

**МИНИСТЕРСТВО
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
Иркутская государственная сельскохозяйственная академия
Энергетический факультет
Кафедра электроснабжения и электротехники

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ

**Методические указания по практическим занятиям для
выполнения контрольных расчетных работ**

**По направлению 140400.62 – «Электроэнергетика и электротехника»
Профиль: Электроснабжение
квалификация (степень) - бакалавр**

**Иркутск
2015**

Энергоснабжение: Лукина Г.В., Подъячих С.В. Методические указания по практическим занятиям для выполнения контрольных работ - ИрГСХА: Иркутск, 2014- 48с.

Методические указания разработаны в соответствии Государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования по направлению 140400.62 – «Электроэнергетика и электротехника», профиль: Электроснабжение, квалификация (степень) – бакалавр очного и заочного обучения.

В методических указаниях изложены задачи, содержание, последовательность и рекомендации по выполнению контрольных расчетных работ, которые предусмотрены Учебным планом по теме «Выбор оборудования и расчет показателей тепловой эффективности ТЭЦ». Выполнение расчётной части контрольных работ рекомендуется на ПК, оформление текста в редакторе Microsoft Word. В приложениях приведены справочные материалы, необходимые для выполнения контрольных работ.

Методические указания рассмотрены на заседании кафедры электроснабжения и электротехники Иркутской ГСХА

При разработке методического указания были использованы методические материалы Дубинина А.М. Екатеринбургского УПИ; Блинова Е.А., Джаншиева С.И., Зайцева Г.З., Можяевой С.В. Санкт-Петербургского государственного политехнического университета Лукиной Г.В., Подъячих С.В. Иркутской государственной с.х. академии и др. авторов.

Составители: Лукина Г.В., Подъячих С.В.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ПК - персональный компьютер

МУ - методические указания

ПЗ - пояснительная записка

СТ - система теплоснабжения

ТТУ - теплотехническая установка

ВЭР – возобновляемые энергоресурсы

ТЭЦ – тепловая электроцентраль

КУ - котел-утилизатор

РОУ - редуционно-охладительные установки

Р, ПР – турбина с противодавлением с регулированием отбора пара

П, ПТ, Т – турбины с конденсационной установкой и регулируемым отбором пара

УИО - установки испарительного охлаждения

ЦП - центральный пароперегреватель

СТО - открытая система теплоснабжения

СТЗ - закрытая система теплоснабжения

Т - твердое топливо

ГМ - топливо-газ и мазут

ПК - паровой котел

ПВК - пароводогрейный котел

СТО – открытая система теплоснабжения

СТЗ - закрытая система теплоснабжения

РОУ - редуционно-охладительные установки

ПВК - пиково- водогрейные котлы

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ		5
ТЕМАТИКА КОНТРОЛЬНЫХ РАСЧЕТНЫХ РАБОТ		6
СОСТАВ И ОБЪЕМ КОНТРОЛЬНЫХ РАБОТ		8
1	МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ. Контрольная работа № 1. РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	9
1.1	Расчет тепловой нагрузки для производственно-технологических потребителей (пар) с построением годового графика технологических нагрузок.....	9
1.2	Расчет тепловой нагрузки для коммунально-бытовых потребителей.....	10
1.3	Расчет тепловой сантехнической нагрузки для производственных потребителей.....	11
1.4	Расчет отпуска тепловой нагрузки по сетевой (горячей) воде.....	11
1.5	Методика построения графика нагрузки по продолжительности	12
2	МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ. Контрольная работа № 1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ: Выбор паровых турбин ТЭЦ, пикового водогрейного котла, парового котла. Принципиальная (тепловая) схема одного из основного оборудования ТЭЦ либо самой ТЭЦ (паровой турбины, парового котла, пикового водогрейного котла и т.п.) с описанием принципа работы..	15
ЛИТЕРАТУРА		17
ПРИЛОЖЕНИЕ		18
	Приложение А. Соотношение единиц физических величин.....	19
	Приложение В. Средние технологические нагрузки (относительные)	19
	Приложение С. Укрупненные показатели максимального теплового потока на отопление зданий (5 этажей и более) , q_0	20
	Приложение Д. Укрупненные показатели среднего теплового потока горячее водоснабжение жилых и общественных зданий при температуре воды $55\text{ }^{\circ}\text{C}$, q_r	20
	Приложение Е. Климатологические данные городов	21
	Приложение Ф. Характеристики теплофикационных паровых турбин.....	23
	Приложение К. Характеристики паровых котлов ТЭЦ.....	24
	Приложение Л. Характеристики водогрейных котлов для крупных котельных и ТЭЦ.....	25
	Приложение М . Пример выполнения расчётной части курсовой работы.....	26
	Приложение N. Пример выполнения графической части курсовой работы.....	34

ВВЕДЕНИЕ

Целью методических указаний по дисциплине «Энергоснабжение» является практическое применение полученных знаний при выполнении контрольных расчетных работ с использованием утверждённых методик, соответствующих нормативным документам и методам проектирования теплоэнергетических систем.

Ниже приведены методические рекомендации по выполнению контрольных расчетных работ. Выполнение расчётной части рекомендуется производить вручную на бумажных носителях, с применением текстового редактора Microsoft Word и вставкой в текст расчётных таблиц, полученных при использовании Microsoft Excel, либо на ПК с помощью программы обработки электронных таблиц Microsoft Excel.

В методических указаниях (МУ) после изложения основных рекомендаций приводятся примеры выполнения расчётной части работы на ПК. При оформлении ПЗ обязательно наличие в каждом подразделе кратких пояснений по методике расчёта и вариантам рассматриваемых проектных решений (например, выбору состава основного оборудования ТЭЦ и альтернативных вариантов ТТУ), расчётных таблиц и краткого анализа результатов расчёта по каждой таблице.

ТЕМАТИКА КОНТРОЛЬНЫХ РАСЧЕТНЫХ РАБОТ

Производится выбор и обоснование структуры оборудования источника теплоснабжения промышленного предприятия согласно перечня исходных данных к контрольной работе (табл.1). Основным источником теплоснабжения промпредприятия и близлежащего населённого пункта (его района) служит теплоэлектроцентраль ТЭЦ. Предполагается, что к началу проектирования и строительства теплотехнической установки ТЭЦ должна быть введена в эксплуатацию.

В теплотехнической установке (ТТУ) теплота отходящих газов нагревательных установок одного или ряда близлежащих цехов промпредприятия используется для выработки пара. В проекте необходимо обосновать выбор типа и количества котлов-утилизаторов (КУ), входящих в состав ТТУ. По расходу и параметрам пара, генерируемого в КУ, выбирается оптимальное направление использования ВЭР – тепловое или комбинированное (электроэнергетическое не рассматривается). При тепловом направлении пар от КУ через редуционно-охладительные установки (РОУ) отпускается в паровые сети промпредприятия, а при комбинированном используется в теплофикационных турбинах с конденсационной установкой и регулируемым отбором пара типа П, ПТ; турбины с противодавлением с регулированием отбора пара типа Р и ПР для производства электроэнергии и теплоты.

Таблица 1 - Перечень исходных данных к контрольной работе

№ п/п	Показатели	Обозначение	Единицы измерения	Значения
1	Расчетный отпуск пара на производственно-технологические нужды	$D_{\text{п}}^{\text{р}}$	кг/с	
2	Давление и температура технологического пара	$p_{\text{п}}$ и $t_{\text{п}}$	МПа, °С	
3	Доля возврата и температура конденсата технологического пара	$\beta_{\text{к}}$ и $t_{\text{к}}$	-, °С	
4	Годовое время использования максимума технологической нагрузки	$T_{\text{исп}}$	ч	
5	Расчетные нагрузки отопления-вентиляции и горячего водоснабжения промышленного предприятия	$Q_{\text{ОВП}}^{\text{р}}$ $Q_{\text{ГП}}^{\text{р}}$	МВт	
6	Климатические условия города (условное место строительства - город)	-	-	
7	Численность населения в районе теплоснабжения	T	тыс.чел	
8	Тип системы теплоснабжения (СТО - открытая, СТЗ - закрытая)	-	-	
9	Топливо, используемое в паровых котлах ТЭЦ (Т – твердое, Г-газ и мазут)	-	-	

СОСТАВ И ОБЪЁМ КОНТРОЛЬНЫХ РАБОТ

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА 1

Тема: Расчет тепловых нагрузок потребителей.

1.1 Расчет тепловой нагрузки для производственно-технологических потребителей (пар) с построением годового графика технологических нагрузок.

1.2 Расчет тепловой нагрузки для коммунально-бытовых потребителей.

1.3 Расчет тепловой сантехнической нагрузки для производственных потребителей.

1.4 Расчет отпуска тепловой нагрузки по сетевой (горячей) воде.

1.5 Расчет отпуска тепловой нагрузки по сетевой (горячей) воде.

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА 2

Тема: Выбор основного оборудования ТЭЦ.

2.1 Выбор паровых турбин ТЭЦ.

2.2 Выбор пикового водогрейного котла.

2.3 Выбор парового котла.

2.4 Принципиальная (тепловая) схема одного из основного оборудования ТЭЦ либо самой ТЭЦ (паровой турбины, парового котла, пикового водогрейного котла и т.п.) с описанием принципа работы.

1 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

Контрольная работа № 1.

Тема: Расчет тепловых нагрузок потребителей.

1.1 Расчет тепловой нагрузки для производственно-технологических потребителей (пар)

1. Расчетная технологическая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях определяется по формуле, кВт (МВт) [2].

$$Q_{\Pi}^p = D_{\Pi}^p [h_{\Pi} - \beta(h_K - h_X) - h_X] (1 + q_{\Pi}) \quad (1)$$

где h_{Π}, h_K, h_X - энтальпии технологического пара, обратного конденсата и холодной воды зимой (температура и давление холодной воды зимой соответственно 5 °С и 0,4 МПа), кДж/кг;

q_{Π} - доля тепловых потерь в паровых сетях (принимается в пределах от 0,04 до 0,6).

2. Годовой отпуск теплоты технологическим потребителям, ГДж

$$Q_{\Pi}^r = Q_{\Pi}^p h_{\Pi} \quad (2)$$

3 Абсолютная величина среднего отпуска технологической нагрузки (теплоты) за рассматриваемый месяц i , определяется по формуле, ГДж

$$Q_{\Pi i} = Q_{\Pi}^r \cdot \bar{Q}_{\Pi i} : \sum_{i=1}^{12} \bar{Q}_{\Pi i} \quad (3)$$

где $\bar{Q}_{\Pi i}$ - относительная величина средней технологической нагрузки месяца i , ГДж;

$\sum_{i=1}^{12} \bar{Q}_{\Pi i}$ - сумма относительных величин средних технологических нагрузок по месяцам за год, ГДж (*Приложение В, табл.2*).

4. Построение годового графика технологических нагрузок рекомендуется выполнять в виде ступенчатой линии или столбчатой диаграммы с помощью мастера диаграммы программы Microsoft Excel или вручную на миллиметровой бумаге (нумерация рисунков принимается сквозной, см. рис.1).

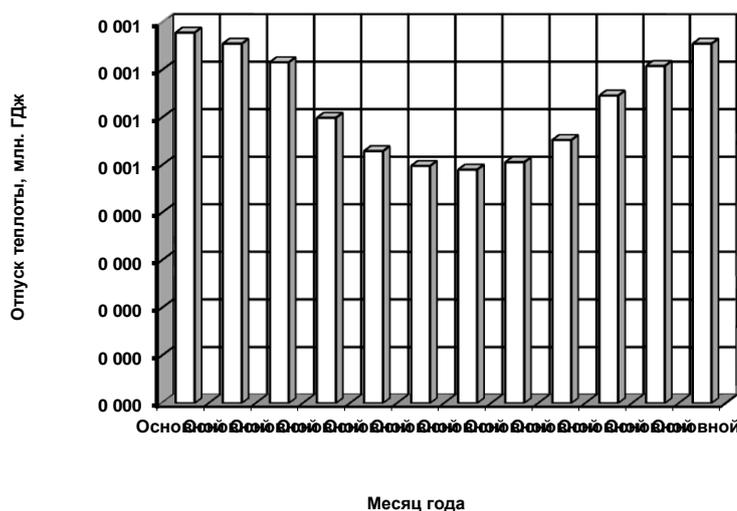


Рисунок 1- Среднемесячные нагрузки производственно-технологических потребителей (пар)

1.2 Расчет тепловой нагрузки для коммунально-бытовых потребителей

Нагрузки коммунально-бытовых потребителей определяются в соответствии со СНиП [1,9,11]. Расчетные и средние тепловые нагрузки рекомендуется вычислять в МВт и ГДж/ч (1МВт=3,6 ГДж/ч).

1. Расчетная нагрузка отопления, Вт (МВт).

$$Q_o^p = q_o A(1 + k_1) = q_o mf(1 + k_1) \quad (4)$$

где q_o – укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м^2 общей площади (Приложение С, табл.3), Вт/м²;

$A = mf$ – общая площадь жилых зданий, м²;

f – норма общей площади в жилых зданиях на 1 чел (может приниматься равной $18 \text{ м}^2/\text{чел.}$);

$k_1 = 0,25$ – коэффициент, учитывающий долю теплового потока на отопление общественных зданий.

2. Расчетная нагрузка вентиляции, Вт (МВт)

$$Q_B^p = q_o A k_1 k_2 \quad (5)$$

где k_2 - коэффициент, учитывающий долю теплового потока на вентиляцию общественных зданий ($k_2 = 0,6$ – для зданий постройки после 1985 г.).

3. Расчетная нагрузка горячего водоснабжения, Вт (МВт)

$$Q_G^P = q_G \cdot m \quad (6)$$

где q_G – укрупненный показатель среднего теплового потока на горячее водоснабжение на 1 чел. (Приложение D, табл. 4), Вт/чел.

4. Расчетная нагрузка коммунально-бытовых потребителей, Вт (МВт) и ГДж/ч

$$Q_K^P = Q_O^P + Q_B^P + Q_G^P \quad (7)$$

1.3 Расчет тепловой сантехнической нагрузки для производственных потребителей

Сантехническая нагрузка промышленного предприятия покрывается сетевой водой [9].

1. Расчетная сантехническая нагрузка, МВт и ГДж/ч

$$Q_C^P = Q_{ОВП}^P + Q_{ГП}^P \quad (8)$$

1.4 Расчет отпуска тепловой нагрузки по сетевой (горячей) воде

1. Расчетная нагрузка потребителей по сетевой воде (с учетом тепловых потерь в сетях), МВт и ГДж/ч

$$Q_{CB}^P = (1 + q)(Q_K^P + Q_C^P) \quad (9)$$

где q - доля тепловых потерь в тепловых сетях (принимается в пределах от 0,04 до 0,06 при надземной прокладке и от 0,02 до 0,04 при подземной прокладке, если прокладываемые трубопроводы изолированы пенополиуретаном (ППУ) и имеют гидроизоляционную оболочку (ГО) из полиэтилена). По результатам расчета нагрузок потребителей сетевой воды строится график тепловых нагрузок по продолжительности (см. рис 2.)

1.5 Методика построения графика нагрузки по продолжительности

График строится для:

- 1) визуального анализа внутригодовой (сезонной) неравномерности тепловой нагрузки;
- 2) графического суммирования годового потребления тепла;
- 3) определения годовой продолжительности использования расчетной мощности потребления и производства тепла парогенераторами и его выдачи из теплофикационных отборов турбин при разных значениях коэффициента теплофикации.
- 4) Визуальной логической проверки правильности расчетов.

На листе миллиметровки (оптимальный размер А4) или с помощью Мастера диаграмм программы Microsoft Excel наносятся оси координат с предварительным выбором масштабов: на горизонтальной оси вправо - 8400 часов, влево от t_{HO} до $t_H=18^{\circ}\text{C}$; на вертикальной оси вверх от нуля до Q^P ; вниз – от нуля до продолжительности стояния $t_{n\leq+8^{\circ}\text{C}}$.

В левом верхнем квадранте строятся графики Q_O^P, Q_B^P (t_{HO}):

- 1) на вертикальной оси откладывается Q_i^D при t_{HO} и соединяется прямой линией с $t_H = t_B=18^{\circ}\text{C}$;
- 2) от точки $t_H = t_{HB}$ вверх откладывается расчетная мощность вентиляции Q_B^P , полученная точка соединяется с $t_H=18^{\circ}\text{C}$ слева, а вправо проводится горизонтальная линия – т.е. **вентиляционная нагрузка** (которая при $t_H < t_B$ остается постоянной, что обеспечивается сокращением кратности вентиляции);
- 3) строится график суммарной нагрузки отопления и вентиляции на вертикальной оси к Q_O^P прибавляется Q_B^P , затем линия $Q_O^P + Q_B^P$, идет к $t_H=18^{\circ}\text{C}$. Отрезки всех трех линий в диапазоне $t_H=+(8-18^{\circ}\text{C}$ используются лишь для построения графиков, поскольку отопление и вентиляция отключается при $t_{n\geq+8^{\circ}\text{C}}$.

В левом нижнем квадранте строится график продолжительности стояния $T(t_H)$. Значения температуры отопительного периода t_H и число часов за отопительный период со среднесуточной температурой (и ниже) наружного воздуха принимаются согласно варианта (приложение E, табл. 5- климатологические данные городов).

В правом верхнем квадранте строится график продолжительности стояния отопительно - вентиляционной нагрузки $Q_O^P + Q_B^P$ с использованием графиков в левых верхнем и нижнем квадрантах – по пересечениям линий, соответствующих ряду значений t_H :

1) в правом верхнем квадранте к линии $Q_O^P + Q_B^P$ прибавляется $Q_{ГВС}^P$ (значения для зимы и лета различные);

2) пристраивается линия тепловых потерь Q_{II}^P , которые имеют разные значения зимой и летом;

3) пристраивается линия $Q_{IIЗ}^P$ (условно в расчетах принимаем двухсменную работу предприятий - 16 часов в сутки), следовательно, $Q_{IIЗ}^P$ продолжается $(16/24) \cdot (16/24) \cdot h_0$ и $(16/24) \cdot (8760 - h_0)$

где: 16 - число часов в сутки при двухсменной работе предприятия;

24 - число часов в сутки;

h_0 – число часов за отопительный период со среднесуточной температурой $t_H = +8^{\circ}\text{C}$.

Огибающая линия представляет собой искомый график суммарного расхода тепла или распределения необходимой мощности его генерации во времени.

Суммарное годовое потребление тепла - это площадь под кривой, построенная в координатах Q_i^r и T (верхний правый квадрант) МВт·час. После этого проводятся горизонтальные линии, соответствующие заданным значениям коэффициента теплофикации $Q_i^r = Q_i^P / \alpha_i$ – и измеряются площади ниже этих линий. Затем определяются соответствующие значения продолжительности использования установленной мощности отборов турбин

по формуле $T_{исп} = W / Q_{отб}$. Результаты расчетов мощности отбора $Q_{отб}$, обеспечения потребления тепла W , годовой продолжительности использования мощности сводятся в таблицу 2.

После всех расчетов необходимо провести анализ таблицы и графика:

1. По структуре потребления тепла (отопительная или технологическая нагрузка) при заданных климатических условиях и структуре потребителей тепла.

2. По коэффициенту теплофикации (соотношение расчетной мощности отборов и потребления). Оптимальным значением коэффициента теплофикации представляется $\alpha = 0,6$, поскольку при этом достигается весьма высокое значение $T_{исп}$ с обеспечением основной доли годового потребления тепла $\geq 95\%$ - при выработке электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному, экономичному циклу. Уменьшение $\alpha < 0,6$ существенно снижает эту долю, хотя значение $T_{исп}$ естественно растет. Чем более равномерен годовой график потребления тепла (т.е. чем выше $T_{исп}$ при $\alpha = 1$) и чем дороже топливо, тем выше оптимальное значение α , получаемое технико-экономическим расчетами, где критерием является минимум приведенных расчетных затрат или стоимости тепла.

Таблица 2–Обеспечение потребления тепла за счет отбора турбин

Показатели		Коэффициент теплофикации, α						
		1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
Мощность отбора $Q_{отб}$ (МВт, ГДж/ч)								
Обеспечение потребления W	МВт·ч, ГДж							
	%							
Годовая продолжительность использования мощности $T_{исп}$, ч								

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ. Контрольная работа №2

Тема: Выбор основного оборудования ТЭЦ

В контрольной расчетной работе №2 предполагается, что в качестве основного источника теплоснабжения сооружается паротурбинная ТЭЦ. К основному оборудованию ТЭЦ относят паровые (ПК) и водогрейные котлы (ПВК) и паровые турбины (ПТ, Т, Р). Рекомендации по их выбору изложены в [2].

Выбор паровых турбин (ПТ, Т, Р) осуществляется по расчетным тепловым нагрузкам, характеристикам выбираемых паровых турбин (*Приложение F, табл.6*) и расчетным значениям коэффициентов теплофикации по пару и сетевой воде, которые должны меняться в пределах соответственно $\alpha_{П}^P = 0,7...1,0$ и $\alpha_{СВ}^P = 0,4...0,7$. При этом используются выражения

$$\alpha_{П}^P = D_{П}^{TYP} / D_{П}^P \quad (10)$$

$$\alpha_{СВ}^P = Q_{СВ}^{TYP} / Q_{СВ}^P \quad (11)$$

где $D_{П}^{TYP}$ - расчетный отпуск пара из производственных отборов и противодавления выбранных турбин типа ПТ и Р, кг/с;

$Q_{СВ}^{TYP}$ - расчетный отпуск теплоты из отопительных отборов и встроенных пучков конденсаторов выбранных турбин типа Т и ПТ, МВт.

Паровые (ПК) и водогрейные котлы (ПВК) выбираются, исходя из требуемой паро- и теплопроизводительности по соответствующим характеристикам выпускаемых котлов (*Приложения K,L; табл.7,8*).

При выборе основного оборудования ТЭЦ необходимо стремиться к выполнению следующих условий:

1. Уменьшению числа агрегатов (но не менее двух), за счет увеличения их единичной мощности.

2. Преимущественному выбору однотипного оборудования, обеспечивающего требуемые виды теплотребления. Рекомендуется начинать выбор с турбин типа ПТ, обеспечивая достижение оптимального значения $\alpha_{П}^P$ и проверяя получаемое при этом значение $\alpha_{СВ}^P$. Если $\alpha_{СВ}^P$ отличается от рекомендуемого, то для его увеличения необходимо добавить турбину (ны) типа Т, а для его уменьшения - убавить количество турбин типа ПТ, добавив соответствующее количество турбин типа Р.

4. Встроенные пучки конденсаторов турбин типа Т и ПТ используются для подогрева подпиточной воды в СТО или обратной сетевой воды перед сетевыми подогревателями в СТЗ.

5. Пиковые паровые нагрузки технологических потребителей покрываются от паровых котлов через редуционно-охладительные установки (РОУ), а пиковые нагрузки потребителей сетевой воды - от пиковых водогрейных котлов (ПВК) в соответствии с выражением

$$Q_{ПВК}^P = Q_{СВ}^P - Q_{СВ}^{TVP} \quad (12)$$

Избыточная теплопроизводительность однотипных ПВК должна быть минимальной.

6. Выбор типа и количества паровых котлов производится по сумме максимальных расходов свежего пара на все турбины ($D_{0\Sigma}^{TVP}$) и РОУ (D_0^{POY}) с коэффициентом 1,02 для компенсации неучтенных потерь в цикле ТЭЦ, кг/с

$$D_{\Sigma K} = 1,02(D_{0\Sigma}^{TVP} + D_0^{POY}) \quad (13)$$

$$D_0^{POY} = (D_{П}^P - D_{П}^{TVP}) \frac{i_{П} - i_{ПВ}}{i_0 \eta_{POY} - i_{ПВ}} \quad (14)$$

где $i_0, i_{ПВ}$ - энтальпии свежего пара и питательной воды паровых котлов, кДж/кг; $\eta_{POY} = 0,98$ - КПД РОУ.

Котлы должны быть однотипными и обеспечивать минимальный запас по паропроизводительности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений. СНиП 11-01-95. - М.: ГП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», 1995.
2. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий. МУКП. – СПб.: СЗПИ, 1998.
3. Котлы-утилизаторы и энерготехнологические агрегаты / А.П. Воинов, В.А.Зайцев, Л.И. Куперман, Л.Н. Сидельковский. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Манюк В.И., Каплинский И.И., Хиж Э.Б. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. - М.: Стройиздат, 1988.- 432 с.
5. Паровые турбины и турбогенераторы. Номенклатурный перечень № 1. – Калуга, ОАО КТЗ, 2001.
6. Паротурбинные энергетические установки. – М.: ЦНИИТЭИтяжмаш, 1988.
7. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
8. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара – М.: Энергия, 1980.
9. Строительная климатология и геофизика. СНиП 2.01.01-82.. - М.: Стройиздат, 1983
10. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
11. Тепловые сети. СНиП 2.04.07-86*. - М.: Минстрой России, 1994.
12. СНиП 2.04.07-86*. Тепловые сети. - М.: Минстрой России, 1994.
13. СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика. - М.: Стройиздат, 1983.
14. Булгаков К.В. Энергоснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1999.
15. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. - М.: МЭИ, 2001.
16. 5. Филатов В.В. Системы производства и распределения энергоносителей промпредприятий. - Л.: СЗПИ, 1990.
17. Энергоснабжение в системах теплоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха /Под ред. Л.Д. Богуславского.- М.: Стройиздат, 1990.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Соотношение единиц физических величин

1. Давление

$$1 \text{ кгс/см}^2 = 0,098 \text{ МПа}$$

$$1 \text{ м.вод.ст.} = 9,807 \text{ кПа}$$

2. Количество теплоты

$$1 \text{ ккал} = 4,187 \text{ кДж}$$

$$1 \text{ Гкал} = 4,187 \text{ ГДж}$$

3. Тепловой поток

$$1 \text{ ккал/ч} = 1,163 \text{ Вт}$$

$$1 \text{ ккал/ч} = 4,187$$

кДж/ч

$$1 \text{ Гкал/ч} = 1,163 \text{ МВт}$$

$$1 \text{ Гкал/ч} =$$

4,187 ГДж/ч

4. Удельная теплоемкость

$$1 \text{ ккал/(кг} \cdot \text{К)} = 4,187 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$$

Приложение В

Таблица 2 - Средние технологические нагрузки (относительные)

Месяц		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Годовое время использования максимума технологической нагрузки, ч	4300... 4600	1	0,92	0,81	0,65	0,59	0,57	0,55	0,56	0,63	0,75	0,88	0,95
	4700... 5000	1	0,95	0,89	0,76	0,67	0,61	0,59	0,61	0,67	0,78	0,89	0,96
	5000... 5500	1	0,97	0,92	0,77	0,68	0,64	0,63	0,65	0,71	0,83	0,91	0,97

Приложение С

Таблица 3 - Укрупненные показатели максимального теплового потока на отопление жилых зданий (5 этажей и более), q_o [9]

Расчетная температура для отопления t_o^p , °С *)	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50	-55
q_o , Вт/м ²	65	67	70	73	81	87	91	95	100	102	108

*) для промежуточных значений t_o^p соответствующие значения q_o определяются интерполяцией

Приложение D

Таблица 4 - Укрупненные показатели среднего теплового потока на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий при температуре воды 55 °С, q_r [9]

Средняя за отопительный период суточная норма расхода на горячее водоснабжение, л	85 ^{*)}	90	105	115
q_r , Вт/чел	320	332	376	407

*) в жилых зданиях с душами без ванн

Приложение Е

Таблица 5 - Климатологические данные городов [9,10, 11]

Город	Температура отопительного периода, °С		Продолжительность отопительного периода, ч	Число часов за отопительный период со среднесуточной температурой (и ниже) наружного воздуха, °С											
	Расчетная для отопления/вентиляции	Средняя		-45	-40	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	8
Абакан	-45/-24	-9,5	5424	-	26	104	276	591	1049	1634	2352	3080	3826	4674	5424
Р/на Дону	-22/-8	-0,5	4104	-	-	-	-	5	40	174	481	1103	2245	3418	4104
Арзамас	-31/-19	-4,9	5064	-	-	2	25	97	274	668	1315	2254	3404	4505	5064
Архангельск	-27/-9	-4,6	4776	-	-	-	3	49	202	555	1042	1692	2630	3492	4776
Барабинск	-39/-25	-9,6	5472	-	13	69	211	506	1044	1778	2639	3455	4303	5045	5472
Барнаул	-39/-23	-8,3	5256	1	11	50	165	404	794	1397	2195	3048	3881	4633	5256
Астрахань	-23/-8	-2,2	4704	-	-	-	1	11	58	254	680	1462	2684	3986	4704
Владивосток	-24/-16	-4,8	4824	-	-	-	-	2	89	508	1330	2180	2997	3860	4824
Владимир	-28/-14	-4,4	5208	-	-	-	9	52	196	544	1163	2147	3387	4604	5208
Киров	-31/-19	-4,8	5472	-	-	2	32	103	268	639	1302	2291	3500	4670	5472
Воркута	-41/-26	-9,9	7176	1	26	134	338	684	1208	1943	2878	3918	5193	6530	7176

Курск	-24/-14	-3,8	4368	-	-	-	5	27	124	406	904	1669	2817	3859	4368
Челябинск	-30/-20	-6,2	5064	-	-	-	19	103	318	766	1482	2405	3457	4341	5064
Златоуст	-30/-20	-6,6	5568	-	-	5	48	187	490	1085	2020	3019	4066	4881	5568
Екатеринбург	-36/-18	-7,6	5304	6	56	162	380	721	1200	1781	2405	3065	3835	4776	5304
Калуга	-27/-13	-3,5	5136	-	-	-	6	23	112	370	848	1689	2939	4395	5136
Липецк	-27/-14	-3,9	4776	-	-	-	9	43	180	507	1069	1895	3072	4248	4776
Мурманск	-27/-18	-3,3	6744	-	-	-	6	38	134	448	1106	2253	3962	5785	6744
Новгород	-27/-16	-2,6	5280	-	-	5	27	72	203	531	1188	2187	3431	4414	5280
Иркутск	-36/-25	-8,5	5780	-	7	58	172	458	864	1730	2600	3300	4320	5120	5780
Красноярск	-40/-22	-7,1	5650	1	18	82	210	468	828	1360	2110	3000	4050	4990	5650
Новосибирск	-39/-24	-8,7	5450	-	15	89	205	488	910	1550	2430	3290	4270	4870	5450
Минусинск	-40/-27	-8,8	5430	-	25	105	282	600	1065	1660	2390	3140	4130	4850	5430
Омск	-37/-23	-8,4	5280	1	6	64	195	485	950	1660	2480	3310	4250	4990	5280
Томск	-40/-25	-8,4	5600	3	17	82	228	500	932	1600	2500	3360	4400	4900	5600
Хабаровск	-31/-22	-9,3	4920	-	-	2	53	348	1056	1880	2600	3240	3900	4350	4920

Таблица 6 - Характеристики теплофикационных паровых турбин

Тип турбины	Электрическая мощность, МВт		Начальные параметры пара		Расход пара на турбину, кг/с		Номинальная нагрузка отбора		Нагрузка встроенного пучка, МВт
	Номинальная	Максимальная	Давление, МПа	Температура, °С	Номинальный	Максимальный	Производственного, кг/с	Отопительного, МВт	
Т-50/60-12,8	50	60	12,8	555	66,7	69,4	-	105	6
Т-110/120-12,8	110	120	12,8	555	133	135	-	205	10
Т-185/220-12,8	185	220	12,8	555	218	225	-	325	12
ПТ-50/60-12,8/0,7	50	60	12,8	555	76	83,3	32,8	46,5	5
ПТ-60/75-12,8/1,3	60	75	12,8	555	97,5	107,5	38,9	61,5	5
ПТ-80/100-12,8/1,3	80	100	12,8	555	124	131	51,4	79	10
ПТ-140/165-12,8/1,5	140	165	12,8	555	205	211	93	134	12
Р-50-12,8/1,3	50	60	12,8	555	103	133	92	-	-
Р-100-12,8/1,5	105	107	12,8	555	218	225	185	-	-

Приложение К

Таблица 7 - Характеристики паровых котлов ТЭЦ

Марка котла	Номинальная паропроизводительность, кг/с	Параметры пара		Температура питательной воды, °С	Топливо	КПД брутто, %
		Давление, Мпа	Температура, °С			
Е-500-13,8 ГМН	139	13,8	560	230	ГМ	93,5 - 94.,3
Е-500-13,8	139	13,8	560	230	Т	90,2 - 92,5
Е-480-13,8 ГМ	133,3	13,8	560	230	ГМ	92,1 – 92,9
Е-420-13,8 ГМ	116,7	13,8	560	230	ГМ	93,5 - 94.7
Е-420-13,8	116,7	13,8	560	230	Т	91,7 – 92,3
Е-320-13,8 ГМ	88,9	13,8	560	230	ГМ	93,8
Е-320-13,8	88,9	13,8	560	230	Т	90,0 - .91,6
Е-210-13,8 ГМ	58,3	13,8	560	230	ГМ	93,5
Е-210-13,8	58,3	13,8	560	230	Т	90,3 – 92,3

Приложение Л

Таблица 8 - Характеристики водогрейных котлов для крупных
котельных и ТЭЦ

Марка котла	Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	Температура воды, °С		Топливо
		на входе	на выходе	
КВ-ГМ-10	11,6 (10)	70	150	ГМ
КВ-ТС-10	11,6 (10)	70	150	Т
КВ-ГМ-20	23,3 (20)	70	150	ГМ
КВ-ТС-20	23,3 (20)	70	150	Т
КВ-ГМ-30	34,9 (30)	70	150	ГМ
КВ-ТК-30	34,9 (30)	70	150	Т
КВ-ГМ-50	58,2 (50)	70 - 110	150	ГМ
КВ-ТС-50	58,2 (50)	70 - 110	150	Т
КВ-ГМ-100	116 (100)	70 - 110	150	ГМ
КВ-ТК-100	116 (100)	70 - 110	150	Т
КВ-ГМ-180	209 (180)	70 - 110	150	ГМ

Пример выполнения расчётной части курсовой работы

Таблица 14.1 – Исходные данные (ИД)

Характеристика	Условное обозначение	Источник	Исходные данные по шифру
1	2	3	4
1. Расчётная нагрузка по промпару, кг/с	D_{II}^P	Табл. 1	
2. Параметры промпара			
2.1. Давление, МПа	p_{II}	Табл. 3	
2.2. Температура, °С	t_{II}	Табл. 3	
2.3. Энтальпия, кДж/кг	i_{II}	[19]	
2.4. Годовое время использования макс. пара, ч	Тисп	Табл. 3	
3. Обратный конденсат			
3.1. Доля возврата	β_K	Табл. 3	
3.2. Температура, °С	t_K	Табл. 3	
3.3. Энтальпия, кДж/кг	i_K	[19]	
4. Расчетная нагрузка по горячей воде, МВт			

4.1. Отопления и вентиляции промпредприятия	$Q_{ОВП}^P$	Табл. 1	
4.2. ГВС промпредприятия	$Q_{ГП}^P$	Табл. 1	
5. Климатические условия города			
5.1. Расчётная температура наружного воздуха, °С	t_o^p	Приложение Е, табл. 5	
5.2. Средняя температура за отопительный период, °С	t_o	Приложение Е, табл. 5	
5.3. Расчётный тепловой поток на отопление, Вт/м2	q_o	Приложение С, табл. 3	
5.4. Средний тепловой поток на ГВС, Вт/чел	$q_{Г}$	Приложение D, табл. 4	
5.5. Продолжительность отопительного периода, ч	h_o	Приложение Е, табл. 5	
6. Численность населения, чел	m	Табл. 2	
7. Система теплоснабжения		Табл. 1	
8. Топливо		Табл. 3	

Таблица 14.2 – Тепловые нагрузки потребителей

Характеристика	Усл. обозн.	Формула или источник	Расчёт
1	2	3	4
1. Потребители технологического пара			
1.1. Расчётная нагрузка, МВт	Q_{Π}^P	$D_{\Pi}^P [i_{\Pi} - \beta_K (i_K - i_X) - i_X] (1 + q_{\Pi})$	
1.2. Годовой отпуск теплоты, млн. ГДж	Q_{Π}^G	$3,6 Q_{\Pi}^P h_{\Pi} \cdot 10^{-6}$	
1.3. То же как сумма среднемесячных нагрузок	$\sum_{i=1}^{12} \bar{Q}_{\Pi i}$	Значения среднемесячных относительных нагрузок - по Приложению В, табл.2	
1.4. Отпуск теплоты по месяцам, млн. ГДж			
Январь	$Q_{\Pi 1}$	$\bar{Q}_{\Pi 1} Q_{\Pi}^G / \sum_{i=1}^{12} \bar{Q}_{\Pi i}$	
Февраль	$Q_{\Pi 2}$	$\bar{Q}_{\Pi 2} Q_{\Pi}^G / \sum_{i=1}^{12} \bar{Q}_{\Pi i}$	
Март	$Q_{\Pi 3}$	и т.п.	
Апрель	$Q_{\Pi 4}$	и т.п.	
Май	$Q_{\Pi 5}$	и т.п.	
Июнь	$Q_{\Pi 6}$	и т.п.	
Июль	$Q_{\Pi 7}$	и т.п.	

Август	$Q_{П8}$	и т.п.	
Сентябрь	$Q_{П9}$	и т.п.	
Октябрь	$Q_{П10}$	и т.п.	
Ноябрь	$Q_{П11}$	и т.п.	
Декабрь	$Q_{П12}$	и т.п.	
2. Потребители сетевой воды			
2.1. Коммунально-бытовые			
2.1.1 Расчётная нагрузка, МВт			
Отопления	Q_O^P	$q_o m f (1 + k_1) \cdot 10^{-6}$	
Вентиляции	Q_B^P	$k_1 k_2 q_o m f \cdot 10^{-6}$	
ГВС	Q_G^P	$q_G m \cdot 10^{-6}$	
Суммарная	Q_Σ^P	$Q_O^P + Q_B^P + Q_G^P$	
2.1.2. Средняя нагрузка, МВт			
Отопления	Q_O^{CP}	$Q_O^P (t_B^P - t_O) / (t_B^P - t_O^P)$	
Вентиляции	Q_B^{CP}	$Q_B^P (t_B^P - t_O) / (t_B^P - t_O^P)$	
ГВС зимняя	Q_G^{CP}	Q_G^P	

ГВС летняя	$Q_{ГЛ}^{CP}$	$Q_{Г}^{CP}(t_{Г} - t_{ХЛ})/(t_{Г} - t_{Х})$	
2.1.3. Годовой отпуск теплоты, млн. ГДж			
На отопление	$Q_{O}^{Г}$	$3,6Q_{O}^{CP}h_{O} \cdot 10^{-6}$	
На вентиляцию	$Q_{B}^{Г}$	$3,6Q_{B}^{CP}(z/24)h_{O} \cdot 10^{-6}$	
На ГВС	$Q_{Г}^{Г}$	$3,6[Q_{Г}^{CP}h_{O} + Q_{ГЛ}^{CP}(8400 - h_{O})] \cdot 10^{-6}$	
Итого	$Q_{\Sigma}^{Г}$	$Q_{O}^{Г} + Q_{B}^{Г} + Q_{Г}^{Г}$	
2.2. Санитарно-технические			
2.2.1. Годовой отпуск теплоты, млн. ГДж			
На отопление и вентиляцию	$Q_{ОВП}^{Г}$	$3,6Q_{ОВП}^P[(t_{B}^P - t_{O})/(t_{B}^P - t_{O}^P)]h_{O} \cdot 10^{-6}$	
На ГВС	$Q_{ГП}^{Г}$	$3,6Q_{ГП}^P[h_{O} + \beta(8400 - h_{O})(t_{Г} - t_{ХЛ})/(t_{Г} - t_{Х})] \cdot 10^{-6}$	
Итого	$Q_{\Sigma П}^{Г}$	$Q_{ОВП}^{Г} + Q_{ГП}^{Г}$	
2.3. Суммарное теплотребление по сетевой воде			
2.3.1. Расчётная нагрузка с потерями в тепловых сетях, МВт	$Q_{СВ}^P$	$(1 + q)Q_{СВН}^P$	
2.3.2. Годовой отпуск теплоты, млн. ГДж	$Q_{СВН}^{Г}$	$Q_{\Sigma}^{Г} + Q_{\Sigma П}^{Г}$	
2.3.3. То же с потерями в тепловых сетях, млн. ГДж	$Q_{СВ}^{Г}$	$(1 + q)Q_{СВН}^{Г}$	

Таблица 14.3 – Выбор основного оборудования ТЭЦ

Характеристика	Условное обозначение	Формула или источник	Результаты расчета
1	2	3	4
1. Паровые турбины (ПТ)			
1.1. Турбины типа ПТ и Р			
1.1.1. Типоразмер турбин			
1.1.1.1. Типа ПТ		Приложение F, табл. 6	
1.1.1.2. Типа Р			
1.1.2. Количество турбин, шт.			
1.1.2.1. Типа ПТ	$n_{ПТ}$	Принято	
1.1.2.2. Типа Р	n_P	Принято	
1.1.3. Расчётная нагрузка П-отбора и противодавления, кг/с	$D_{П}^{ПТ,Р}$	$D_{П}^{ПТ} + D_{П}^P$	
1.1.4. Расчётный коэффициент теплофикации по пару	$\alpha_{П}^P$	$D_{П}^{ТVP} / D_{П}^P$	
1.1.5. Расчётная нагрузка Т-отбора и ВП, МВт	$Q_{СВ}^{ПТ}$	Приложение F, табл. 6	
1.1.6. Максимальный расход пара на ПТ, кг/с	$D_{0M}^{ПТ}$	Приложение F, табл. 6	

1.1.7. Установленная электрическая мощность, МВт	$N_{ПТ,Р}$	$N_{ПТ} + N_P$	
1.2. ПТ типа Т			
1.2.1. Типоразмер турбин		Приложение F, табл. 6	
1.2.2. Количество турбин, шт.	n_P	Принято	
1.2.3. Расчётная нагрузка Т-отбора и ВП, МВт	$Q_{СВ}^T$	Приложение F, табл. 6	
1.2.4. Расчётный коэффициент теплофикации по с.в.	$\alpha_{СВ}^P$	$(Q_{СВ}^{ПТ} + Q_{СВ}^T) / Q_{СВ}^{ТП}$	
1.2.5. Максимальный расход пара на ПТ, кг/с	D_{0M}^T	Приложение F, табл. 6	
1.2.6. Установленная электрическая мощность, МВт	N_T	$n_T N_T$	
1.3. Установленная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	$N_{ТЭЦ}$	$N_{ПТ,Р} + N_T$	
2. Паровые котлы (ПК) и РОУ			
2.1. Параметры свежего пара и питательной воды			
2.1.1. Давление пара, МПа	p_0	Приложение К, табл. 7	
2.1.2. Температура пара, °С	t_0	Приложение К, табл. 7	
2.1.3. Энтальпия пара, кДж/кг	i_0	[19]	

2.1.4. Температура питательной воды, °С	$t_{ПВ}$	Приложение К, табл. 7	
2.1.5. Энтальпия воды, кДж/кг	$i_{ПВ}$	[19]	
2.2. Расход свежего пара на РОУ, кг/с	D_0^{POY}	$(D_{II}^P - D_{II}^{TYP})(i_{II} - i_{ПВ}) / (i_0 n_{POY} - i_{ПВ})$	
2.3. Требуемая паропроизводительность ПК, кг/с	$D_{OP}^{ПК}$	$1,02(D_{OM}^{IT,P} + D_{OM}^T + D_0^{POY})$	
2.4. Тип устанавливаемых ПК		Приложение К, табл. 7	
2.5. Количество ПК, шт	$n_{ПК}$	Принимаем	
2.6. Номинальная паропроизводительность котла, кг/с	$D_{OH}^{ПК}$	Приложение К, табл. 7	
2.7. Установленная паропроизводительность ПК, кг/с	$D_{O\Sigma}^{ПК}$	$n_{ПК} D_{OH}^{ПК}$	
3. Пиковые водогрейные котлы (ПВК)			
3.1. Расчётная нагрузка, МВт	$Q_{ПВК}^P$	$Q_{CB}^P - (Q_{CB}^{IT} + Q_{CB}^T)$	
3.2. Тип устанавливаемых ПВК		Приложение L, табл. 8	
3.3. Количество, шт.	$n_{ПВК}$	Принимаем	
3.4. Номинальная теплопроизводительность котла, МВт	$Q_{ПВК}^H$	Приложение L, табл. 8	

Приложение N

Пример выполнения графической части курсовой работы

1. Пример выполнения технологической схемы паротурбинной ТЭС

Упрощенная технологическая схема паротурбинной электростанции

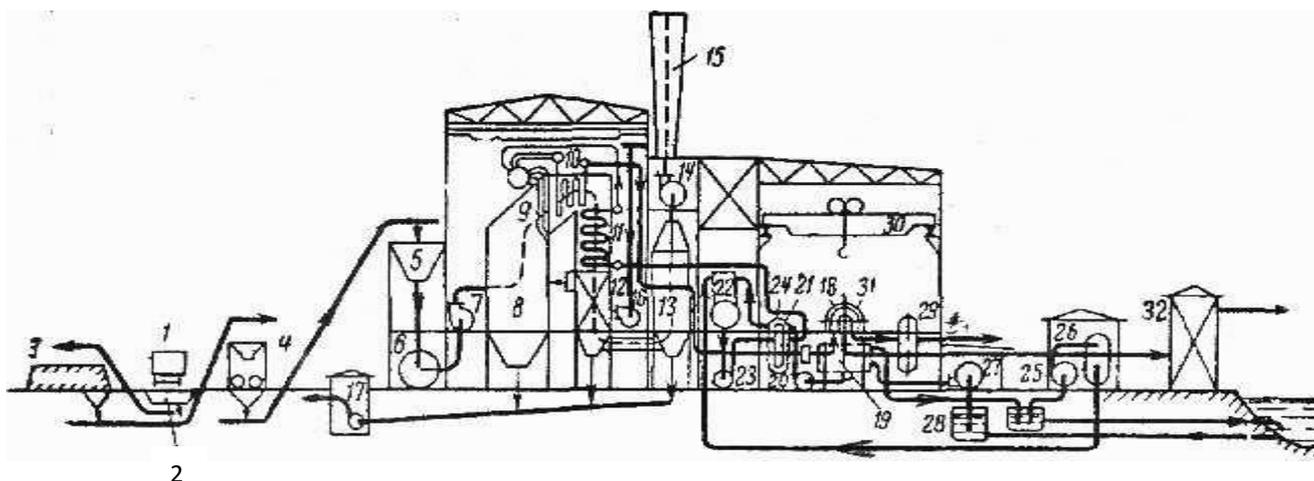


Рисунок 1. - Технологическая схема паротурбинной электростанции,
работающей на твердом топливе

Топливо в вагонах, пройдя весы, поступает в разгрузочное устройство 2, из которого транспортными механизмами направляется на угольный склад 3 или в бункера котельной. Уголь проходит через дробильную установку 4, где измельчается до нужных размеров.

Транспортерами дробленый уголь подается в бункера сырого угля 5, из которых поступает в мельницы 6. Угольная пыль из мельниц мельничным вентилятором 7 подается в топку 8 парогенератора. Образовавшиеся в результате сжигания пыли продукты сгорания омывают поверхности нагрева парогенератора (испарительные поверхности 9, пароперегреватель 10, водяной экономайзер 11, воздухоподогреватель 12). После золоуловителя 13 уходящие газы дымососами 14 удаляются в атмосферу через дымовую трубу 15. Воздух, необходимый для горения, подается в топочную камеру 8 вентилятором 16 через воздухоподогреватель 12. Из топочной камеры шлаки

и осажденная в золоуловителе зола отводится при помощи воды по каналам в установку 17 для перекачки гидрозоловой смеси и далее на золовые отвалы. Перегретый пар из парогенератора по главному паропроводу подводится к турбине 18. Конденсат турбины из конденсатора 19 насосами 20 через систему подогревателей низкого давления 21 подается в деаэратор 22, служащий для удаления газов из питательной воды. Вода после дегазации питательными насосами 23 через подогреватели высокого давления 24 и водяной экономайзер подается в барабан парогенератора.

Потери пара и конденсата на электростанции и у внешних потребителей тепла восполняются добавочной химически очищенной водой, подаваемой насосами 25 через водоочистительные аппараты 26 в деаэратор. Пар из отбора турбины подводится к подогревательной установке 29, из которой подогретая вода отводится к потребителям.

Часть пара из отбора турбины непосредственно направляется к потребителям. Вода для охлаждения отработавшего пара в конденсаторах турбин подается циркуляционными насосами 27 из канала 28, куда она поступает из реки или пруда. Машинный зал и котельная оборудованы мостовыми электрическими кранами 30, служащими для монтажа и ремонта оборудования.

Электрическая энергия от генератора 31 отводится к внешним потребителям через главное распределительное устройство 32 и повысительную подстанцию, а к внутростанционным установкам (электродвигатели вспомогательных механизмов и т. п.) – через распределительное устройство собственных нужд.

2. Пример выполнения принципиальной тепловой схемы ТЭЦ

Если ТЭЦ имеет однотипные турбины, то составляют схему одной турбоустановки, однако чаще устанавливаются турбины различных типов: ПТ, Р, Т, которые связаны технологически. Общими являются линии технологических отборов турбин ПТ и Р обратного конденсата внешних

потребителей, добавочной воды и подпиточной воды тепловых сетей. Сетевые подогреватели выполняются индивидуальными для каждой турбины. ПТС получается сложной и с разнотипным оборудованием, она включает по одному агрегату каждого типа.

ПТС ТЭЦ с разнотипными турбинами и одинаковыми парогенераторами в ориентировочных расчетах можно представить одним условным, «эквивалентным» турбоагрегатом ПТ, который обеспечивает заданную электрическую мощность, требуемый отпуск пара и горячей воды (рис. 17.2).

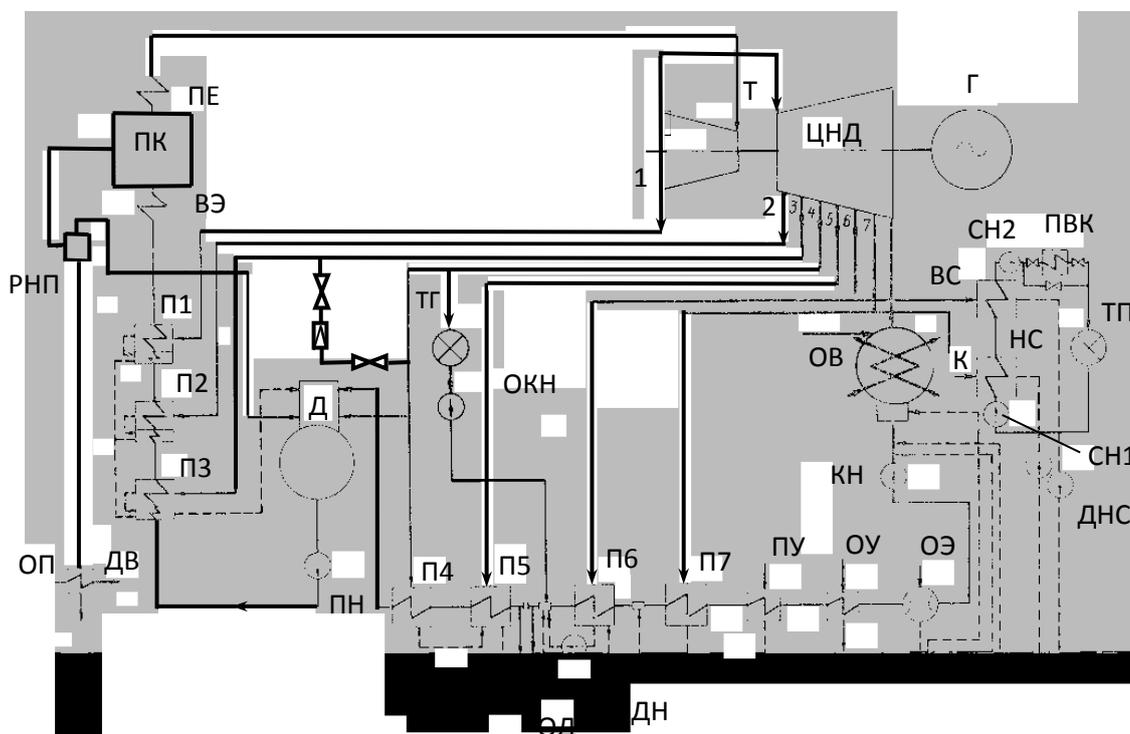


Рисунок 2 - Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с турбиной ПТ-

Для простоты считают, что ТЭЦ имеет одинаковые турбины: ПТ-135-130. Эта турбина имеет мощность 135 МВт при начальных параметрах пара 12,75 МПа и 565 °С, расход пара при номинальной тепловой нагрузке 735 т/ч, 5 нерегулируемых отборов. Отпуск пара из первого регулируемого отбора составляет 320 т/ч при давлении 1,47 МПа. Отпуск тепла из второго регулируемого отбора - 460 ГДж/ч при давлении пара 0,078 МПа. Пропуск пара в конденсатор - 197 т/ч, давление в конденсаторе 0,0035 МПа.

Тип парогенератора определяется местными условиями: видом топлива, единичной мощностью парогенератора и т.п. Наиболее часто

устанавливаются парогенераторы ТГМ-84-420-140 или БКЗ-420-140, производительность по 420 т/ч, параметры пара – 13,7 МПа и 565 °С, температура питательной воды 230 °С.

Схема регенеративного подогрева состоит из 3 ПВД, 4 ПНД, подогревателя уплотнений, охладителя пара эжекторов и деаэрата. ПВД имеют охладители дренажа. Отбор № 4 регулируемый – пар подается на деаэратор, ПНД 4 и на технологическое потребление. С производства конденсат возвращается ОКН в смеситель на линии основного конденсата между ПНД 5 и ПНД 6. Перед смесителем установлен охладитель дренажа (ОД), отборы № 6 и № 7 выполнены регулируемые и отпускают пар на сетевые подогреватели ВС и НС. Пиковая отопительная нагрузка покрывается за счет включения ПВК. Дренаж из сетевых подогревателей сетевыми насосами ДНС возвращается в линию основного конденсата в смесители между ПНД 5 и 6 и ПНД 6 и 7. Дренаж из ПВД 1, 2, 3 самотеком по каскадной схеме направляется в деаэратор, из ПНД 4 самотеком поступает в ПНД 5 и через охладитель дренажа направляется в ПНД 6, откуда дренажным насосом подается в смеситель. Из ПНД7, ПУ, ОЭ дренаж самотеком подается во всасывающую линию конденсатного насоса. Выпар непрерывной продувки из РНП подается в деаэратор, а концентрат продувки используется для подогрева добавочной воды, вводимой в конденсатор.

Общие указания. Составлению принципиальной тепловой схемы электростанции предшествует решение следующий существенных вопросов, определяющих профиль электростанции:

1. На основании данных об энергетических нагрузках выбирают энергетический тип электростанции – чисто конденсационный или теплофикационный.
2. Для конденсационной электростанции устанавливают общую электрическую мощность, тип и мощность отдельных энергоблоков, определяют начальные параметры пара, число ступеней и параметры пара промежуточного перегрева.

3. При проектировании ТЭЦ устанавливают электрическую и тепловую ее мощность, намечают тип и число теплофикационных турбоагрегатов, уточняемые в результате расчета ПТС.
4. Выбирают тип парогенератора: при докритическом давлении пара барабанный или прямоточный; при сверхкритическом давлении - прямоточный.
5. В зависимости от вида топлива выбирают способ его подготовки.

На основе принятых решений по профилю электростанции и основного ее оборудования переходят непосредственно к разработке принципиальной тепловой схемы.

ПТС электростанции (энергоблока) нового типа разрабатывают на основе имеющихся теоретических исследований, опыта эксплуатации действующих электростанций, новых технических предложений и результатов технико-экономических расчетов.

В ПТС электростанции на существующем оборудовании вносят изменения и дополнения, обусловленные местными условиями: характером энергетических нагрузок, видом и стоимостью топлива, качеством исходной воды и т.п. Так, при базовой нагрузке и дорогом топливе целесообразно развивать схему регенеративного подогрева воды, в частности установкой охладителей регенеративного пара и дренажей и т. п. в зависимости от качества исходной сырой воды в источнике водоснабжения выбирают термическую или химическую подготовку добавочной воды. При использовании испарителей и дорогом топливе в схему включают отдельный конденсатор испарительной установки; при дешевом топливе вторичный пар испарителей конденсируют в регенеративном подогревателе, присоединенном к отбору более низкого давления, следующему за отбором пара на испаритель.

Вид ПТС промышленной ТЭЦ зависит существенно от начальных параметров, типа парогенераторов, принятого способа отпуска пара (см. рис.3-5).

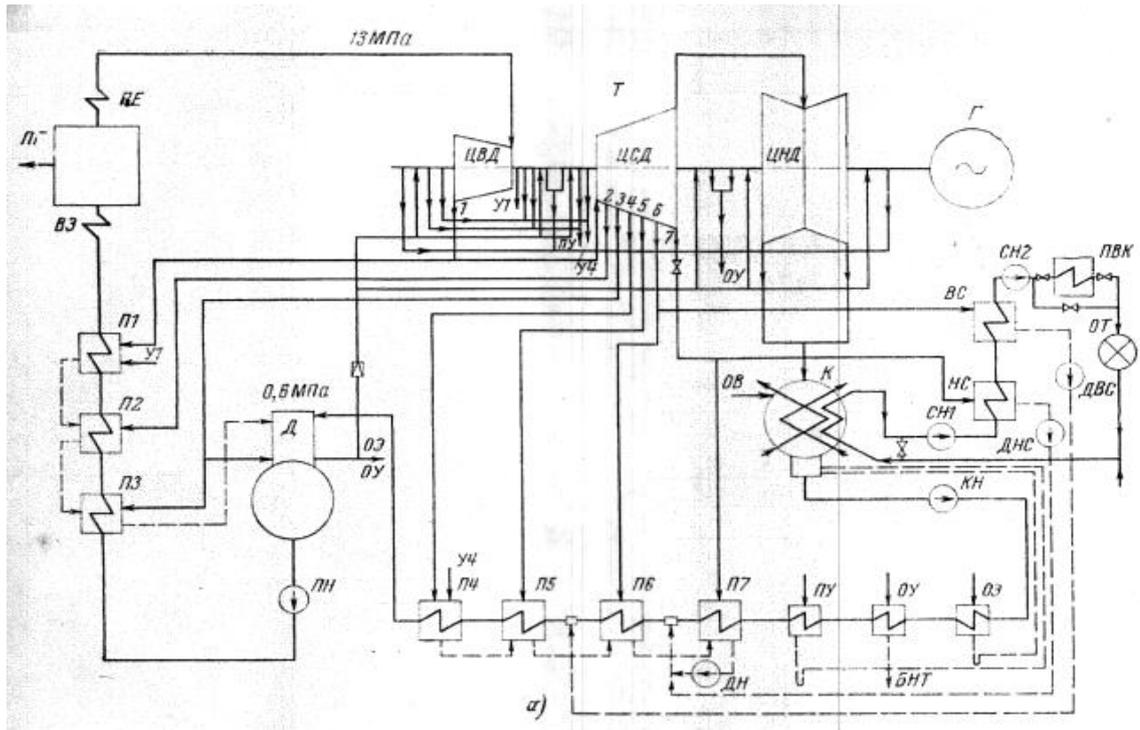


Рисунок 3 - Принципиальная тепловая схема теплоэлектроцентрали с турбоустановкой типа Т-100-130.

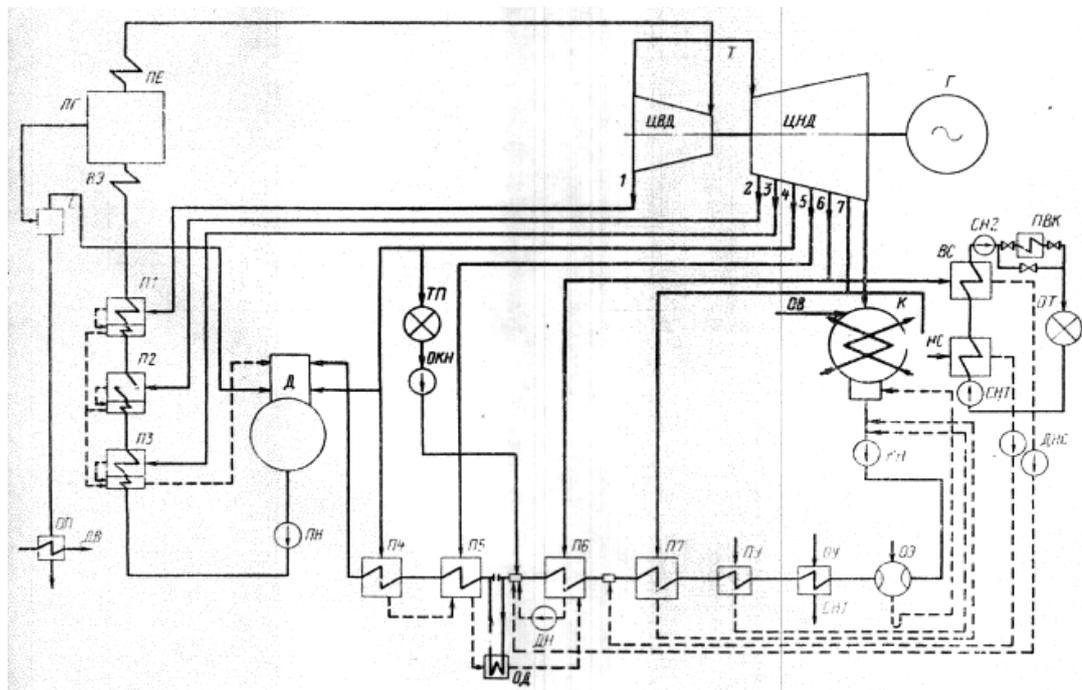


Рисунок 4 - Принципиальная тепловая схема теплоэлектроцентрали с турбоустановкой типа ПТ-135-130.

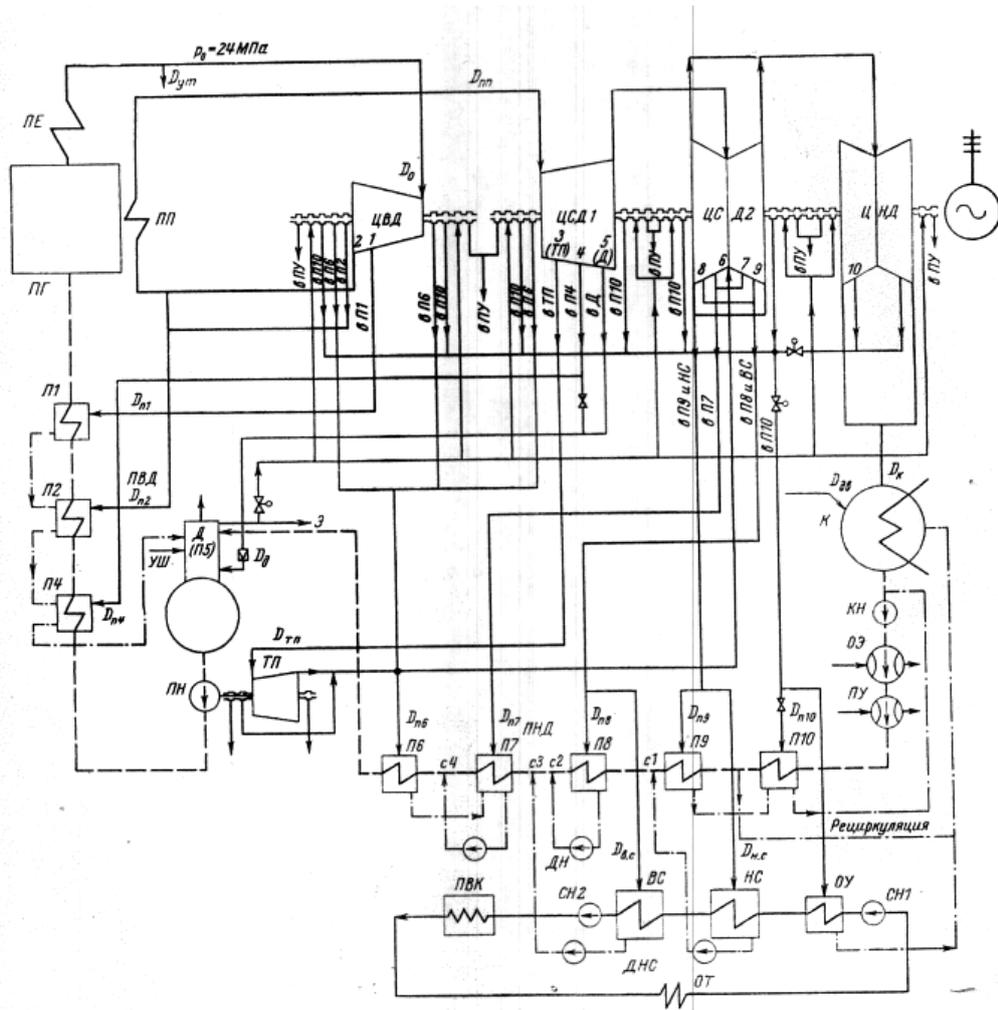
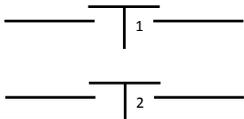
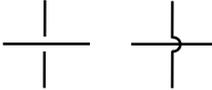
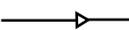
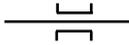
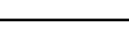
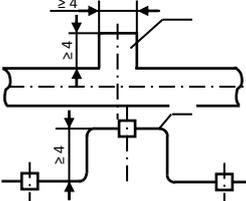
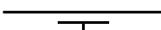
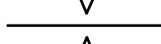
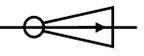
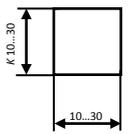
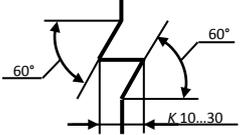
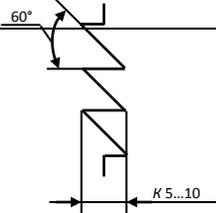
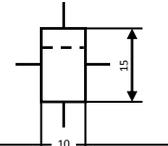
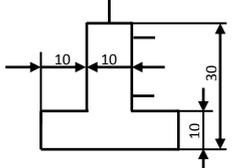
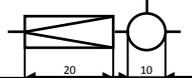
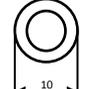
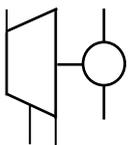
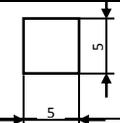
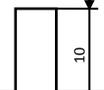
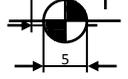
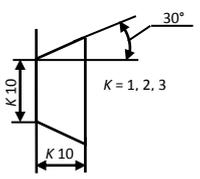
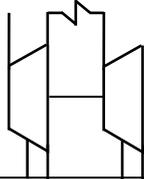


Рисунок 5 – Принципиальная тепловая схема теплоэлектростанции с турбоустановкой типа Т-250-240.

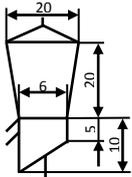
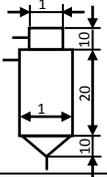
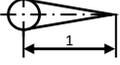
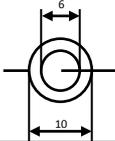
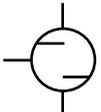
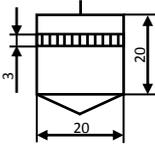
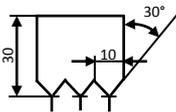
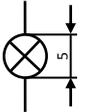
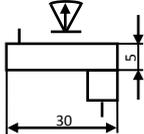
7. УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

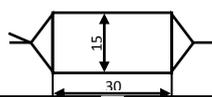
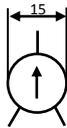
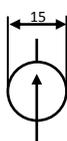
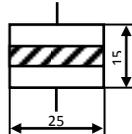
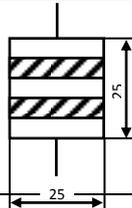
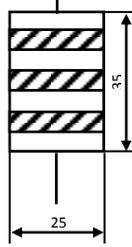
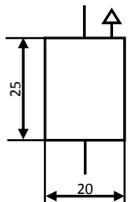
№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТА, КОНСТРУКЦИИ	ОБОЗНАЧЕНИЕ
1	Трубопровод горячей воды на отопление и вентиляцию: а) подающий б) обратный	
2	Перекрещивание трубопроводов	
3	Фланцевое соединение	
4	Муфтовое резьбовое соединение	
5	Поток жидкости в одном направлении	
6	Поток газа, воздуха, пара в одном направлении	
7	Трубопровод в трубе (в футляре)	
8	Переход (общее обозначение)	
9	Конец трубопровода с заглушкой (общее обозначение)	
10	Компенсатор П-образный а) при подземной прокладке б) при надземной	
11	Опора трубопровода неподвижная	
12	Опора трубопровода подвижная (общее обозначение)	
13	Дроссельная диафрагма (шайба)	
14	Слив жидкости из системы	
15	Вентиль (клапан) проходной	
16	Задвижка	
17	Кран проходной	
18	Клапан редукционный	
19	Клапан дроссельный	
20	Затвор поворотный	

			
21	Регулятор давления (до себя)		
22	Регулятор давления (после себя)		
23	Спускник		
24	Воздушник		
25	Расширитель (виды изображения на схеме и плане)		
26	Конденсатоотводчик		
27	Элеватор		
28	Компрессор		
29	Бак под атмосферным давлением		
30	Водонагреватель скоростной пароводяной		
31	Охладитель жидкости или воздуха		
32	Воздухонагреватель		
33	Воздухоохладитель		
34	Фильтр для очистки воздуха		
35	Котел, камера сгорания газотурбинной установки (общее обозначение)	К	
36	Котел паровой	КП	
37	Котел водогрейный (бойлер)		
38	Пароперегреватель	ПП	

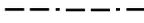
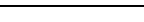
39	Экономайзер	Э	
40	Колонка разделительная (сепаратор расширитель)		
41	Дэаэратор (рабочее давление проставляется в контурах бака)		
42	Редукционно-охлаждающая установка	РОУ	
43	Потребитель тепла	ПТ	
44	Турбонасос		
45	Лючок смотровой и шуровочный		
46	Лаз		
47	Питатель винтовой (шнек)		
48	Турбина паровая. Цилиндр турбины однопоточный	ТП	
49	Турбина паровая с нерегулируемым отбором пара	ТП	
50	Турбина паровая с промежуточным перегревом	ТП	

51	Турбина паровая с регулируемым отбором пара	ТП	
52	Турбина паровая двухпоточная	ТП	
53	Турбина газовая	ТГ	
54	Конденсатор поверхностный	КП	
55	Конденсатор поверхностный двухпоточный		
56	Теплообменник смешивающий		
57	Подогреватель поверхностный (общее обозначение)		
58	Мельница молотковая с осью подводом воздуха		
59	Мельница шаровая среднеходная		
60	Сепаратор механический		

61	Сепаратор центробежный	
62	Циклон	
63	Заслонка перекидная	
64	Форсунка мазутная	
65	Насос осевой	
66	Шнековый шлакоудалитель	
67	Скребокый шлакоудалитель	
68	Металлоуловитель	
69	Смеситель	
70	Бункер пылевидного топлива	
71	Питатель барабанный, барабанно-скребковый	
72	Питатель ленточный с автоматическими весами	

73	Мельница шаровая, барабанная	
74	Вентилятор (дымосос) двустороннего всасывания	
	одностороннего всасывания	
75	Фильтр	
	однокамерный	
	двухкамерный	
	трехкамерный	
76	Удалитель углекислоты (декарбонизатор)	
78	Буквенные условные обозначения фильтров:	
	Механический	М
	Натрий-катионовый	Na
	Водородно-катионовый	H
	Анионитовый	A
	Обезжелезивания	Fe
	Смешанного действия	ФСД
	Намывной ионитный	НИФ
	Ионообменный параллельноточный	ФИП
	Осветительный вертикальный	ФОВ
	Сорбционный угольный	ФСУ

ГОСТ 108.001.105-77 «Условные обозначения трубопроводов»

79	Пар		Толщина линии 0,8-1,5мм
80	Пар свежий		
81	Пар промперегрева		
82	Пар производственного отбора		
83	Пар теплофикационного отбора		
84	Паровоздушная смесь		Толщина линии 0,2-1,0мм
85	Газ		
86	Воздух		
87	Воздух сжатый		
88	Вода питательная		
89	Вода сетевая, подпитанная		
90	Вода сырая, техническая, циркуляционная		
91	Вода химочищенная		
92	Конденсат		
93	Дренаж, переливы, сливы		
94	Пульпа гидрозоловая, гидрошлаковая, гидроугольная, шлакопроводы		
95	Топливо жидкое (общее обозначение)		
96	Мазутопровод циркуляционный		
97	Мазутопровод напорный		
98	Твердое топливо		
99	Пылевоздушная смесь		
100	Пылегазовая смесь		

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ

Лукина Г.В., Подъячих С.В. Методические указания по практическим занятиям для выполнения контрольных работ - ИрГСХА: Иркутск, 2014- 48с.

Подписано в печать
Формат 60x84 1/16. Б. кн.-журн.
П.л. _____ Б.л.
Тираж _____ Заказ

Редакционно-издательский отдел
Иркутская государственная сельскохозяйственная
академия