет на подогреватель высокого давления ПВД 5), отбор пара на деаэратор (Д) и регулируемый производственный отбор (П-отбор). Все параметры пара соответствуют третьему регенеративному отбору (p_3, t_3). По таблицам находится значение энтальпии пара в этой точке

$$p_3 = 1,47 \text{ МПа};$$

$$t_3 = 275^\circ\text{C};$$

$$h_3 = 2983,3 \text{ кДж/кг.}$$

Точка 3' (вход пара в ЦНД). При переходе пара из ЦВД в ЦНД имеются потери давления в перепускных трубах, принимаем эти потери 1,5 %. Находим давление

$$p_3' = (1 - 0,015)p_3 = (1 - 0,015) \cdot 1,47 = 1,448 \text{ МПа};$$

параметры пара в точке 3' (процесс идет при постоянной энтальпии)

$$h_{3'} = h_3 = 2983,3 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{0'} = 274,8^\circ\text{C}.$$

Точка 4. Четвертый регенеративный отбор (пар из отбора турбины идет на подогреватель низкого давления ПНД 4) соответствует параметрам p_4 , t_4 . По таблицам определяем энтальпию пара в этой точке

$$p_4 = 0,5 \text{ МПа};$$

$$t_4 = 167^\circ\text{C};$$

$$h_4 = 2784 \text{ кДж/кг}.$$

Точка 5. Пятый регенеративный отбор соответствует параметрам p_5 , t_5 . По таблицам определяем энтальпию пара в этой точке

$$p_5 = 0,24 \text{ МПа};$$

$$t_5 = 127^\circ\text{C};$$

$$h_5 = 2666,1 \text{ кДж/кг}.$$

Точка 6. Шестой регенеративный отбор (верхний Т-отбор) соответствует параметрам p_6 , t_6 . В данном случае пар из отбора турбины делится на два потока: один идет на подогреватель низкого давления ПНД 6, второй – на верхний сетевой подогреватель ПСВ. По таблицам определяем энтальпию пара в этой точке:

$$p_6 = 0,078 \text{ МПа};$$

$$t_6 = 92,9^\circ\text{C};$$

$$h_6 = 2502,1 \text{ кДж/кг}.$$

Точка 7. Седьмой регенеративный отбор (нижний Т-отбор) соответствует параметрам p_7 , t_7 . Пар из отбора турбины делится на два

потока: один идет на подогреватель низкого давления ПНД 7, второй – на нижний сетевой подогреватель ПСН

$$p_7 = 0,019 \text{ МПа};$$

$$t_7 = 58,95 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$h_7 = 2319,6 \text{ кДж/кг.}$$

Точка K_T (вход в конденсатор). Считаем, что турбина работает в теплофикационном режиме с закрытой поворотной диафрагмой и с вентиляционным пропуском пара в конденсатор. Давление в конденсаторе принимаем $p_k = 0,00343$ МПа. Температура отработанного пара составляет $t_k = 25\text{--}30$ °С. Принимаем конечную температуру $t_k = 26$ °С. Тогда параметры в точке K_T

$$P_k = 0,00343 \text{ МПа};$$

$$t_T = 26^\circ\text{C};$$

$$h_T = 2319,6 \text{ кДж/кг};$$

$$x_T = 0,906.$$

Точка K_K (вход в конденсатор). Считаем, что турбина работает в конденсационном режиме с отключенными теплофикационными нижним и верхним отбором, полностью открытой поворотной диафрагмой и пропуском пара в конденсатор. Тогда параметры в точке K'_k :

$$P_k = 0,00343 \text{ МПа};$$

$$t_k = 26 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$h_k = 2146,8 \text{ кДж/кг};$$

$$x_k = 0,835.$$

Далее составляется таблица уточненных параметров пара в отборах турбины с учетом потерь (табл. 5.2).

Таблица 5.2

Уточненные параметры пара в отборах турбины

Точки процесса	Давление, МПа	Температура, °С	Энтальпия, кДж/кг	Степень сухости пара
0	12,75	555	3487,0	1
0'	12,37	553,5	3487,0	1
1	3,335	371,5	3159,6	1
2	2,236	322,8	3070,7	1
3	1,47	275,1	2983,3	1
3'	1,448	274,8	2983,3	1
4	0,5	167	2784,1	1
5	0,24	126,1	2666,1	0,978
6	0,78	92,9	2502,1	0,929
7	0,019	58,95	2319,6	0,878
K_r	0,00343	26,33	2319,6	0,906
K_k	0,00343	26,33	2146,8	0,835

Далее наносим все точки на h, s -диаграмму, соединяем их линией и получаем линию процесса расширения пара в турбине (рис. 5.1).

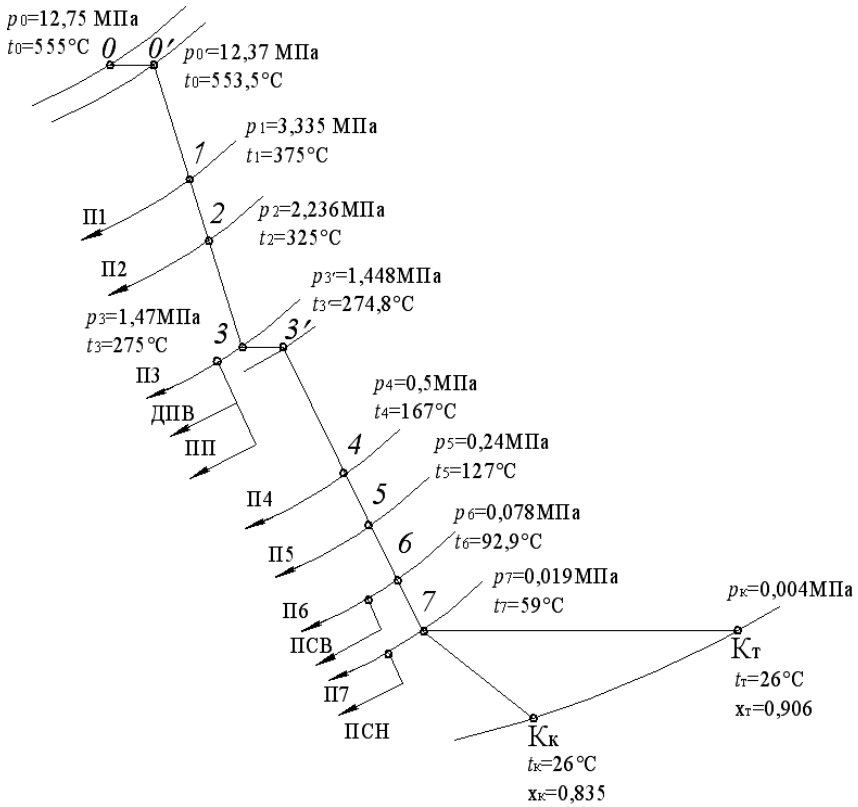


Рис. 5.1. Процесс расширения пара в h, s -координатах в турбине ПТ-135/165-130/15

6. РАСЧЕТ И ВЫБОР СЕТЕВОЙ УСТАНОВКИ

Сетевая установка предназначена для подогрева воды систем теплоснабжения (сетевой воды) паром, регулируемых теплофикационных отборов. В ее состав входят подогреватели сетевой воды, сетевые насосы и пиковые водогрейные котлы.

Вода в подающей магистрали называется прямой, вода, возвращаемая от теплового потребителя, – обратной.

В соответствии с изменением температуры наружного воздуха отпуск теплоты регулируется за счет изменения температуры прямой сетевой воды. Изменение температур прямой и обратной сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха называется температурным графиком тепловой сети. Ему соответствует определенная зависимость изменения расхода сетевой воды в прямой и обратной магистрали.

В настоящее время для ТЭЦ, работающих на органическом топливе, наиболее распространенным является температурный график с максимальной температурой прямой сетевой воды $150\text{ }^{\circ}\text{C}$, так называемый график $150/70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температурные графики с более высокими максимальными температурами (180, 200) имеют преимущество при транспортировке теплоты на большие расстояния. В последнее время в целях соблюдения режима экономии топлива в отопительный сезон температуру прямой сетевой воды от теплоисточников выдерживать по температурному графику не выше $120/70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Расчет сетевых подогревателей включает определение расхода пара на подогреватели при максимальной тепловой нагрузке выбранной турбины. Отпуск тепла на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение обычно производится по базовому температурному графику подогрева сетевой воды $150/70$, где 150 и $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ соответственно температура прямой $t_{\text{пс}}$ и обратной $t_{\text{ос}}$ (возвращаемой на ТЭЦ) сетевой воды.

При наличии нагрузки на горячее водоснабжение $t_{\text{ос}}$ снижается на величину $\approx 80Q_{\text{ГВ}} / Q_{\text{Т}}$. Температурный перепад для нагрева сетевой воды на ТЭЦ оценивается как $\Delta t_{\text{св}} = t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}}$. Распределение $\Delta t_{\text{св}}$ между подогревателями турбины СП1, СП2 и ПВК производится по величине $\alpha_{\text{т}}$, то есть подогрев сетевой воды за счет отпус-

каемого тепла из отборов турбины $\Delta t_{\text{св}}^{\text{турб}}$ составляет $\Delta t_{\text{св}} \alpha_T$. При двухступенчатой схеме подогрева (рис. 6.1) $\Delta t_{\text{св}}^{\text{турб}}$ делится поровну между подогревателями СП1 и СП2.

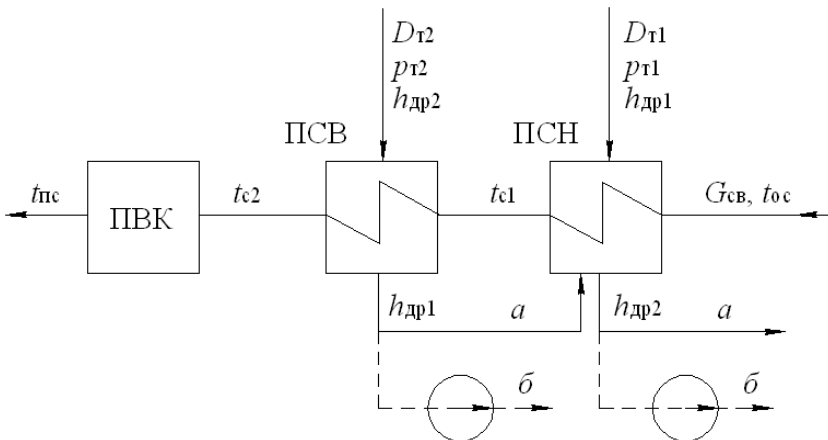


Рис. 6.1. Двухступенчатая схема сетевого подогрева

Расход сетевой воды проходящей через систему

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{T}}^{\text{турб}}}{c_p (t_{\text{с2}} - t_{\text{ос}}) \eta_{\text{сп}}}, \text{ кг/с}, \quad (6.1)$$

где $Q_{\text{T}}^{\text{турб}}$ – номинальная нагрузка теплофикационных отборов турбины, кВт;

c_p – теплоемкость воды при постоянном давлении, $c_p = 4,187 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°C}$;

$t_{\text{с2}}$ – температура воды на входе водогрейного котла;

$t_{\text{ос}}$ – температура обратной сетевой воды;

$\eta_{\text{сп}}$ – КПД подогревателей, $\eta_{\text{сп}} = 0,99$.

Затем, используя построенный процесс расширения пара в турбине (см. рис. 5.1), по P_{T1} и P_{T2} находятся энтальпии пара в отборах h_1 и h_2 . Предварительно P_{T1} и P_{T2} определяются по температурам насыщения греющего пара $t_{\text{н1}} = t_{\text{с1}} + \delta t_1$ и $t_{\text{н2}} = t_{\text{с2}} + \delta t_2$ соответ-

венно в подогревателях СП1 и СП2, пользуясь таблицей насыщения по температурам [12], где δt_1 и δt_2 – недогрев в подогревателях СП1 и СП2, принимается соответственно 4–6 °С и 3–5 °С. Тепло отпущаемое каждым из подогревателей и расход пара на них $D_{т1}$ и $D_{т2}$ (кг/с) определяются из уравнений тепловых балансов (рис. 6.1, а):

$$\text{СП1: } G_{\text{св}}(t_{\text{с1}} - t_{\text{ос}})c_p = D_{\text{т1}}(h_1 - h_{\text{др1}})\eta_{\text{сп}} + D_{\text{т2}}(h_{\text{др2}} - h_{\text{др1}})\eta_{\text{сп}}; \quad (6.2)$$

$$\text{СП2: } G_{\text{св}}(t_{\text{с2}} - t_{\text{с1}})c_p = D_{\text{т2}}(h_2 - h_{\text{др2}})\eta_{\text{сп}}, \quad (6.3)$$

где $h_{\text{др1}}$ и $h_{\text{др2}}$ – энтальпии конденсата пара, поступающего соответственно в СП1 и СП2, находится из таблиц насыщения [7];

$t_{\text{с1}}$ – температура воды на входе в СП2.

Сетевые подогреватели выбираются по величине их поверхности F (прил. 9 табл. П9.1, П9.2), которая определяется для каждого подогревателя по формуле

$$F = \frac{c_p G_{\text{св}} \Delta t_c}{k \Delta t_{\text{ср}}} \cdot 10^3, \text{ м}^2, \quad (6.4)$$

где Δt_c – подогрев воды в каждом подогревателе, °С;

k – коэффициент теплопередачи, равный 3500–3900 Вт/м² · °С;

$\Delta t_{\text{ср}}$ – средняя разность температур греющей и нагреваемой среды

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{\Delta t_c}{2,3 \lg \frac{\Delta t_c + \delta t_c}{\delta t_c}}, \text{ °С}, \quad (6.5)$$

где δt_c – недогрев в подогревателях.

В обозначение типоразмера сетевого подогревателя должны входить:

- площадь поверхности теплообмена, м²;
- рабочее избыточное давление в паровом пространстве кгс/см²;

- рабочее избыточное давление в водяном пространстве кгс/см²;
- модификация аппарата (обозначаются римскими цифрами).

Тип сетевого подогревателя обозначается буквами В (вертикальный) и Г (горизонтальный).

Примеры условных обозначений сетевых подогревателей:

ПСВ-90-7-15 подогреватель сетевой вертикальный с поверхностью теплообмена 90 м², рабочим избыточным давлением в паровом пространстве 7 кгс/см², рабочим избыточным давлением в водяном пространстве 15 кгс/см²;

ПСГ-800-3-8-I подогреватель сетевой горизонтальный с поверхностью теплообмена 800 м², рабочим избыточным давлением в паровом пространстве 3 кгс/см², рабочим избыточным давлением в водяном пространстве 8 кгс/см², первой модификации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. – 7-е изд., стереотип. – Москва: Издательство МЭИ, 2001. – 478 с.
2. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: ГОСТ 12.1.005–88. – Москва: Стандартинформ, 2006. – 48 с.
3. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещении: ГОСТ 30494–2011. – Москва: Стандартинформ, 2013. – 16 с.
4. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: справочник / под общ. ред. А. В. Клименко и В. М. Зорина. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2007. – 632 с. – Кн. 4: Теплоэнергетика и теплотехника.
5. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: СНБ 4.02.01–2003. – Минск: Минстройархитектуры, 2004. – 76 с.
6. Тепловые сети. Строительные нормы проектирования: ТКП 45-4.02-182–2009. – Минск: Минстройархитектуры, 2010. – 51 с.
7. Строительная климатология: СНБ 2.04.02–2000. – Минск: Минстройархитектуры, 2001. – 40 с.
8. Тепловые сети: СП 124.13330–2012 (СНиП 41.02–2003*). – Москва: Минрегион России, 2012. – 74 с.
9. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: справочник / под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – Москва: Энергоатомиздат, 1991. – 588 с. – Кн. 4: Теплоэнергетика и теплотехника.
10. Системы внутреннего водоснабжения зданий: ТКП 45-4.01-52–2007. – Минск: Минстройархитектуры, 2008. – 47 с.
11. Строительная климатология: СП 131.13330–2012 (СНиП 23.01–99*). – Москва: Минрегион России, 2012. – 115 с.
12. Ривкин, С. Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александрович. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.
13. Тепловые и атомные электрические станции: справочное пособие / под общ. ред. А. В. Клименко и В. М. Зорина. – 4-е изд., стереотип. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2007. – Кн. 3: Теплоэнергетика и теплотехника.
14. Тепловые электрические станции (Паротурбинные энергетические установки ТЭС): справочное пособие / Е. А. Бойко [и др.]. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 152 с.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Тепловые электрические станции»

КУРСОВАЯ РАБОТА ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«(дисциплина указывается в зависимости от специальности)»

Тема работы: «Расчет тепловых нагрузок и выбор варианта энергоснабжения промышленно-жилого района»

Автор работы

студент гр. _____ (число и подпись) _____
№ группы *инициалы, фамилия*

Руководитель работы

_____ (число и подпись) _____
должность, уч. степень, уч. звание *инициалы, фамилия*

Минск 2018

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Таблица П2.1

Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура, °С					Относительная влажность, %		Скорость движения, м/с	
		оптимальная	допустимая				оптимальная	допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных	оптимальная не более	допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных
			верхняя граница	нижняя граница						
			на рабочих местах							
постоянных	непостоянных	постоянных	непостоянных							
Холодный	легкая Ia	22–24	25	26	21	18	40–60	75	0,1	не более 0,1
	легкая Ib	21–23	24	25	20	17	40–60	75	0,1	не более 0,2
	средней тяжести IIa	18–20	23	24	17	15	40–60	75	0,2	не более 0,3
	средней тяжести IIa	17–19	21	23	15	13	40–60	75	0,2	не более 0,4
	тяжелая III	16–18	19	20	13	12	40–60	75	0,3	не более 0,5
Теплый	легкая Ia	23–25	28	30	22	20	40–60	55 (при 28°)	0,1	0,1–0,2
	легкая Ib	22–24	28	30	21	19	40–60	60 (при 27°)	0,2	0,1–0,3
	средней тяжести IIa	21–23	27	19	18	17	40–60	65 (при 26°)	0,3	0,2–0,4
	средней тяжести IIa	20–2	27	29	16	15	40–60	70 (при 25°)	0,3	0,2–0,5
	тяжелая III	18–20	26	28	15	13	40–60	75 (при 24° и ниже)	0,4	0,2–0,6

Таблица П2.2

Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в обслуживаемой зоне помещений жилых зданий и общежитий

Период года	Наименование помещения	Температура воздуха, °С		Результирующая температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая, не более	оптимальная, не более	допустимая, не более
Холодный	Жилая комната	20–22	18–24 (20–24)	19–20	17–23 (19–23)	45–30	60	0,15	0,2
	То же, в районах с температурой наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) –31 °С и ниже	21–23	20–24 (22–24)	20–22	19–23 (21–23)	45–30	60	0,15	0,2
	Кухня	19–21	18–26	18–20	17–25	НН*	НН	0,15	0,2
	Туалет	19–21	18–26	18–20	17–25	НН	НН	0,15	0,2
	Ванная, совмещенный санузел	24–26	18–26	23–27	17–26	НН	НН	0,15	0,2
	Помещения для отдыха и учебных занятий	20–22	18–24	19–21	17–23	45–30	60	0,15	0,2
	Межквартирный коридор	18–20	16–22	17–19	15–21	45–30	60	0,15	0,2
	Вестибюль, лестничная клетка	16–18	14–20	15–17	13–19	НН	НН	0,2	0,3
Кладовые	16–18	12–22	15–17	11–21	НН	НН	НН	НН	
Теплый	Жилая комната	22–25	20–28	22–24	18–27	60–30	65	0,2	0,3

* НН – не нормируется

Примечание. Значения в скобках относятся к домам для престарелых и инвалидов.

Таблица П2.3

Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в обслуживаемой зоне общественных зданий

Период года	Наименование помещения или категория	Температура воздуха, °С		Результирующая температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая, не более	оптимальная, не более	допустимая, не более
Холодный	1 категория	20–22	18–24	19–20	17–23	45–30	60	0,2	0,3
	2"	19–21	18–23	18–20	17–22	45–30	60	0,2	0,3
	3а"	20–21	19–23	19–20	19–22	45–30	60	0,2	0,3
	3б"	14–16	12–17	13–15	13–16	45–30	60	0,2	0,3
	3в"	18–20	16–22	17–20	15–21	45–30	60	0,2	0,3
	4"	17–19	15–21	16–18	14–20	45–30	60	0,2	0,3
	5"	20–22	20–24	19–21	19–23	45–30	60	0,15	0,2
	6"	16–18	14–20	15–17	13–19	НН*	НН	НН	НН
	Ванные, душевые	24–26	18–28	23–25	17–27	НН	НН	0,15	0,2
Теплый	Помещения с постоянным пребыванием людей	23–25	18–28	22–24	19–27	60–30	65	0,3	0,5

* НН – не нормируется

Таблица П2.4

Климатические данные некоторых городов

Город	Продолжительность отопительного периода n , сут	Отопительный период			Средняя температура самого холодного месяца, °С
		Температура воздуха, °С			
		расчетная для проектирования		средняя отопительного периода, $t_{н,ср}$	
		отопления $t_{н,от}$	вентиляции $t_{н,в}$		
Архангельск	253	-31	-19	-4,4	-12,5
Астрахань	167	-23	-8	-1,2	-6,8
Баку	119	-4	+1	+1,5	+3,8
Брянск	205	-26	-13	-2,6	-8,5
Вильнюс	194	-23	-9	-2,3	-5,5
Владивосток	196	-24	-16	-4,8	-14,4
Воронеж	199	-26	-14	-3,1	-9,3
Екатеринбург	230	-35	-20	-6,0	-15,3
Иркутск	240	-36	-25	-8,5	-20,9
Казань	215	-32	-18	-5,2	-13,5
Киев	187	-21	-10	-1,1	-5,0
Кишинев	166	-15	-7	+0,6	-3,5
Красноярск	234	-40	-22	-7,1	-17,1
Львов	183	-19	-7	+0,3	-3,9
Минск	203	-24	-10	-1,2	-6,9
Москва	214	-28	-14	-3,1	-9,4
Мурманск	275	-27	-18	-3,2	-10,1
Новосибирск	230	-39	-24	-8,7	-19
Одесса	165	-17	-6	+1,0	-2,5
Омск	221	-37	-23	-8,4	-19,2
Рига	205	-20	-9	-0,6	-5,0
Ростов-на-Дону	171	-22	-8	-0,6	-5,7
Рязань	208	-27	-16	-3,5	-11,1
Санкт-Петербург	220	-26	-11	-1,8	-7,9
Саратов	196	-27	-16	-4,3	-11,9
Смоленск	215	-26	-13	-2,4	-8,6
Таллинн	221	-21	-9	-0,8	-5,5
Ташкент	130	-15	-6	+2,4	-18,5
Тбилиси	152	-7	0	+4,2	+0,9
Тула	207	-27	-14	-3,0	-10,1
Тюмень	225	-38	-21	-7,2	-16,6
Уфа	213	-35	-19	-5,9	-14,1
Харьков	189	-23	-11	-2,1	-7,3
Челябинск	218	-34	-20	-6,5	-15,0
Чита	242	-38	-30	-11,4	-26,6

Таблица П2.5

Число часов за отопительный период со среднесуточной температурой наружного воздуха, равной и ниже данной

Город	Температура наружного воздуха, °С										
	-45	-40	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	+8
Архангельск	–	1	10	48	150	380	820	1580	2670	4300	6072
Астрахань	–	–	–	3	32	114	291	601	1238	2460	4008
Баку	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2680
Брянск	–	–	–	2	17	89	356	870	1730	3210	4920
Вильнюс	–	–	–	–	3	23	130	415	1040	2930	4650
Владивосток	–	–	–	–	2	91	518	1350	2210	3320	4704
Воронеж	–	–	–	7	34	144	470	1020	1850	3380	4776
Екатеринбург	–	1	11	54	198	494	1070	1980	3020	4000	5520
Иркутск	–	7	58	172	458	864	1730	2600	3300	4320	5760
Казань	–	–	1	20	117	328	790	1520	2480	3800	5160
Киев	–	–	–	1	5	36	166	502	1128	2352	4484
Кишинев	–	–	–	–	–	2	46	226	615	2140	3980
Красноярск	1	18	82	210	468	828	1360	2110	3000	4050	5616
Львов	–	–	–	–	1	7	40	210	705	2260	4400
Минск	–	–	–	4	19	71	232	635	1344	2745	4860
Москва	–	–	3	15	47	172	418	905	1734	3033	5136
Мурманск	–	–	–	6	38	135	452	1117	2276	4002	6600
Новосибирск	–	15	89	205	488	910	1550	2430	3290	4270	5520
Одесса	–	–	–	–	–	5	26	156	544	1950	3960
Омск	1	6	64	195	458	950	1660	2480	3310	4250	5304
Рига	–	–	–	–	2	17	94	362	935	2880	4950
Ростов-на-Дону	–	–	–	–	5	41	178	494	1130	2720	4104
Рязань	–	–	1	13	58	187	540	1170	2080	3620	4992
Санкт-Петербург	–	–	–	–	21	83	273	708	1533	2878	5280
Саратов	–	–	–	2	38	232	665	1320	2200	2570	4704
Смоленск	–	–	–	2	23	112	381	964	1852	3241	5160
Таллинн	–	–	–	–	1	19	136	453	1132	2439	5300
Ташкент	–	–	–	–	–	7	54	178	459	1206	3120
Тбилиси	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3650
Тула	–	–	2	10	24	70	206	456	2440	3500	4968
Тюмень	–	5	25	118	294	670	1270	2120	3050	4050	5400
Уфа	–	–	5	40	160	436	980	1780	2770	3900	5112
Харьков	–	–	–	1	10	55	254	656	1420	3060	4550
Челябинск	–	–	7	39	166	520	1110	1950	2930	2980	5232
Чита	–	22	146	478	1050	1800	2540	3160	3840	4400	5808

Таблица П2.6

Нормы расхода горячей воды для некоторых типов потребителей

Водопотребители		Норма расхода воды			
групповые	единичные	в сутки среднего водопотребления, л/сут		в сутки наибольшего водопотребления, л/сут	
		общая (в том числе горячей)	горячей	общая (в том числе горячей)	горячей
Жилые дома квартирного типа с централизованным горячим водоснабжением, оборудованные умывальниками, мойками с ваннами длиной от 1500 до 1700 мм, оборудованными душами	Один житель	250	105	300	120
Жилые дома квартирного типа с централизованным горячим водоснабжением, оборудованные умывальниками, мойками и душами	Один житель	195	85	230	100
Жилые дома квартирного типа с централизованным горячим водоснабжением и повышенными требованиями к благоустройству	Один житель	360	115	400	130
Общежития с общими душевыми	Один житель	85	50	100	60
Поликлиники и амбулатории	Один больной в смену	13	5,2	15	6
Административные здания	Один работающий	12	5	16	7
Учебные заведения (в том числе высшие и средние специальные) с душевыми при гимнастических залах и буфетами, реализующими готовую продукцию	Один учащийся и один преподаватель	17,2	6	20	8
Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми, работающими на полуфабрикатах	Один учащийся и один преподаватель в смену	10	3	11,5	3,5
Парикмахерские	Одно рабочее место в смену	56	33	60	35

Окончание табл. ПЗ.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Пределы регулирования давления, МПа	2,8–3,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Нагрузка: производственная (номинальная), т/ч	–	–	–	–	118	118	–	–	–	–
Тепловая (номинальная), ГДж/ч (Гкал/ч)	–	398(95)	419(100)	377(90)	167(40)	670(160)	703(168)	733(175)	770(184)	787(188)
производственная (максимальная), т/ч	–	–	–	–	160	–	–	–	–	–
Тепловая максимальная), ГДж/ч (Гкал/ч)	446	418(100)	440(105)	377(90)	251(60)	670(177)	741(177)	770(184)	808(193)	825(197)
Давление отработанного пара, кПа	–	4,9	4,9	4,9	2,94	4,9	4,9	5,3	5,3	5,3
Номинальная температура подогрева питательной воды, °С	–	232	232	225	230	229	232	232	234	235

Основные технические характеристики турбин УТЗ большой мощности

Характеристика	Тип турбины										
	Р-100/105-130/15	Р-102/107-130/15-2	ПП-135/165-130/15	ПТ-140/165-130/15-2	ПТ-140/165-130/15-3	Т-175/210-130	Т-185/220-130-2	Т-250/300-240-2	Т-250/300-240-3	Т-255/305-240-5	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Мощность, кВт: номинальная максимальная	100 000 105 000	102 000 107 000	135 000 162 000	142 000 167 000	143 000 167 000	175 000 210 000	185 000 220 000	250 000 300 000	250 000 300 000	255 000 305 000	
Параметры свежего пара: давление, МПа температура, °С температура пром. перегрева, °С	12,8 565*	12,8 555*	12,8 565	12,8 555	12,8 555	12,8 555	12,8 555	23,5 540	23,5 540	23,5 540	
Расход свежего пара, т/ч: номинальный максимальный	760 760	785 810	739 760	788 810	788 810	745 760	786 810	955 980	955 980	980 1000	
Пределы регулирования давления в отборах, МПа: производственном верхнем отопительном нижнем отопительном	– – –	– – –	1,2–2,06 0,06–0,25 0,04–0,12	1,2–2,06 0,06–0,25 0,04–0,12	1,2–2,06 0,06–0,25 0,04–0,12	– 0,06–0,29 0,05–0,2	– 0,06–0,29 0,05–0,2	– 0,06–0,29 0,05–0,2	– 0,06–0,29 0,05–0,15	– 0,06–0,20 0,05–0,15	

Окончание табл. ПЗ.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Пределы регулирования противодавления, МПа	1,2-2,06	1,2-2,06	-	-	-	-	-	-	-	-
Нагрузка: производственная (номинальная), т/ч	-	-	320	335	335	-	-	-	-	-
Тепловая (номинальная), ГДж/ч (Гкал/ч)	-	-	460(110)	480(115)	502(120)	1130(270)	1170(280)	1380(330)	1465(350)	1465(350)
производственная (максимальная), т/ч	-	-	390	500	500	-	-	-	-	-
Тепловая максимальная), ГДж/ч (Гкал/ч)	-	-	460(110)	586(140)	586(140)	1170(280)	1215(290)	1380(330)	1465(350)	1549(370)
Номинальный расход пара в противодавление, т/ч	650	670	-	-	-	-	-	-	-	-
Давление отработанного пара, кПа	-	-	3,4	3,4	3,4	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Номинальная температура подогрева питательной воды, °С	234	234	232	232	232	232	232	263	263	265

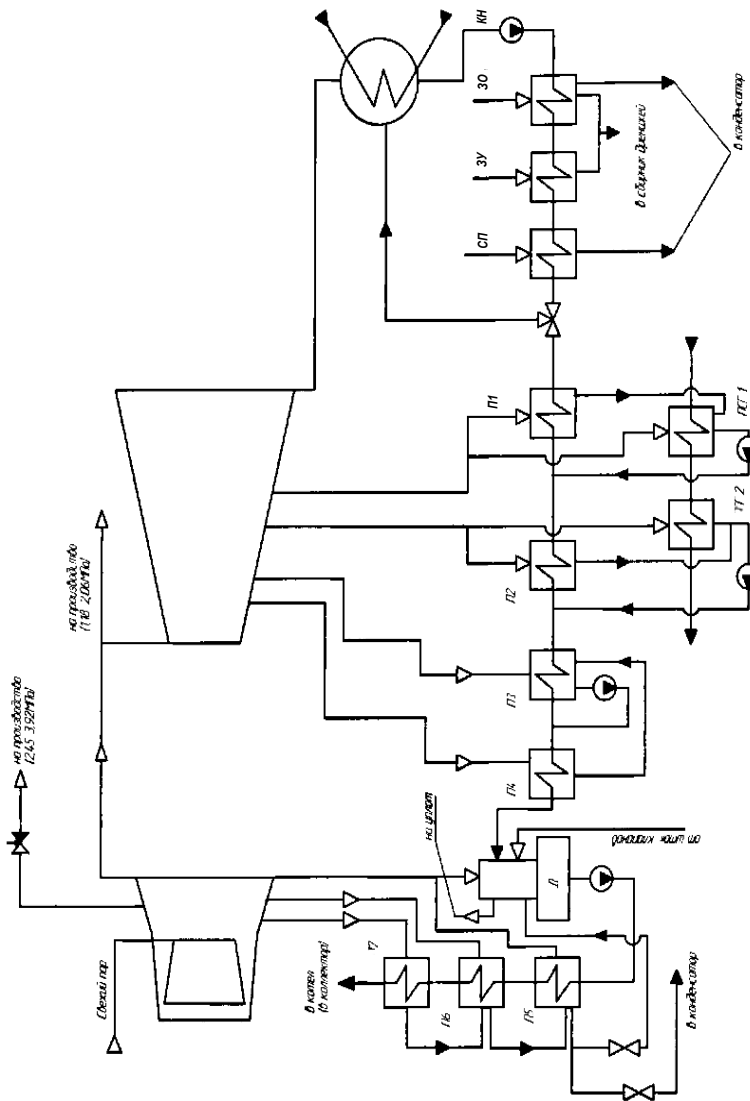


Рис. П4.1. Принципиальная тепловая схема турбоустановки с турбиной ПТ-140/165-130/15

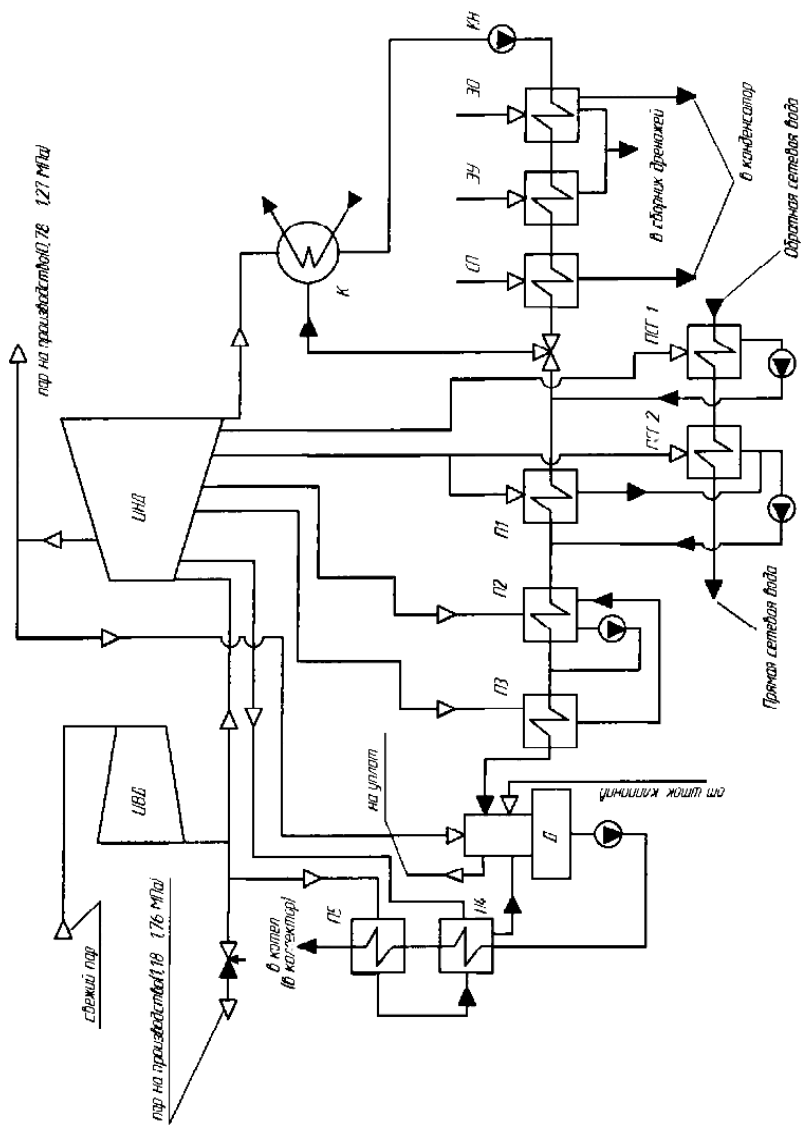


Рис. П4.2. Принципиальная тепловая схема турбоустановки с турбиной ПТ-90/110-130/10

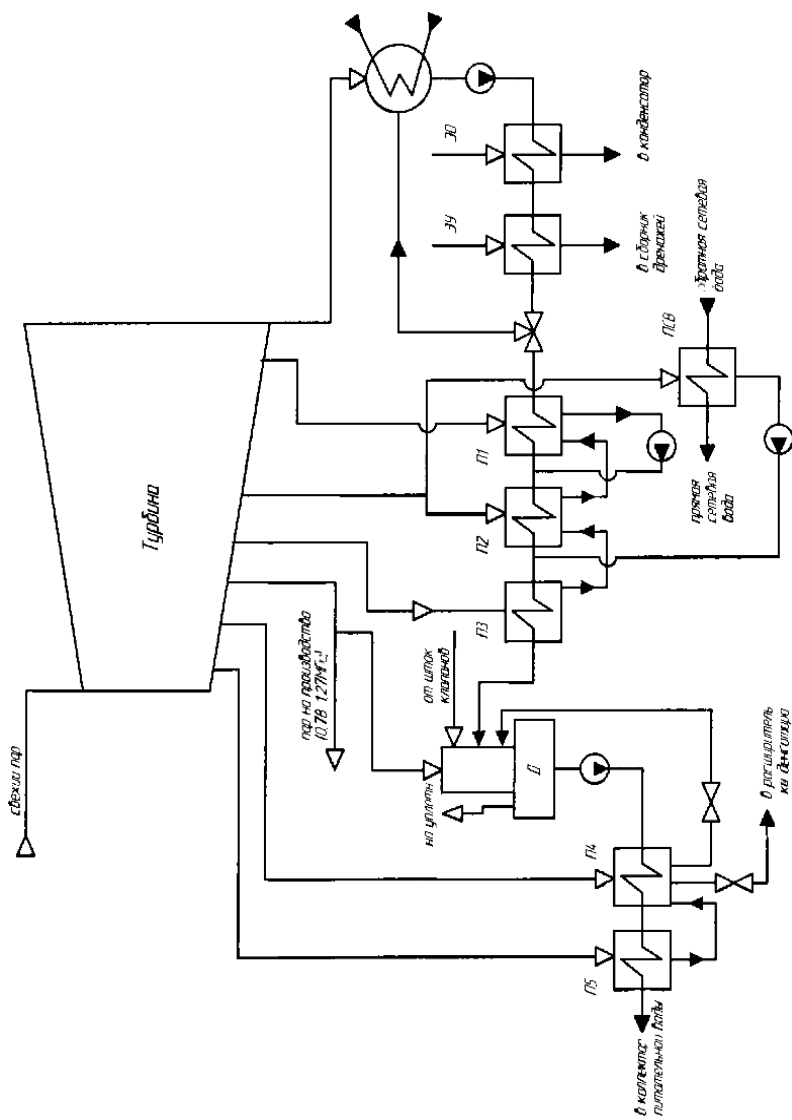


Рис. П4.3. Принципиальная тепловая схема турбоустановки с турбиной ПТ-30/35-90/10

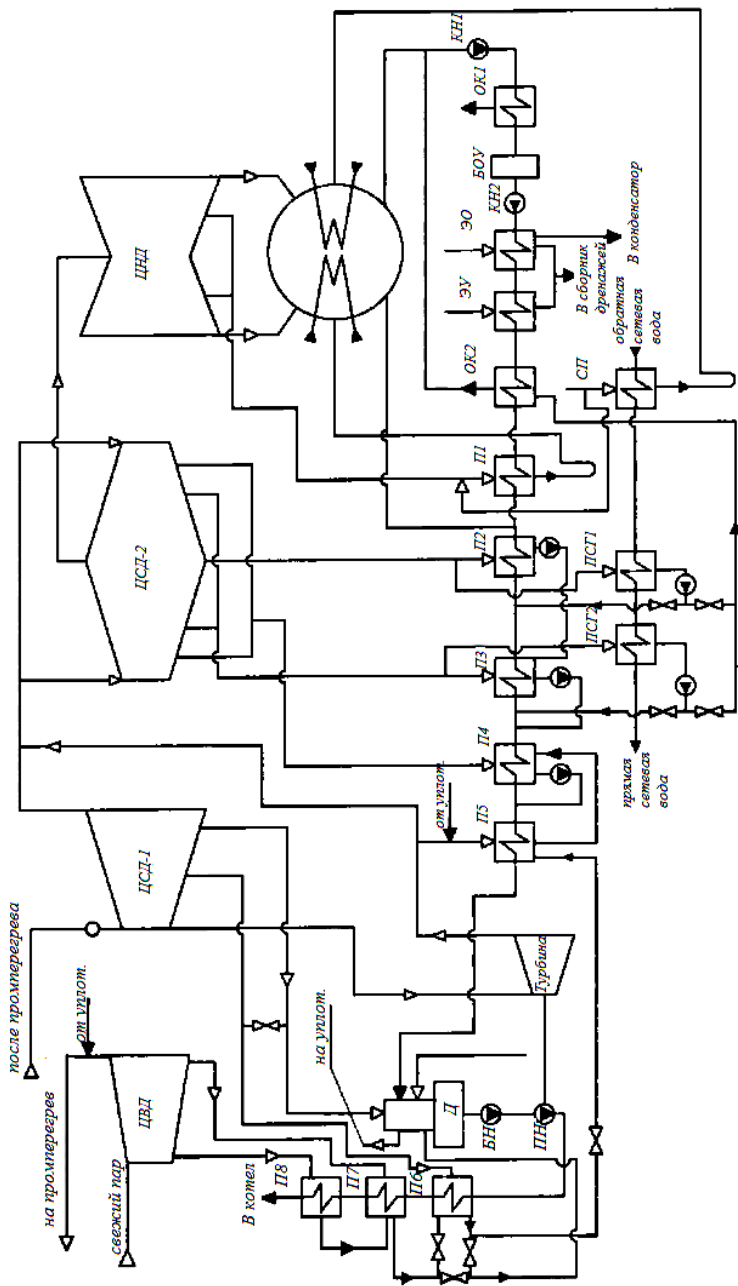


Рис. П4.4. Принципиальная тепловая схема турбоустановки с турбиной Т-255/305-240

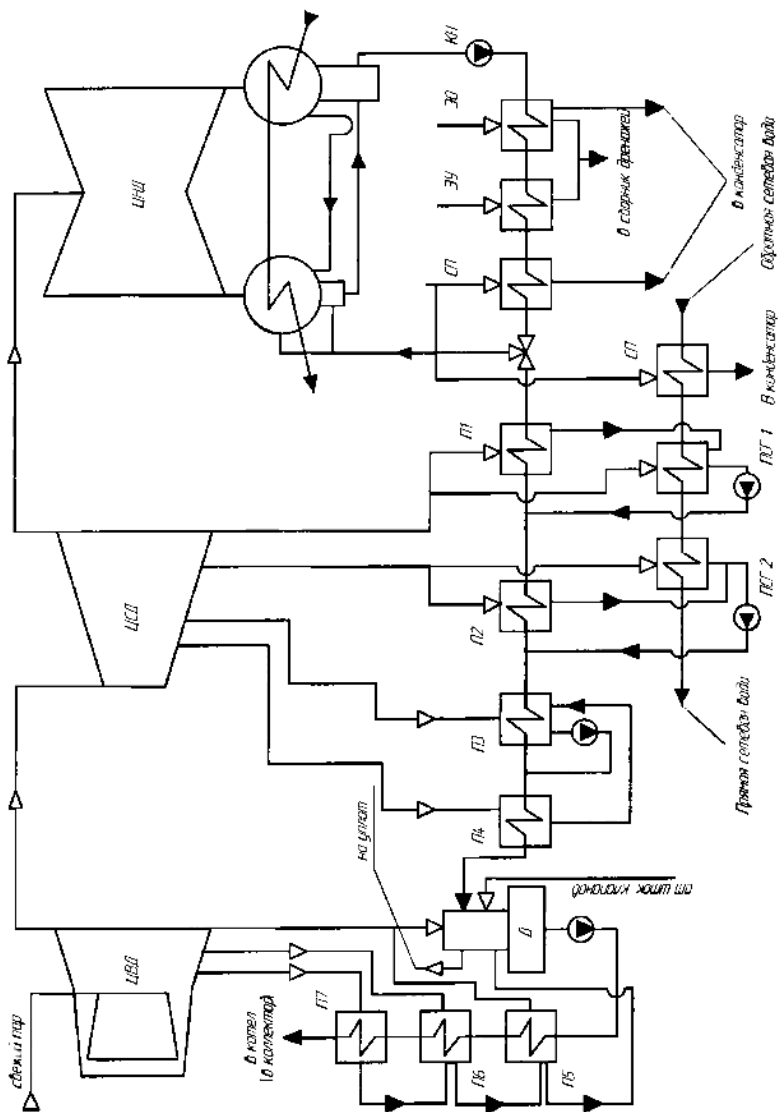


Рис. П4.5. Принципиальная тепловая схема турбоустановки с турбиной Т-185/220-130

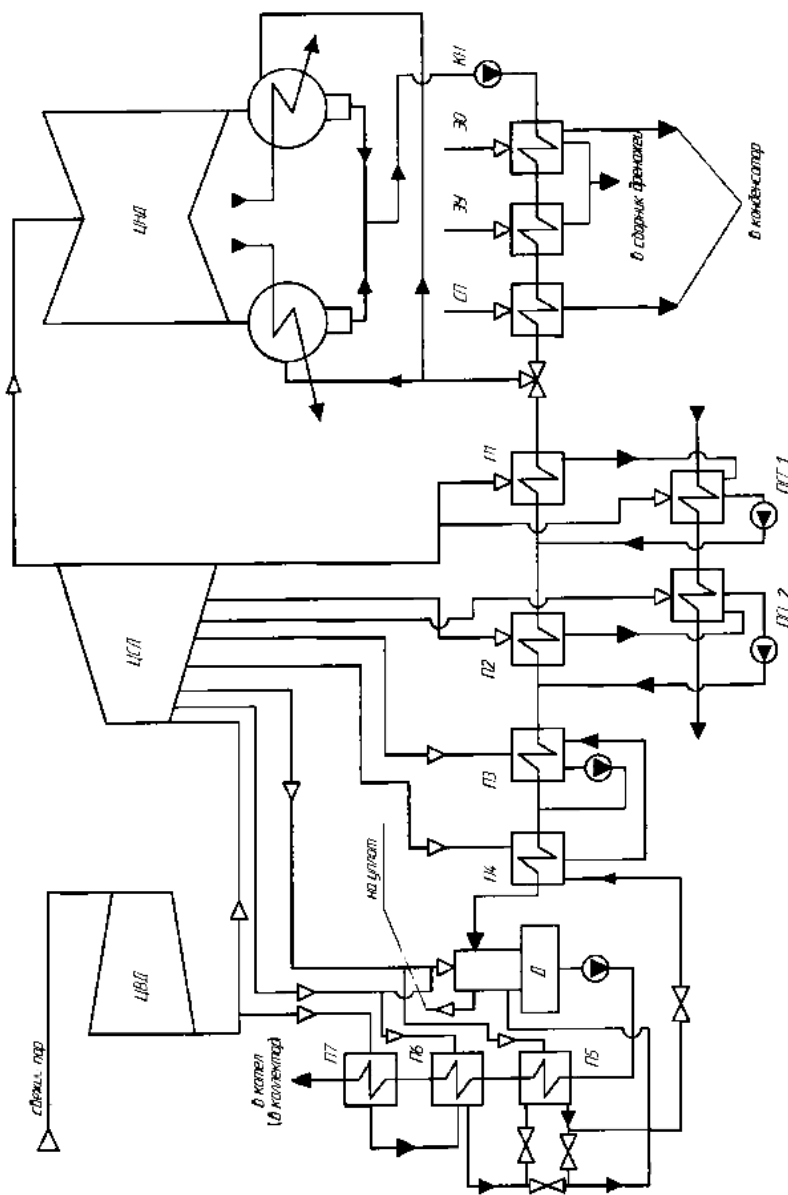


Рис. П4.6. Принципиальная тепловая схема турбоустановки с турбиной Т-110/120-130

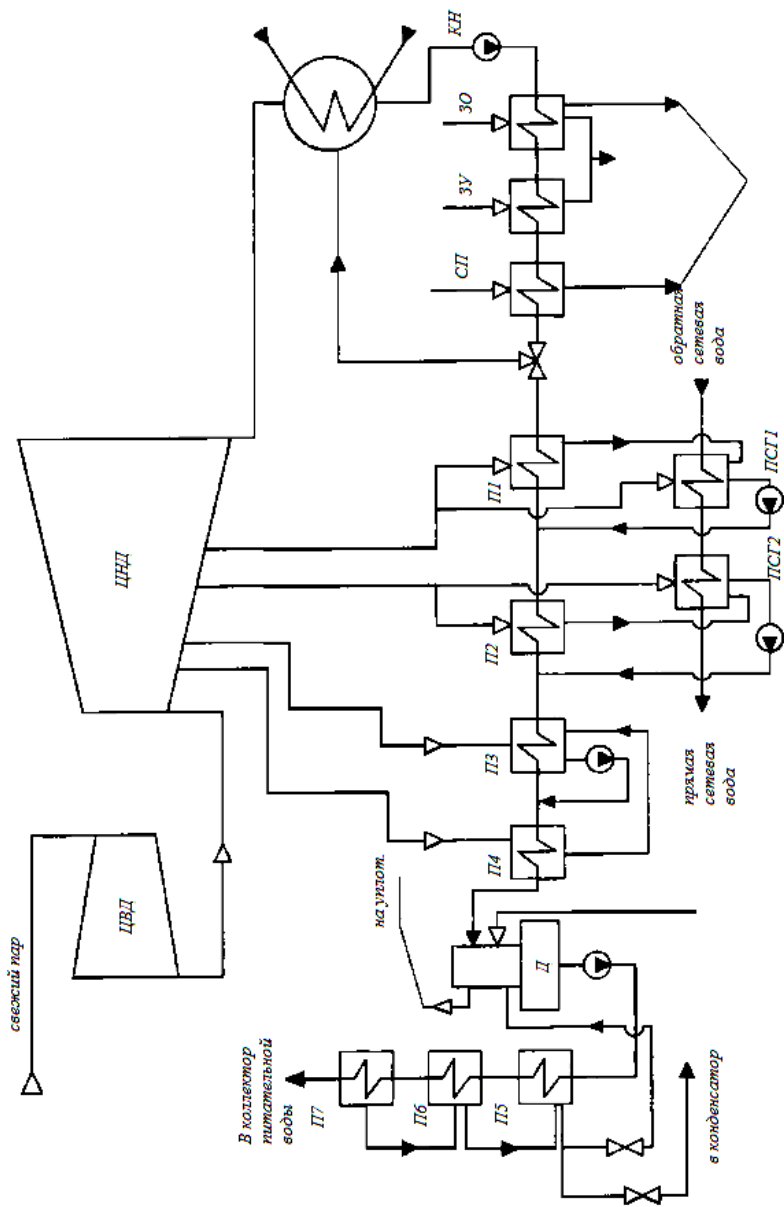


Рис. П4.7. Принципиальная тепловая схема турбоустановки с турбиной Т-60/65-130

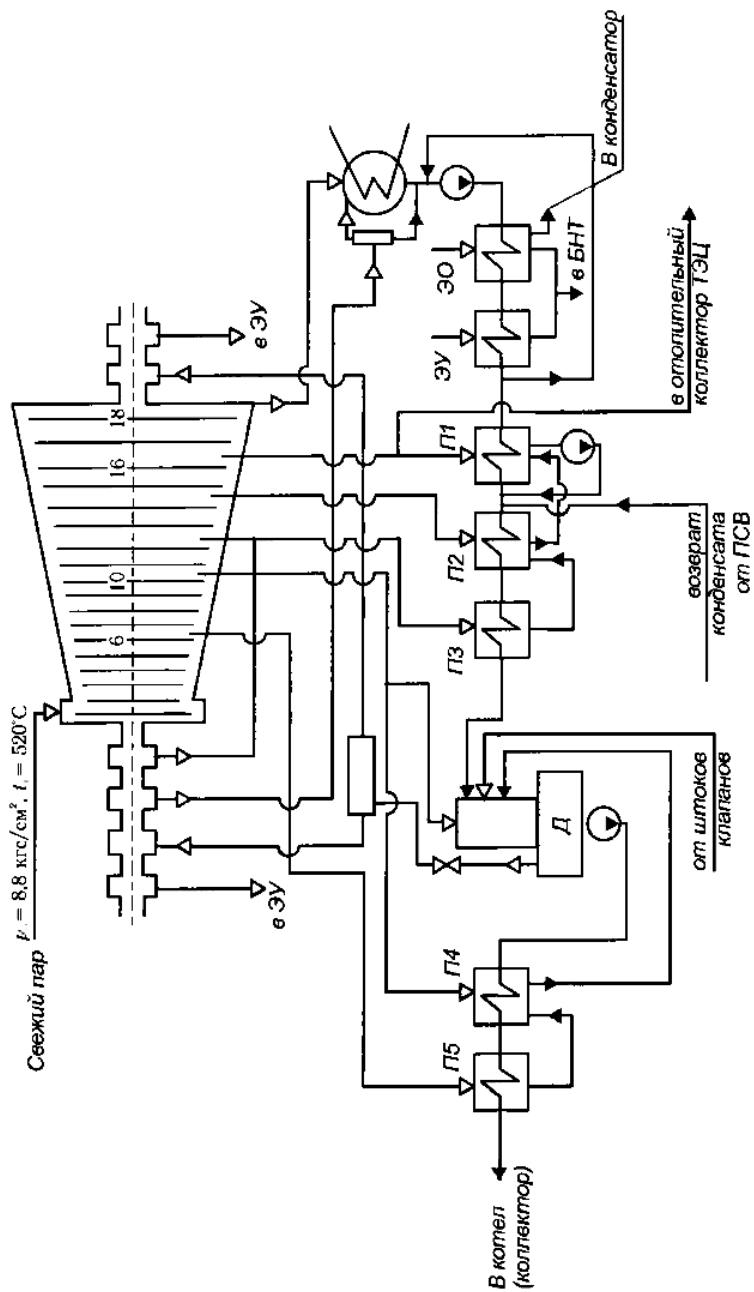


Рис. П4.8. Принципиальная тепловая схема турбоустановки с турбиной Т-50/65-8,8

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Таблица П.5.1

Обозначения условные графические. Элементы трубопроводов
(ГОСТ 2.784–96, ОСТ 108.001.105–77)

Наименование	Обозначение
Пар	
Пар свежий	
Пар промежуточного перегрева	
Пар производственного и теплофикационного отбора, противодавления	
Пар нерегулируемых отборов	
Вода	
Вода питательная	
Вода сырая, техническая, циркуляционная	
Конденсат	
Вода химоочищенная	
Дренаж	
Продувка непрерывная	
Продувка периодическая	
Вода сетевая	
Взаимное расположение трубопроводов, подвод и отвод среды	
Соединение трубопроводов	
Пересечение трубопроводов без соединения	
Конец трубопровода с заглушкой	
Подвод жидкости под давлением	
Слив жидкости из системы	
Подвод воздуха (газа) под давлением (без указания источника питания)	
Выпуск воздуха (газа) в атмосферу	

Примечание. Размеры условных обозначений стандарт не устанавливает.

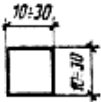
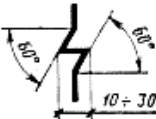


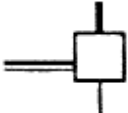
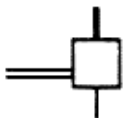
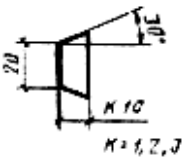
Таблица П.5.2





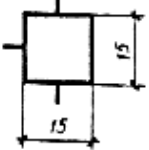
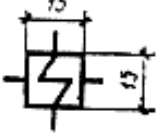
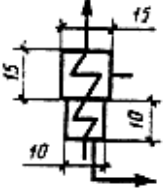
Обозначения условные графические. Арматура трубопроводная
(ГОСТ 2.785–70)

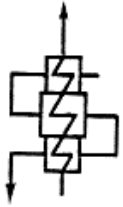
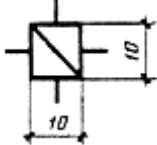
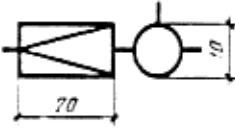
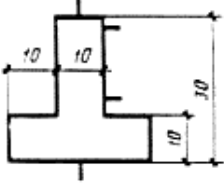

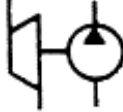
Наименование	Обозначение
Вентиль (клапан) запорный	
Проходной	
Угловой	
Вентиль (клапан) трехходовой	
Вентиль, клапан регулирующий	
Проходной	
Угловой	
Клапан обратный (клапан невозвратный)	
Проходной	
Угловой. <i>Примечание.</i> Движение рабочей среды через клапан должно быть направлено от белого треугольника к черному	
Клапан предохранительный	
Проходной	
Угловой	
Клапан дроссельный	
Клапан редукционный. <i>Примечание.</i> Вершина треугольника должна быть направлена в сторону повышенного давления	

Таблица П.5.3

Обозначения условные графические в схемах.
Оборудование энергетическое (ГОСТ 21.403–80)

Наименование	Обозначение
1	2
Котел паровой	
Пароперегреватель	
Котел с пароперегревателем	
Котел на твердом топливе с пароперегревателем	
Котел на газообразном топливе	
Котел на жидком топливе	
Турбина	



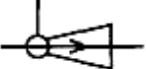
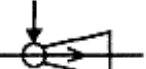

1	2
Турбина паровая. Цилиндр турбины однопоточный	
Турбина паровая с промежуточным перегревом	
Турбина паровая двухпоточная. Цилиндр турбины двухпоточный	
Конденсатор поверхностный	
Теплообменник смешивающий	
Подогреватель поверхностный (общее обозначение)	
Подогреватель с поверхностью нагрева для переохлаждения конденсата	

1	2
Подогреватель с поверхностью нагрева пароохладителя и переохладителя конденсата	
Испаритель турбоустановки	
Редукционно-охлаждающая установка (РОУ)	
Деаэратор (рабочее давление деаэратора проставляется в контурах бака)	
Потребитель тепла	
Турбонасос	

Примечание. Размеры условных графических обозначений указаны в миллиметрах.

Таблица П.5.4

Обозначения условные графические. Машины гидравлические и пневматические (ГОСТ 2.782–96).

<p>Насос нерегулируемый</p>	
<p>Насос регулируемый</p>	
<p>Насос струйный, общее обозначение</p>	
<p>Насос струйный с жидкостным внешним потоком</p>	
<p>Насос струйный газовым внешним потоком</p>	

Основные технические характеристики паровых котлов

Типоразмер котла в соответствии с ГОСТ 3619-89	Основные технические характеристики						КПД (брутто) $\eta_{к}^{\text{бр}}$, %
	Заводская маркировка	Завод-изготовитель	Номинальная паропроизводительность, т/ч	Давление острого пара на выходе, МПа	Температура острого пара на выходе, °С	КПД	
Е-160-4-440Г	П-95	ЗиО	160	4,0	440	92,0	
Е-210-9,8-540КТ	ОР-210М	ЗиО	210	9,8	540	94,3	
Е-420-13,8-560КТ	БКЗ-420-140	БКЗ	420	13,8	560	91,0	
Е-420-13,8-560ГМН4	БКЗ-420-140 ГМН	БКЗ	420	13,8	560	94,0	
Е-500-13,8-560КТ	ТПЕ-430	ТКЗ	500	13,8	560	91,0	
Е-500-13,8-560ГМВН	ТГМЕ-428	ТКЗ	500	13,8	560	93,5	
Ел-670-13,8-545КТ	ТПЕ-209	ТКЗ	670	13,8	545	91,2	
Ел-670-13,8-545ГМН	ТПЕ-206	ТКЗ	670	13,8	545	93,0	
Плп-660-13,8-550КТ	П-55-1	ЗиО	660	13,8	550	90,3	
Плп-670-13,8-545КТ	ТПЕ-215	ТКЗ	670	13,8	545	91,5	
Плп-1000-25-545КЖ	ТПП-312А	ТКЗ	1000	25,0	545	89,5	
Плп-1000-25-545ГМ	ТГМП-314	ТКЗ	1000	25,0	545	93,71	
Плп-1650-25-545КТ	П-57	ЗиО	1650	25,0	545	90,5	
Плп-1800-13,8-515МН	ТМП-501	ТКЗ	1000	25,0	545	92,93	
Плп-2650-25-545/542КТ	ТПП-804	ТКЗ	2650	25,0	545	92,4	
Плп-2650-25-545ГМ	ТГМП-204	ТКЗ	2650	25,0	545	93	

Таблица П6.2

Основные технические характеристики водогрейных котлов на газообразном и жидком топливе

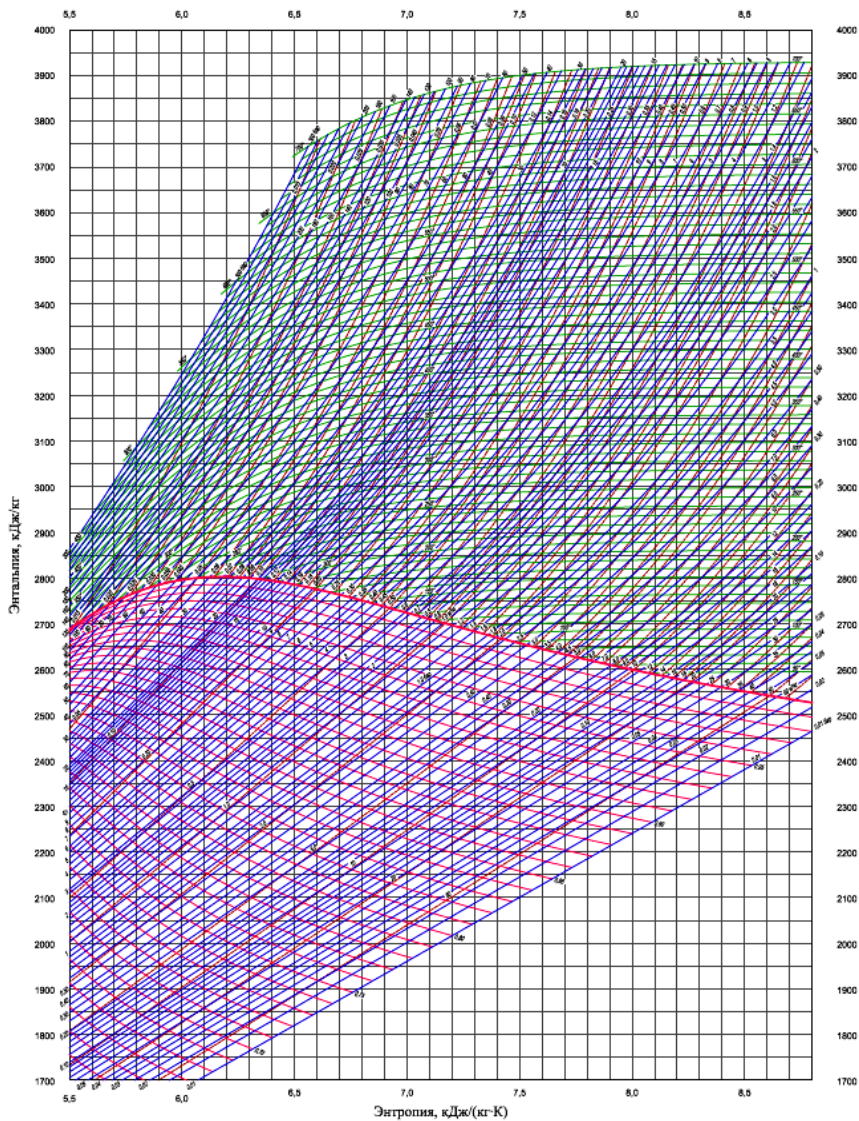
Марка котла, принятая заводом-изготовителем	Основные технические характеристики							Расчетный КПД, %	
	Номинальная теплотеплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	Рабочее давление, МПа	Расход воды через котел, т/ч	Температура воды, °С		Тип топлива	на газе	на мазуте	
				на входе в котел	на выходе из котла				
КВ-ГМ-30-150М	34,9 (30)	1,03	435	70	150		91,0	88,0	
КВ-ГМ-50-150	58,2 (50)	0,98-2,45	618/1230*	70-110	150		92,5	91,1	
КВ-ГМ-100-150	116,3 (100)	0,98-2,45	1235/2460	70-110	150	газ/мазут	93,0	92,0	
КВ-ГМ-180-150	210 (180)	0,8-2,4	2210/4420	70-110	150		88,8	87,3	

Таблица П6.3

Основные технические характеристики водогрейных котлов на твердом топливе

Марка котла, принятая заводом-изготовителем	Основные технические характеристики					Расчетный КПД, %	
	Номинальная теплотеплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	Расчетное давление воды (минимальное на выходе), МПа	Расход воды через котел, т/ч	Температура уходящих газов, °С	Тип топлива	на буром угле	на каменном угле
КВ-ТСВ-20	23,26 (20)	2,5 (0,8)	247	218	бурый уголь,	82,5	82,5
КВ-ТС-30	34,9 (30)	2,5 (1,03)	370	235	каменный уголь,	80,6	80,6
КВ-ТК-50	58,2 (50)	2,5 (1,03)	625/1250*	220	каменный уголь	88-87	88-87
КВ-ТК-100-150-4	116,3 (100)	2,4	1236/2460	192	уголь	89,6	89,6

* В числителе дано значение расхода воды для основного режима, а в знаменателе – для пикового.



h, s -диаграмма водяного пара

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Таблица П8.1

Основные характеристики параметров пара в отборах турбин

Тип турбины	Номер отбора	Подогреватель	Давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С	Количество отбираемого пара, кг/с (т/ч)
1	2	3	4	5	6
ПТ-60/75-90/13	I	ПВД7	3,727 (38,0)	425	6,11 (22)
	II	ПВД6	2,158 (22,0)	357	5,0 (18)
	III	ПВД5	1,275 (13,0)	294	4,44 (16)
	Д	Д	1,275 (13,0)	294	3,05 (11)
	IV	ПНД4	0,63 (6,5)	234	–
	V	ПНД3	0,36 (3,7)	185	5,83 (21)
	VI	ПНД2	0,117 (1,2)	104	0,55 (2)
	VII	ПНД1	0,0068 (0,07)	–	–
ПТ-60/75-130/13	I	ПВД7	4,31 (44)	430	5,83 (21)
	II	ПВД6	2,55 (26)	355	6,11 (22)
	III	ПВД5	1,27 (13)	280	3,88 (14)
	Д	Д	1,27 (13)	280	0,55 (2)
	IV	ПНД4	0,559 (5,7)	200	3,33 (12)
	V	ПНД3	0,33 (3,4)	150	4,16 (15)
	VI	ПНД2	0,118 (1,2)	104	0,55 (2)
	VII	ПНД1	0,0058 (0,06)	–	–
ПТ-80/100-130/13	I	ПВД7	4,41 (45,0)	420	7,22 (26,0)
	II	ПВД6	2,55 (26,0)	348	8,88 (32,0)
	III	ПВД5	1,27 (13,0)	265	2,91 (10,5)
	Д	Д	1,27 (13,0)	265	3,61 (13,0)
	IV	ПНД4	0,39 (4,0)	160	7,77 (28,0)
	V	ПНД3	0,0981 (1,0)	–	–
	VI	ПНД2	0,033 (0,34)	–	–
	VII	ПНД1	0,003 (0,033)	–	–
Т-50/60-130	I	ПВД7	3,41 (34,8)	396	3,02 + 0,41* (10,9 + 1,5*)
	II	ПВД6	2,177 (22,2)	347	4,11 (14,8)
	III	ПВД5	1,128 (11,5)	274	1,69 (6,1)
	Д	Д	1,128 (11,5)	274	1,16 (4,2)
	IV	ПНД4	0,529 (5,4)	197	0,77 + 1,61* (2,8 + 5,8*)
	V	ПНД3	0,272 (2,78)	138	2,97 (10,7)
	VI	ПНД2	0,0981 (1,0)	–	0,97 (3,5)
	VII	ПНД1	0,04 (0,41)	–	0,055 (0,2)

Продолжение табл. П8.1

1	2	3	4	5	6
Т-110/120-130-4	I	ПВД7	3,32 (33,8)	379	4,86 + 0,55* (17,5 + 2*)
	II	ПВД6	2,28 (23,2)	337	7,722 (27,8)
	III	ПВД5	1,22 (12,4)	266	4,69 (16,9)
		Д	1,22 (12,4)	266	1,83 (6,6)
	IV	ПНД4	0,57 (5,8)	190	3,16 + 1,72* (11,4 + 6,2*)
	V	ПНД3	0,294 (3,0)	130	6,16 (22,2)
	VI	ПНД2	0,098 (1,0)	–	1,94 (7,0)
	VII	ПНД1	0,037 (0,38)		9,16 (0,6)
Т-180/210-130-2	I	ПВД7	4,12 (42,1)	386	8,83 (31,8)
	II	ПВД6	2,72 (27,7)	333	13,97 (50,3)
	III	ПВД5	1,26 (12,9)	447	5,02 + 0,83***
		Д	1,26 (12,9)	447	(18,1 + 3,0***)
	IV	ПНД4	0,658 (6,72)	360	7,97 (28,7)
	V	ПНД3	0,259 (2,64)	249	6,11 (22,0)
	VI	ПНД2	0,098 (1,0)	152	2,222 (8,0)
	VII	ПНД1	0,049 (0,5)	99	0,527 (1,9)
Т-250/300-240-2	I	ПВД8	5,76 (58,8)	345	14,25 (51,3)
	II	ПВД7	4,07 (41,5)	300	26,08 (93,9)
	III	Турбопривод	2,48 (25,3)	485	41,94 (151)
	IV	ПВД6	1,69 (17,3)	435	9,8 (35,3)
	V	Д	1,00 (10,2)	365	4,27 (15,4)
	VI	ПНД5	0,559 (5,7)	340	5,27** + 3,47* (19** + 12,5*)
	VII	ПНД4	0,28 (2,85)	230	10,83 (39,0)
	VIII	ПНД3	0,093 (0,95)	135	4,805 (17,3)
	IX	ПНД2	0,027 (0,28)	–	–
		ПНД1	–	–	–
P-50-130/13	I	ПВД3	3,63 (37)	401	5,0 (18)
	II	ПВД2	2,158 (22)	336	5,55 (20)
	III	ПВД1	Зависит от включения деаэраатора и ПНД		
P-100-130/15	I	ПВД3	3,4 (34,5)	385	9,44 (34,0)
	II	ПВД2	2,28 (23,1)	335	8,61 (31,0)
	III	ПВД1	1,47 (15,0)	284	10,61 (38,2)

Окончание табл. П8.1

1	2	3	4	5	6
ПТ-50/60-130/7	I	ПВД7	3,41 (34,8)	396	3,02 + 0,41* (10,9 + 1,5*)
	II	ПВД6	2,17 (22,2)	347	4,11 (14,8)
	III	ПВД5	1,128 (11,5)	274	1,69 (6,1)
		Д	1,128 (11,5)	274	1,16 (4,2)
	IV	ПНД4	0,43 (5,4)	197	0,77 + 1,61* (2,8 + 5,8*)
	V	ПНД3	0,272 (2,78)	138	2,97 (10,7)
	VI	ПНД2	0,0981 (1,0)	–	0,97 (3,5)
	VII	ПНД1	0,04 (0,41)	–	0,05 (0,2)
ПТ-135/165-130/15	I	ПВД7	3,335 (34,0)	375	9,41 (33,9)
	II	ПВД6	2,236 (22,8)	325	8,27 (29,8)
	III	ПВД5	0,49 (15,0)	275	9,16 + 1,33* (33,0 + 4,8*)
		Д	0,49 (15,0)	275	4,05 (14,6)
	IV	ПНД4	0,5 (5,1)	178	8,33 (30,0)
	V	ПНД3	0,24 (2,5)	127	7,77 (28,0)
	VI	ПНД2	0,078 (0,8)	–	2,13 (7,7)
	VII	ПНД1	0,019 (0,2)	–	–

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Таблица П9.1

Технические данные вертикальных подогревателей сетевой воды (завод-изготовитель АО «Энергомаш»)

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Расчетные параметры					
		пара		воды		Номинальный расход, кг/с	Номинальный расход, кг/с
		Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа	Температура на входе/выходе, °С		
ПТВ-90-7-15	90	0,25-0,78	126,8-169,9	7,5-8,33	1,57	70/110	97
ПТВ-200-7-15	200	0,78	164,2	18,28	1,57	70/150	97 (49)
ПТВ-500-3-23	500	0,25-0,39	126,8-142,9	31,94-28,74	2,35	70-110	111
ПТВ-500-14-23	500	0,78-1,47	169,6-197,4	34,03-45,0	2,35	110/150	417

Таблица П9.2

Технические данные вертикальных подогревателей сетевой воды (завод-изготовитель АО «Энергомаш»)

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Расчетные параметры					
		пара		воды		Номинальный расход, кг/с	Номинальный расход, кг/с
		Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа	Максимальная температура на входе, °С		
ПСТ-800-3-8-I	800	0,03-0,25	16,1	0,88	120	347	
ПСТ-1300-3-8-II	1300	0,03-0,25	29,2	0,88	120	556	
ПСТ-2300-3-8-I	2300	0,03-0,20	47,2	0,88	115	972	
ПСТ-5000-2,5-8-I	5000	0,06-0,15	81,9	0,88	115	1667	
ПСТ-5000-3,5-8-II	5000	0,06-0,20	81,9	0,88	115	1667	

Учебное издание

ГЕРАСИМОВА Алина Георгиевна
ПАНТЕЛЕЙ Наталья Всеволодовна
РОМАНКО Виктория Александровна

**ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ,
УСТАНОВКИ И ОБОРУДОВАНИЕ**

Учебно-методическое пособие для студентов специальностей

1-43 01 01 «Электрические станции»,
1-43 01 02 «Электрические системы и сети»,
1-43 01 03 «Электроснабжение»

Редактор *Е. С. Кочерго*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 31.05.2018. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 4,82. Уч.-изд. л. 3,77. Тираж 300. Заказ 815.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.

