

**Некоммерческое
акционерное
общество**

**АЛМАТИНСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
ЭНЕРГЕТИКИ И
СВЯЗИ**

**Кафедра тепловых
энергетических
установок**

ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Методические указания для студентов специальности
5В071700- Теплоэнергетика

Алматы 2014

Составители: И.Б.Бакытжанов, В.О.Байбекова, К.С.Олжабаева.
Тепловые электрические станции. Дипломное проектирование.
Методические указания для студентов специальности 5В071700–
Теплоэнергетика. – Алматы: АУЭС, 2013. – 45с.

Методические указания по предмету «Тепловые электрические станции. Дипломное проектирование» для студентов содержат три контрольных задания, методику их выполнения и перечень рекомендуемой литературы.

Методические указания предназначены для студентов, обучающихся по специальности 5В071700 – «Теплоэнергетика» специализация – Тепловые электрические станции.

Ил. 11 , табл.1 , библ.- 14 назв.

Рецензент: канд. техн. наук, доц. Абильдинова С.А.

Печатается по плану издания некоммерческого акционерного общества «Алматинский университет энергетики и связи» на 2013г.

©НАО «Алматинский университет энергетики и связи» 2014г.

Введение

Дипломное проектирование позволяет сформировать из студента будущего специалиста бакалавра – теплоэнергетика.

Дипломный проект является самостоятельной работой, в которой все решения принимает сам студент. Руководитель и консультант только направляют работу студента. В этой связи учебное пособие позволит студенту самостоятельно решить те или иные задачи, а также принять правильное решение в расчетах и выборе оборудования ТЭС.

При выполнении дипломного проекта студент должен последовательно в соответствии с заданием и рекомендациям учебного пособия выполнить расчеты и выбрать оборудование.

Дипломный проект состоит из пояснительной записки и графической части (чертежей на формате А1).

Пояснительная записка выполняется на листах формата А4, ориентировочный объем 60-70 страниц. Пояснительная записка должна включать: титульный лист, задание, аннотацию, содержание, введение, основную часть, раздел безопасность жизнедеятельности, экономическую часть, заключение и список использованной литературы.

Графическая часть должна быть представлена в виде чертежей: генплан ТЭС, компоновка главного корпуса, тепловая схема и при необходимости чертежи по специальному вопросу.

Для выполнения дипломного проекта студенту необходимо:

- выбрать тему дипломного проекта по списку на кафедре;
- до отъезда на преддипломную практику получить тему специального вопроса, чтобы собрать материал во время практики.

В методических указаниях даются рекомендации только по выбору основного оборудования ТЭС, расчету тепловой схемы ТЭС и выбору вспомогательного оборудования ТЭС.

Выполнение раздела безопасности жизнедеятельности и экономической части проводится по методическим рекомендациям соответствующих кафедр.

1 Выбор оборудования ТЭС

1.1 Выбор основного оборудования конденсационных электростанций

Единая мощность турбоагрегатов конденсационных электростанций (КЭС) выбирается как возможно более крупной, если станция входит в объединенную энергосистему, если станция входит в изолированную систему, то на основе технико-экономических расчетов с учетом аварийного резерва и перспективы развития системы [1]. Обычно мощность турбоагрегата КЭС задается в задании по дипломному проектированию.

На КЭС с промежуточным перегревом пара применяются блочные схемы.

Параметры пара котлов определяются выбранным типом турбин. Тип котла выбирается по необходимой паровой производительности, параметров пара и вида топлива по стандарту [3].

Паровая производительность котлов $D_{ка}$ для энергоблоков выбирается согласно норм [1] по максимальному пропуску свежего пара через турбину $D_m^{макс}$ с учетом расхода пара на собственные нужды и запаса в размере 3%

$$D_{ка} = (1 + \alpha + \beta) \cdot D_m^{макс}, \text{ т/ч}, \quad (1.1)$$

где $\alpha = 0,03$ - доля запаса по паропроизводительности котла;

$\beta = 0,02$ - доля расхода пара на собственные нужды;

$D_m^{макс}$ - максимальный расход пара на паровую турбину.

Пусть по заданию установленная мощность ГРЭС 1200 МВт с энергетическими блоками 300 МВт. Топливо – газ, мазут.

По приложению А принимаем к установке четыре турбины типа К-300-240.

По технической характеристика турбины К-300-240.

Расход свежего пара $D_o = 930$ т/ч.

Параметры острого пара: $P_o = 24,0$ МПа, $t_o = 540^\circ\text{C}$.

По расходу пара на турбину, параметрам пара и виду топлива выбираем котельный агрегат.

Паропроизводительность котлоагрегата:

$$D_{ка} = (1 + \alpha + \beta) \cdot D_o = (1 + 0,03 + 0,02) \cdot 930 = 976,5 \text{ т/ч}, \quad (1.2)$$

где $\alpha = 0,03$ – запас по паропроизводительности;

$\beta = 0,02$ – коэффициент собственных нужд.

С учетом параметров пара и сжигаемого топлива по приложению В выбираем к установке котлоагрегат типа Пп-1000-255ГМ (ТГМП-314).

1.2 Выбор основного оборудования теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)

Единая мощность и тип теплофикационных турбин на ТЭЦ, входящей в энергосистему, выбирается как можно более крупными с учетом характера и перспективной величиной тепловых нагрузок района, а для строительства ТЭЦ необходимо провести технико-экономическое обоснование.

Типы турбин определяются видами тепловых нагрузок ТЭЦ. На ТЭЦ только с нагрузкой на горячее водоснабжение (ГВС) и отопление устанавливают турбины типа Т и ТР. При нагрузках на ГВС, отопление и паровой производственной нагрузке на ТЭЦ могут устанавливаться турбины типа ПТ или совместно турбины типов Т, ПТ, Р, ПР, ТР.

Выбор единичной мощности турбин производится, исходя из заданной тепловой нагрузки и с учетом электрической нагрузки, отдавая предпочтение агрегатам большей мощности.

После выбора турбин выбирают котлы. На ТЭЦ без промежуточного перегрева пара с преимущественно паровой нагрузкой могут быть выбраны схемы с поперечными связями или блочные схемы, при преимущественно отопительной нагрузке, как правило, блочные схемы.

Для блочных ТЭЦ, входящих в энергосистему, производительность паровых котлов энергоблока выбирают по максимальному пропуску свежего пара через турбину с учетом запаса 3% по производительности и расхода пара на собственные нужды 2%:

$$D_{ка} = (1 + \alpha + \beta) \cdot D_m^{макс}, \quad \text{т/ч}, \quad (1.3)$$

где $\alpha = 0,03$ - доля запаса по паропроизводительности котла;

$\beta = 0,02$ - доля расхода пара на собственные нужды;

$D_m^{макс}$ - максимальный расход пара на паровую турбину.

При этом на блочных ТЭЦ устанавливаются резервные водогрейные котлы в таком количестве, чтобы при выходе из строя одного энергоблока или одного энергетического котла дубль-блока, оставшиеся в работе энергоблоки и пиковые водогрейные котлы обеспечили максимальный отпуск пара на производство и тепловую нагрузку в размере 70% от расчетной.

Для ТЭЦ с поперечными связями производительность паровых энергетических котлов выбирают по максимальному пропуску свежего пара через все турбины машинного с учетом запаса 3% по производительности и расхода пара на собственные нужды 2%:

$$D_{ка} = (1 + \alpha + \beta) \cdot \Sigma D_m^{макс}, \quad \text{т/ч}, \quad (1.4)$$

где $\alpha = 0,03$ - доля запаса по паропроизводительности котлов;

$\beta = 0,02$ - доля расхода пара на собственные нужды;

$\Sigma D_m^{макс}$ - максимальный расход пара на все паровые турбины.

Для ТЭЦ с поперечными связями, в случае выхода из работы одного энергетического котла, оставшиеся в работе котлы должны обеспечить обеспечили максимальный отпуск пара на производство и тепловую нагрузку в размере 70% от расчетной. При этом для этих ТЭЦ, входящих в энергосистему, допускается снижение электрической мощности на величину самого мощного турбоагрегата ТЭЦ.

Например, для ТЭЦ с исходными данными:

Расход пара на производство $D_{np} = 350$ т/ч, давление пара $P_{np} = 1,3$ МПа.

Максимальные тепловые нагрузки:

- отопление и вентиляция $Q_{от+в} = 500$ МВт;

- горячее водоснабжение $Q_{звс} = 220$ МВт;

Коэффициент теплофикации $\alpha_{тэц} = 0,5$.

Расчетные данные:

1) Суммарная максимальная тепловая нагрузка ТЭЦ

$$Q_{тэц} = Q_{от+в} + Q_{звс} = 500 + 220 = 720 \text{ МВт.}$$

2) Нагрузка отопительных отборов турбин ТЭЦ

$$Q_{отб} = \alpha_{тэц} \cdot Q_{тэц} = 0,5 \cdot 720 = 360 \text{ МВт.}$$

3) Выбор типа паровой турбины

Выбор паровой турбины начинаем с возможности отпуска пара на производство, т.е. типов Р или ПТ.

Для восполнения расход пара на производство $D_{np} = 350$ т/ч с давлением пара $P_{np} = 1,3$ МПа, по приложению Б подходят две турбины типа ПТ-80/100-130 с $D_{np} = 2 \cdot 185 = 370$ т/ч. При этом турбина имеет отопительный отбор мощностью $Q_m = 82$ МВт, что для двух турбин составит $Q_{отб}^{nm} = 2 \cdot 82 = 164$ МВт. Оставшуюся теплофикационную нагрузку должна покрыть турбина типа Т:

$$Q_{отб}^m = Q_{отб} - Q_{отб}^{nm} = 360 - 164 = 196 \text{ МВт.}$$

По приложению Б подходит турбина типа Т-110/120-130 с $Q_m = 204$ МВт.

Итак, для заданных нагрузок выбираются теплофикационные турбины типа в количестве:

2хПТ-80/100-130/13;

1хТ-110/120-130.

4) Выбор пиковых водогрейных котлов (ПВК).

Требуемая тепловая мощность ПВК.

$$Q_{пвк}^{mp} = Q_{тэц} - Q_{отб} = 720 - 360 = 360 \text{ МВт.}$$

Выбираем согласно данных приложения Г к установке два водогрейных котла типа КВ-ГМ-180 с суммарной тепловой мощностью:

$$Q_{пвк} = n_{пвк} \cdot Q_{кв-гм} = 2 \cdot 209 = 418 \text{ МВт,}$$

где тепловая мощность водогрейного котла КВ-ГМ-180 $Q_{кв-гм} = 209$ МВт.

5) Выбор паровых котлов.

Пусть ТЭЦ работает по схеме с поперечными связями.

В приложении Б для турбин заданы расходы свежего пара:

ПТ-80/100-130/13 $D_o^{nm} = 450$ т/ч;

Т-110/120-130 $D_o^m = 485$ т/ч.

Максимальный расход пара на все паровые турбины:

$$\Sigma D_m^{макс} = n_{nm} \cdot D_o^{nm} + n_m \cdot D_o^m = 2 \cdot 450 + 1 \cdot 485 = 1385 \text{ т/ч.}$$

Тогда суммарная производительность паровых энергетических котлов для ТЭЦ с поперечными связями:

$$D_{ка} = (1 + \alpha + \beta) \cdot \Sigma D_m^{макс} = (1 + 0,03 + 0,02) \cdot 1385 = 1455 \text{ т/ч,}$$

где $\alpha = 0,03$ - доля запаса по паропроизводительности котла;

$\beta = 0,02$ - доля расхода пара на собственные нужды;

$\Sigma D_m^{макс}$ - максимальный расход пара на все паровые турбины.

Выбираем для ТЭЦ с поперечными связями четыре котла типа Е-420-140, с суммарной паровой производительностью $D_{ка} = 4 \cdot 420 = 1680$ т/ч.

Проверка правильности выбора паровой производительности котлов производится при выходе из строя одного парового котла. При выходе из строя одного котла паровая производительность оставшихся в работе трех котлов

$$D_{ка} = 3 \cdot 420 = 1260 \text{ т/ч.}$$

Из этого количества пара, чтобы обеспечить пар на производство, 900 т/ч необходимо для турбин типа ПТ-80/100, на собственные нужды 2% т.е. 25 т/ч и оставшееся количество пара 335 т/ч пойдет на турбину Т-110/120-130.

Тепловая мощность турбины Т-110/120-130 примерно составит:

$$Q_{отб}^m = (D^m / D_o^m) \cdot Q_m = (335/485) \cdot 204 = 141 \text{ МВт.}$$

Суммарная тепловая мощность ТЭЦ при выходе из строя одного котла

$$Q_m = Q_{отб}^{nm} + Q_{отб}^m + Q_{нвк} = 164 + 141 + 418 = 723 \text{ МВт.}$$

Из расчетов видно, что при выходе из строя одного котла, оставшиеся в работе обеспечат 100% паровую и более чем 70% теплофикационную нагрузки.

Для блочной ТЭЦ выбираем три котла типа Е-500-140, с суммарной паровой производительностью $D_{ка} = 3 \cdot 500 = 1500$ т/ч.

Проверка правильности выбора количества и паровой производительности котлов производится при выходе из строя одного парового котла энергоблока. При выходе из строя одного блока, например, Т-110/120-130, остаются в работе два блока с ПТ-80/100-130/13 и полностью обеспечат паровую нагрузку. При этом теплофикационная мощность ТЭЦ составит:

$$Q_m = Q_{отб}^{nm} + Q_{нвк} = 164 + 418 = 582 \text{ МВт.}$$

Требуемая суммарная тепловая мощность ТЭЦ при выходе из строя одного котла:

$$Q_{треб}^m = 0,7 \cdot Q_{тэц} = 0,7 \cdot 720 = 504 \text{ МВт.}$$

Из расчетов видно, что при выходе из строя котла энергоблока Т-110/120-130, оставшиеся в работе обеспечат 100% паровую и более чем 70%

теплофикационную нагрузку. При этом для этой ТЭЦ, входящей в энергосистему, допускается снижение электрической мощности на величину самого мощного турбоагрегата ТЭЦ, т.е. отключение турбины Т-110/120-130.

При выходе из строя котла энергоблока ПТ-80/100-130/13 паровая нагрузка будет обеспечена всего лишь на 50%, поэтому необходимо устанавливать РОУ-140/13 с производительностью не менее 185 т/ч.

Тогда при выходе из строя одного энергоблока ПТ-80/100-130/13 оставшееся в работе оборудование выдает 100% паровую нагрузку.

При этом расходы пара от котла составят: на РОУ 185 т/ч и 315 т/ч на турбину Т-110/120-130.

Паровая турбина Т-110/120-130 выдает тепловую мощность:

$$Q_{отб}^m = (D^m / D_o^m) \cdot Q_m = (315/485) \cdot 204 = 132 \text{ МВт.}$$

Тепловая мощность выдаваемая ТЭЦ составит:

$$Q_m = Q_{отб}^{nm} + Q_{отб}^m + Q_{нвк} = 82 + 132 + 418 = 632 \text{ МВт.}$$

Из расчетов видно, что при выходе из строя котла энергоблока ПТ-80/100-130/13, оставшееся в работе оборудование обеспечит 100% паровую и более чем 70% теплофикационную нагрузку.

2 Расчет тепловых схем ТЭС

2.1 Задачи расчета тепловых схем

Задачей расчета тепловой схемы является определение параметров, расхода и направления потоков пара и конденсата в тепловой схеме.

Объем расчета тепловой схемы зависит от назначения расчета.

В дипломном проекте производится расчет тепловой схемы на заданный режим работы с учетом расположения ТЭС и работы в энергосистеме.

В учебном пособии рассматриваются расчеты тепловых схем при проектировании ТЭС. В виде примера рассмотрены три вида расчета тепловых схем, в зависимости от типа энергоблока (К, Т, ПТ).

2.2 Условия расчета

В условия расчета входят:

- расход пара на подогреватели определяются без разделения их поверхностей на зоны;
- падение давления от камеры отбора до подогревателя не учитывается;
- протечки через концевые уплотнения турбины, штоки клапанов не учитываются;
- нагрев воды в сальниковых подогревателях не учитывается;
- химически обессоленная вода для восполнения потерь в схеме блока подается в конденсатор турбины.

2.2.2 Составление принципиальной тепловой схемы энергоблока.

Принципиальная тепловая схема составляется с использованием паспортных данных серийных турбоустановок.

Например, для блока с турбиной К-300-240, принципиальная тепловая схема представлена на рисунке 2.1.

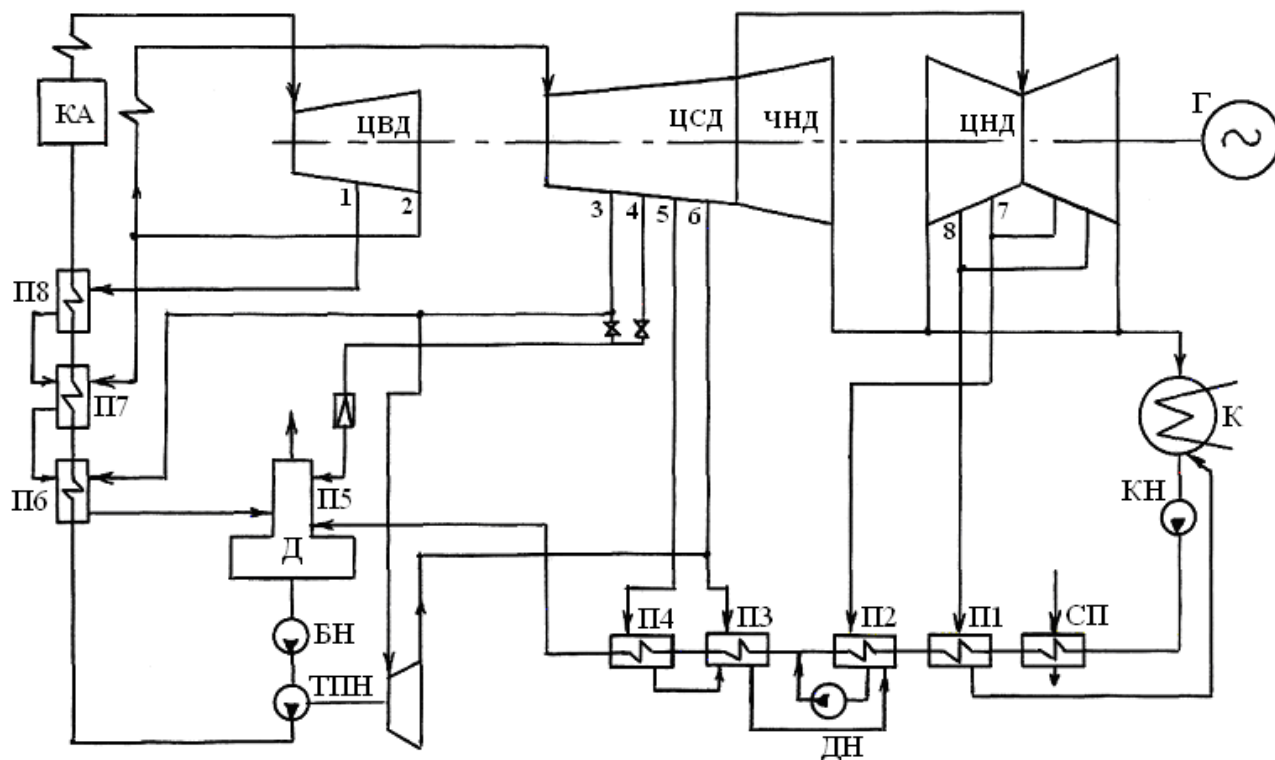


Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема блока с турбиной К-300-240

Из схемы видно, что решения по регенеративному подогреву приняты типовые: три ПВД, причем один отбор осуществляется из ЦВД, второй после ЦВД (т.е. перед промперегревом пара), третий – из ЦСД; деаэратор на давление 0,7 МПа питается паром из самостоятельного отбора (4-ый отбор из ЦСД), причем предусмотрена возможность перевода его на питание от отбора с более высоким давлением (3-го отбора), при пониженных нагрузках турбины.

Группа ПНД состоит из 4-х подогревателей и сальникового.

Добавочная химически обессоленная вода подается в конденсатор турбины, где она деаэрируется в барботажном устройстве.

Протечки через лабиринтовые уплотнения ЦВД и передние уплотнения ЦСД отводятся в паропровод отбора на ПИ7, деаэратор и подогреватель ПИ2.

Особенностью схемы является паротурбинный привод питательного насоса, причем бустерный насос, создающий напор на входе воды в питательный насос, имеет электрический привод. Приводная турбина питается паром из 3-го отбора главной турбины. Отработавший пар из приводной турбины подается в третий подогреватель низкого давления (ПИ3).

2.2.3 Расчет тепловой схемы конденсационного энергоблока.

Расчет тепловой схемы (см.рисунок 1) ведется с учетом заданных и нормативных параметров пара и воды, а также рекомендуемых в приложении Д.

Исходными данными являются:

- Начальное давление пара P_o .
- Начальная температура, пара t_o .
- Конечное давление пара P_k .
- Температура регенеративного подогрева питательной воды $t_{нг}$.
- Число ступеней регенеративного подогрева n .

Для расчета тепловой схемы, по исходным данным, необходимо построить процесс расширения пара в турбине в hs -диаграмме (см. рисунок 2). Используя полученные по hs -диаграмме параметры и данные таблиц воды и водяного пара составляется таблица параметров воды и пара, (см.таблицу 1).

В hs -диаграмме по начальным параметрам пара: давлением и температурой пара P_o и t_o находим точку «0» с энтальпией h_o .

С учетом потерь давления в регулирующих клапанах 5% находят точку 0' с энтальпией $h'_o = h_o$ и давлением $P'_o = 0,95 \cdot P_o$.

Опускается адиабата из точки 0' до точки «ппа» с давлением промперегрева P'_{nn} энтальпией h_{nna} , с учетом КПД относительного внутреннего ЦВД турбины $\eta_{oi}^{цвд}$ находят действительную энтальпию в конце расширения h'_{nn} и точку «2» (см.рисунок 2):

$$h'_{nn} = h_2 = h_o - (h_o - h'_{nna}) \cdot \eta_{oi}^{цвд}. \quad (2.1)$$

Энтальпия пара на выходе из промперегрева при давлении и температуре пара P''_{nn} и t''_{nn} , h''_{nn} .

Энтальпия пара на выходе из ЦСД:

$$h_6 = h''_{nn} - (h''_{nn} - h_{6a}) \cdot \eta_{oi}^{цсд}. \quad (2.2)$$

При давлении в конденсаторе турбины P_k , действительная энтальпия отработавшего пара при адиабатной $h_{ка}$ равна:

$$h_k = h_6 - (h_6 - h_{ка}) \cdot \eta_{oi}^{цнд}. \quad (2.3)$$

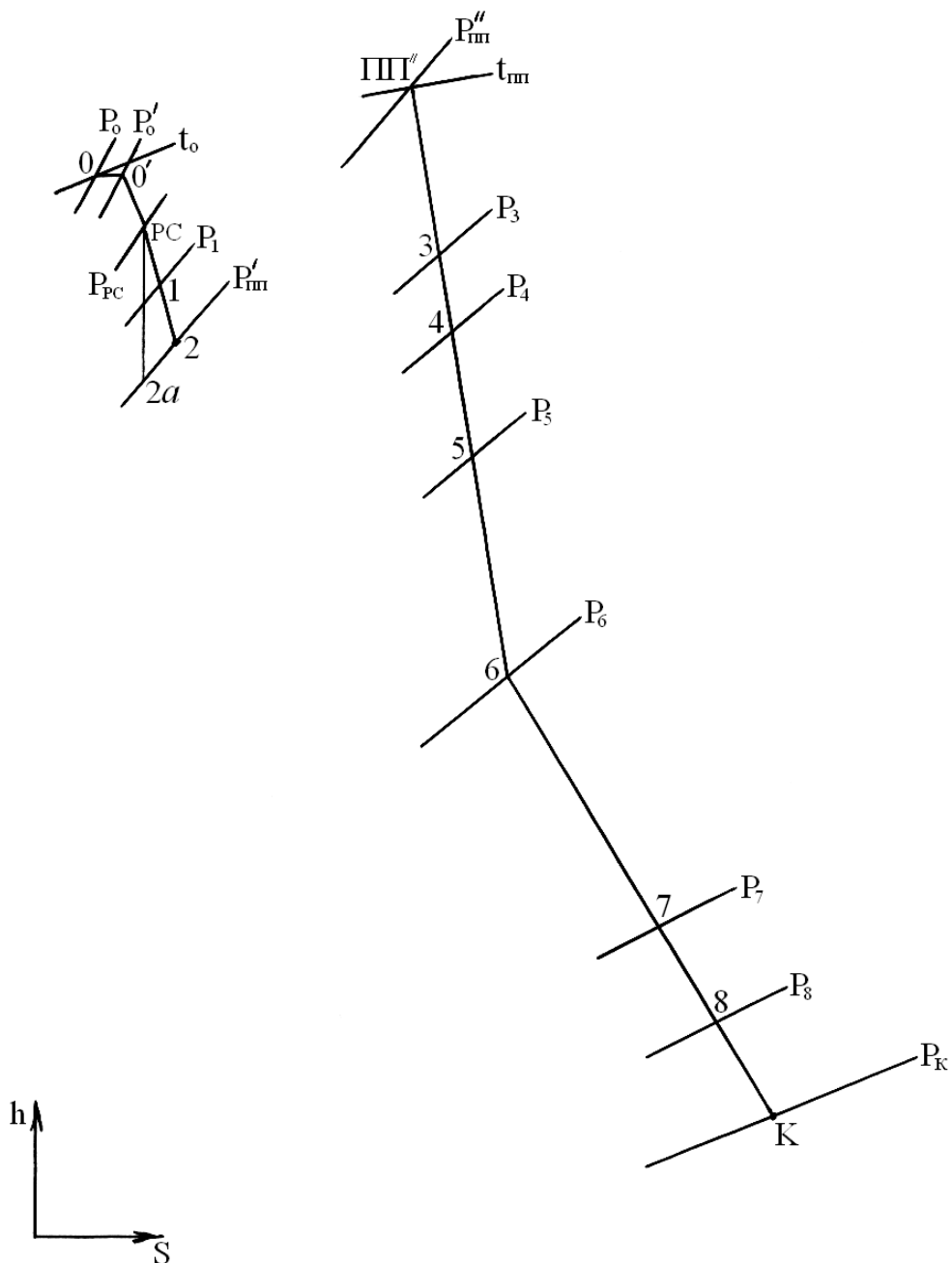


Рисунок 2.2 – Процесс расширения пара в турбине в hs -диаграмме

Строим процесс в hs -диаграмме, соединяя точки $0-0'-пп'(2) - pp''- 6- K$.

Из характеристики турбины, имея значения давлений пара в отборах по приложению Д, находим точки процесса 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9 определяем энтальпии и все значения заносим в таблицу 1.

По таблицам воды и водяного пара определяем энтальпии дренажей и конденсата пара после пароохладителей, данные заносятся в таблицу 1.

Т а б л и ц а 2.1- Параметры пара и воды

| №п/п | Параметры | Обозн. | Характерные точки | | | | | | | | | | | |
|------|--|--------|-------------------|---|---|----|---|------|---|---|---|---|---|--|
| | | | 0 | 1 | 2 | ПП | 3 | 4(Д) | 5 | 6 | 7 | 8 | К | |
| 1. | Давление пара в отборе, МПа | Pi | | | | | | | | | | | | |
| 2. | То же в подогревателе, МПа | Pni | | | | | | | | | | | | |
| 3. | Энтальпия пара, кДж/кг | hi | | | | | | | | | | | | |
| 4. | Температура насыщения, град | tni | | | | | | | | | | | | |
| 5. | Энтальпия дренажа, кДж/кг | hдri | | | | | | | | | | | | |
| 6. | Температура воды после подогревателя, град | tvi | | | | | | | | | | | | |
| 7. | Давление воды после подогревателя, Мпа | Pvi | | | | | | | | | | | | |
| 8. | Энтальпия воды после подогревателя, кДж/кг | hvi | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Температура конденсата за ОК, град | ток | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Энтальпия конденсата за ОК, кДж/кг | hок | | | | | | | | | | | | |
| 11 | Теплоперепад, кДж/кг | Hi | | | | | | | | | | | | |
| 12 | Коэффициент недовыработки | yi | | | | | | | | | | | | |

Расчет тепловой схемы начинаем с группы ПВД.

Из уравнение теплового баланса П1:

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{ок1}) \cdot \eta_n = \alpha_{нв} \cdot (h_{в1} - h_{в2}). \quad (2.4)$$

Доля отбора пара в П1:

$$\alpha_1 = \alpha_{нв} \cdot (h_{в1} - h_{в2}) / (h_1 - h_{ок1}) \cdot \eta_n. \quad (2.5)$$

Из уравнение теплового баланса П2:

$$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{ок2}) \cdot \eta_n + \alpha_1 \cdot (h_{ок1} - h_{ок2}) \cdot \eta_n = \alpha_{нв} \cdot (h_{в2} - h_{в3}). \quad (2.6)$$

Доля отбора пара в П2:

$$\alpha_2 = [\alpha_{нв} \cdot (h_{в2} - h_{в3}) - \alpha_1 \cdot (h_{ок1} - h_{ок2}) \cdot \eta_n] / (h_2 - h_{ок2}) \cdot \eta_n. \quad (2.7)$$

Из уравнение теплового баланса П3:

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{ок3}) \cdot \eta_n + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{ок2} - h_{ок3}) \cdot \eta_n = \alpha_{нв} \cdot (h_{в3} - h_{в0}). \quad (2.8)$$

Доля отбора пара в ПЗ:

$$\alpha_3 = [\alpha_{нв} \cdot (h_{63} - h_{6\delta}) - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{ок2} - h_{ок3}) \cdot \eta_n] / (h_3 - h_{ок3}) \cdot \eta_n. \quad (2.9)$$

Количество дренажа из ПВД в деаэратор:

$$\alpha_{нв\delta} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3. \quad (2.10)$$

Уравнения материального и теплового балансов деаэрата (П4):

$$\alpha_{нв} = \alpha_{нв\delta} + \alpha_4 + \alpha_{кн}, \quad (2.11)$$

$$\alpha_{нв} \cdot h_{6\delta} = \alpha_{нв\delta} \cdot h_{dp3} + \alpha_4 \cdot h_4 + \alpha_{кн} \cdot h_{65}. \quad (2.12)$$

Решаем эту систему уравнений.

Доля отбора пара в П4 (деаэратор):

$$\alpha_4 = [\alpha_{нв} \cdot (h_{6\delta} - h_{65}) - \alpha_{нв\delta} \cdot (h_{ок3} - h_{65})] / (h_4 - h_{65}). \quad (2.13)$$

Доля конденсата поступающего в П4 (деаэратор):

$$\alpha_{кн} = \alpha_{нв} - \alpha_{нв\delta} - \alpha_4. \quad (2.14)$$

Расчет группы ПНД.

Уравнение теплового баланса П5:

$$\alpha_5 \cdot (h_5 - h_{dp5}) \cdot \eta_n = \alpha_{кн} \cdot (h_{65} - h_{66}). \quad (2.15)$$

Доля отбора пара в П5:

$$\alpha_5 = \alpha_{кн} \cdot (h_{65} - h_{66}) / (h_5 - h_{dp5}) \cdot \eta_n. \quad (2.16)$$

Из уравнение теплового баланса П6:

$$\alpha_6 \cdot (h_6 - h_{dp6}) \cdot \eta_n + \alpha_5 \cdot (h_{dp5} - h_{dp6}) \cdot \eta_n = \alpha_{кн} \cdot (h_{66} - h_{67}). \quad (2.17)$$

Доля отбора пара в П6:

$$\alpha_6 = [\alpha_{кн} \cdot (h_{66} - h_{67}) - \alpha_5 \cdot (h_{dp5} - h_{dp6}) \cdot \eta_n] / (h_6 - h_{dp6}) \cdot \eta_n. \quad (2.18)$$

Из уравнение теплового баланса П7:

$$\alpha_7 \cdot (h_7 - h_{dp7}) \cdot \eta_n + (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot (h_{dp6} - h_{dp7}) \cdot \eta_n = \alpha_{кн} \cdot (h_{67} - h_{68}). \quad (2.19)$$

Доля отбора пара в П7:

$$\alpha_7 = [\alpha_{кн} \cdot (h_{67} - h_{68}) - (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot (h_{dp6} - h_{dp7}) \cdot \eta_n] / (h_7 - h_{dp7}) \cdot \eta_n. \quad (2.20)$$

Из уравнение теплового баланса П8:

$$\alpha_8 \cdot (h_8 - h_{dp8}) \cdot \eta_n + (\alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7) \cdot (h_{dp7} - h_{dp8}) \cdot \eta_n = \alpha_{KH} \cdot (h_{68} - h_{69}). \quad (2.21)$$

Доля отбора пара в П8:

$$\alpha_8 = [\alpha_{KH} \cdot (h_{68} - h_{69}) - (\alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7) \cdot (h_{dp7} - h_{dp8}) \cdot \eta_n] / (h_8 - h_{dp8}) \cdot \eta_n. \quad (2.22)$$

Доля пара в конденсатор турбины:

$$\alpha_K = \alpha_{KH} - (\alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7 + \alpha_8). \quad (2.23)$$

Расход пара на турбину без системы регенеративного подогрева:

$$D_K = N_{\text{э}} / (h_o - h'_{nn} + h''_{nn} - h_K) \cdot \eta_M \cdot \eta_z, \text{ кг/с}. \quad (2.24)$$

Расход пара на турбину:

$$D_o = D_K / (1 - \sum \alpha_i \cdot y_i), \text{ кг/с}, \quad (2.25)$$

где величина:

$$\sum \alpha_i \cdot y_i = \alpha_1 \cdot y_1 + \alpha_2 \cdot y_2 + \alpha_3 \cdot y_3 + \alpha_4 \cdot y_4 + \alpha_5 \cdot y_5 + \alpha_6 \cdot y_6 + \alpha_7 \cdot y_7 + \alpha_8 \cdot y_8. \quad (2.26)$$

Расход тепла на турбоустановку:

$$Q_{my} = D_o \cdot (h_o - h_{ns}) + D_{nn} \cdot (h''_{nn} - h'_{nn}), \text{ кВт}, \quad (2.27)$$

где $D_{nn} = D_o \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_2)$, кг/с;

КПД турбоустановки:

$$\eta_{my} = N_{\text{э}} / Q_{my}. \quad (2.28)$$

КПД станции в целом:

$$\eta_c = \eta_{my} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ky}. \quad (2.29)$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт·ч электроэнергии $\epsilon_{усл} = 0,123 / \eta_c$.

Составляется баланс мощностей:

$$N_1 = \alpha_1 \cdot D_o \cdot (h_o - h_1), \quad (2.30)$$

$$N_2 = \alpha_2 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2), \quad (2.31)$$

$$N_3 = \alpha_3 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_3), \quad (2.32)$$

$$N_4 = \alpha_4 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_4), \quad (2.33)$$

$$N_5 = \alpha_5 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_5), \quad (2.35)$$

$$N_6 = \alpha_6 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_6), \quad (2.36)$$

$$N_7 = \alpha_7 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_7), \quad (2.37)$$

$$N_8 = \alpha_8 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_8), \quad (2.38)$$

$$N_k = \alpha_k \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_k). \quad (2.39)$$

Суммарная мощность потока пара в турбине:

$$N = \sum N_i. \quad (2.40)$$

Электрическая мощность турбоустановки:

$$N_э = N \cdot \eta_m \cdot \eta_э, \quad (2.41)$$

где КПД механический η_m ;

КПД электрический генератора $\eta_э$.

2.3 Расчета тепловой схемы ТЭЦ

2.3.1 Условия теплового расчета.

Расчет производится на заданный режим работы. Если ТЭЦ проектируется по блочной схеме, поэтому расчет тепловой схемы станции сводится к расчету тепловой схемы одного блока.

Турбины работают по электрическому графику нагрузки без использования выделенного пучка конденсатора.

Пиковая теплофикационная нагрузка покрывается пиковыми водогрейными котлами (ПВК).

Начальные параметры пара принимаются по заводским данным турбины.

При составлении расчетной тепловой схемы за основу берется типовая схема турбоустановки.

2.3.2 Составление расчетной схемы блока ТЭЦ.

При составлении расчетной схемы блока учитываются число регенеративных подогревателей и схемы их включения, схема подготовки добавочной воды, схема возврата конденсата пара с производства, схема использования теплоты непрерывной продувки, схема отпуска теплоты потребителям.

Параметры регенеративных отборов принимаются по заводским данным. Пар на производство отпускается непосредственно из коллектора производственного отбора $P_{пр}$. Тепло на цели отопления и горячего водоснабжения отпускается с ТЭЦ в виде горячей воды. Горячую воду получают путем последовательного подогрева воды в сетевых подогревателях и пиковых водогрейных котлах. В схеме турбоустановок ПТ обычно предусмотрен ступенчатый подогрев сетевой воды за счет тепла нижнего и верхнего теплофикационных отборов.

На рисунке 2.3 представлена расчетная схема турбоустановки ПТ-80/100-130/13.

По схеме из котла пар подается на турбину, отработавший в турбине пар подается в конденсатор. Конденсат из конденсатора насосом подается через группу ПНД в деаэрактор.

Питательная вода после деаэрактора питательным насосом через группу ПВД подается в котел. Непрерывная продувка котла подается в двухступенчатый сепаратор. В турбине имеются регулируемые отборы пара на производство и теплофикацию. Подпитка тепловой сети производится через вакуумный деаэрактор подпитки.

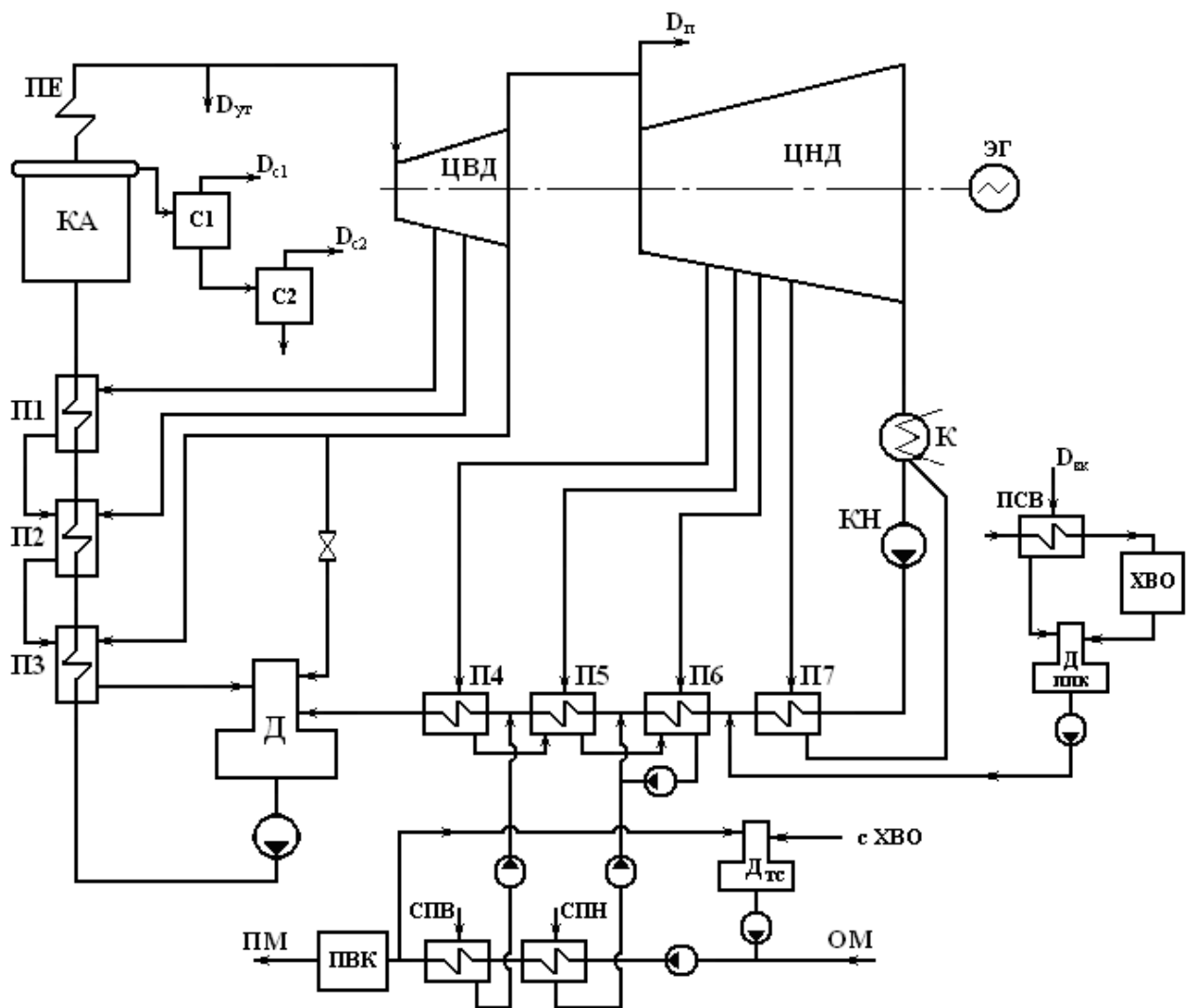


Рисунок 2.3 – Расчетная схема турбоустановки ПТ-80/100-130/13

2.3.3 Определение давлений пара в верхнем и нижнем теплофикационных отборах турбины.

Составляется схема теплофикационной установки ТЭЦ. В основном это двухступенчатые сетевые подогреватели и пиковые бойлеры или пиковые водогрейные котлы (см. рисунок 2.4).

Для теплофикационной установки ТЭЦ суммарный расход сетевой воды:

$$D_{св}^{тэц} = Q^{тэц} \cdot 10^3 / C \cdot (t_{нм} - t_{ом}), \quad (2.42)$$

где C - теплоемкость воды ($C = 4,19$ кДж/(кг·°C)), температура воды в прямой и обратной магистралях $t_{нм}/t_{ом}$ °C.

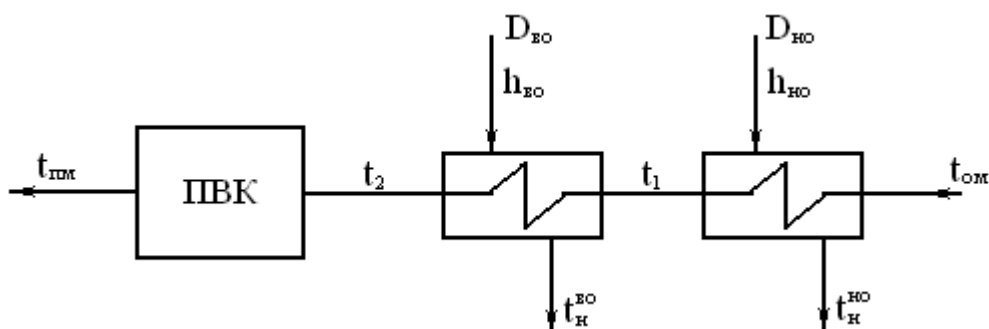


Рисунок 2.4 – Схема теплофикационной установки ТЭЦ

Расход сетевой воды через сетевые подогреватели одной турбоустановки:

$$D_{св}^m = D_{св}^{мэц} / n, \quad (2.43)$$

где n количество турбоустановок на ТЭЦ .

Из уравнения теплового баланса для сетевой воды и пара:

$$\Sigma Q_{отб}^m = D_{св}^m \cdot C \cdot (t_2 - t_{ом}) \quad (2.44)$$

определяем температуру воды после сетевых подогревателей:

$$t_2 = \Sigma Q_{отб}^m / D_{св}^m \cdot C + t_{ом} , \quad ^\circ\text{C}, \quad (2.45)$$

где $\Sigma Q_{отб}^m$ - номинальная суммарная тепловая нагрузка отопительных отборов.

Подогрев сетевой воды в верхнем и нижнем сетевых подогревателях принимается примерно равным, тогда температура воды после нижнего сетевого подогревателя:

$$t_1 = t_{ом} + (t_2 - t_{ом})/2.$$

Недогрев сетевой воды до температуры конденсата греющего пара принимается: $\delta t = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Температуры насыщения в верхнем и нижнем отборах:

$$t_n^{60} = t_2 - \delta t ,$$

$$t_n^{но} = t_1 - \delta t .$$

По таблицам воды и водяного пара находят давления в верхнем и нижнем отборах $P_{во}$ и $P_{но}$.

Значение давлений в отборах на регенерацию выбираем по заводским данным.

2.3.4 Расчет сепаратора непрерывной продувки.

Принимаем двухступенчатую схему сепарации (см. рисунок 2.5).

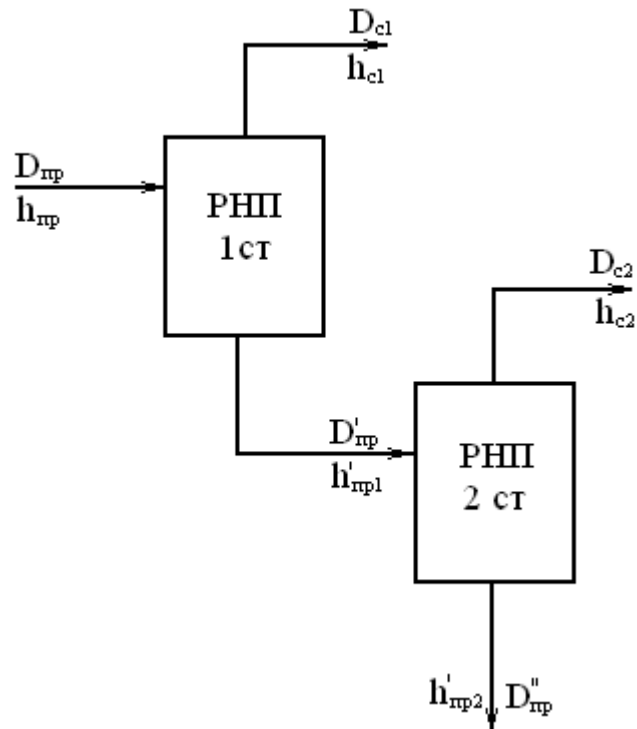


Рисунок 2.5 – Схема включения РНП

1) Расчет 1-ой ступени сепаратора.

Уравнение теплового баланса:

$$D_{np} \cdot h_{np} \cdot \eta_{cl} = D_{c1} \cdot h_{c1} + D'_{np} \cdot h'_{np1}. \quad (2.46)$$

Уравнение материального баланса:

$$D'_{np} = D_{np} - D_{c1}, \quad (2.47)$$

где D_{np} – количество продувочной воды, $D_{np} = p \cdot D_{ка}$;

$D_{ка}$ – паровая производительность котла;

p – доля продувки;

h_{np} – энтальпия продувочной воды, определяется по таблицам воды и водяного пара при давлении в барабане, $P_б$;

h_{c1} – энтальпия сухого насыщенного пара из сепаратора 1-ой ступени, при давлении в нем, равном P_{c1} ;

h'_{np1} – энтальпия продувочной воды.

Решая совместно уравнения теплового и материального балансов, находим:

$$D_{np} \cdot h_{np} \cdot \eta_{cl} = D_{c1} \cdot h_{c1} + D_{np} \cdot h'_{np1} - D_{c1} \cdot h'_{np1}; \quad (2.48)$$

$$D_{c1} = D_{np} \cdot (h_{np} \cdot \eta_{c1} - h'_{np1}) / (h_{c1} - h'_{np1}); \quad (2.49)$$

$$D'_{np} = D_{np} - D_{c1}. \quad (2.50)$$

2) Расчет 2-ой ступени сепаратора.

Вторая ступень рассчитывается аналогично первой. Пар из второй ступени сепаратора направляется на ПНД-3:

$$D'_{np} \cdot h'_{np1} \cdot \eta_{c1} = D_{c2} \cdot h_{c2} + D''_{np} \cdot h'_{np2}; \quad (2.51)$$

$$D''_{np} = D'_{np} - D_{c2}. \quad (2.52)$$

Решая совместно уравнения теплового и материального балансов, находим:

$$D'_{np} \cdot h'_{np1} \cdot \eta_{c1} = D_{c2} \cdot h_{c2} + D'_{np} \cdot h'_{np2} - D_{c2} \cdot h'_{np2}; \quad (2.53)$$

$$D_{c2} = D'_{np} \cdot (h'_{np1} \cdot \eta_{c1} - h'_{np2}) / (h_{c2} - h'_{np2}); \quad (2.54)$$

$$D''_{np} = D'_{np} - D_{c2}; \quad (2.55)$$

где энтальпии воды и пара при давлении во второй ступени сепаратора, определяются по таблицам воды и водяного пара.

2.3.5 Определение количества добавочной воды.

Расход сырой воды на химводоочистку определяется из соотношений:

$$D_{св}^{мэц} = 1,25 \cdot D_{хов}^{мэц} + 1,4 \cdot D_{нк}^{мэц}. \quad (2.56)$$

Здесь 25% запас химцеа для схемы умягчения, 40% запас химцеа на собственные нужды.

1) Определение расхода добавочной воды на подпитку тепловой сети $D_{хов}^{мэц}$ производится, исходя из норм проектирования, как 0,25 % от объема воды в тепловых сетях. Объем воды в тепловых сетях берется также по нормам из расчета 65 м³ на Гкал/ч, [1]:

$$V_{мс} = 65 \cdot Q^{мэц} / C, \text{ м}^3; \quad (2.57)$$

$$D_{хов}^{мэц} = V_{мс} \cdot (0,25/100), \text{ т/ч}. \quad (2.58)$$

2) Определение расхода добавочной воды на подпитку котлов $D_{нк}^{мэц}$:

$$D_{нк}^{мэц} = 0,016 \cdot D_{к} \cdot n + 0,3 \cdot D_n + n \cdot D''_{np}, \text{ т/ч}. \quad (2.59)$$

Расход сырой воды на химводоочистку:

$$D_{св}^{мэц} = 1,25 \cdot D_{хов}^{мэц} + 1,4 \cdot D_{нк}^{мэц}, \text{ т/ч}. \quad (2.60)$$

2.3.6 Расчет подогревателя сырой воды (ПСВ).

Сырая вода в количестве $D_{св}^{мэц}$ т/ч, с температурой $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ подогревается в ПСВ. Схема ПСВ приведена на рисунке 2.6.

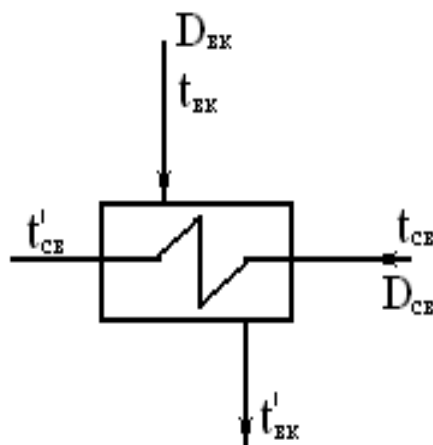


Рисунок 2.6 – Схема ПСВ

Греющим агентом в ПСВ является конденсат с производства в количестве D_n^{6036} т/ч и температурой $t_{вк}\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температура сырой воды, поступающей на ХВО, должна быть равна $30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Цель расчета – определить температуру охлажденного конденсата:

$$t'_{вк} = t_{вк} - D_{св}^{мэц} \cdot (t'_{св} - t_{св}) / D_{вк}, \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

2.3.7 Расчет вакуумного деаэратора подпитки котлов.

Цель расчета – определить давление в деаэраторе. Давление в деаэраторе определяется по температуре насыщения, а температура насыщения определяется по энтальпии деаэрированной воды.

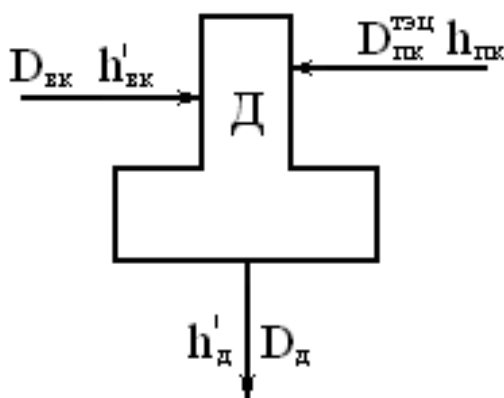


Рисунок 2.7 – Схема вакуумного деаэратора подпитки котлов

Температура химически обессоленной воды, поступающей с ХВО, $t_{нк} = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Из уравнений материального и теплового балансов деаэратора, находим:

$$D_{\partial} = D_{вк} + D_{нк}^{мэц}; \quad D_{\partial} \cdot h_{\partial} = D_{вк} \cdot C \cdot t'_{вк} + D_{нк}^{мэц} \cdot C \cdot t_{нк}; \quad (2.61)$$

$$(D_{вк} + D_{нк}^{мэц}) \cdot h_{\partial} = D_{вк} \cdot C \cdot t'_{вк} + D_{нк} \cdot C \cdot t_{нк}; \quad (2.62)$$

$$h_{\partial} = [D_{вк} \cdot C \cdot t'_{вк} + D_{нк}^{мэц} \cdot C \cdot t_{нк}] / (D_{вк} + D_{нк}^{мэц}). \quad (2.63)$$

По таблицам воды и водяного пара, при энтальпии h'_{∂} , кДж/кг, находим температуру и давление: t_{∂} , °С и P_{∂} , МПа.

Дальнейший тепловой расчет ведется для одного турбоагрегата.

Производится построение действительного процесса расширения пара в турбине в h_s -диаграмме и составляется таблица параметров воды и водяного пара. Определение параметров регенеративных отборов пара производят по заводским данным.

2.3.8 Расчет подогревателей сетевой воды.

Схема подогревателей сетевой воды представлена на рисунке 2.8.

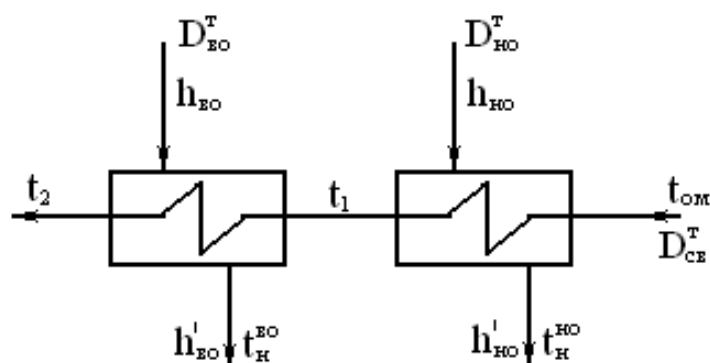


Рисунок 2.8 – Схема подогревателей сетевой воды турбоустановки

1) Определение расхода пара на сетевой подогреватель нижнего отбора.
Уравнения теплового баланса:

$$D_{св}^m \cdot C \cdot (t_1 - t_{ом}) = D_{но}^m \cdot (h_6 - h'_6) \cdot \eta_{нсв}; \quad (2.64)$$

$$D_{но}^m = D_{св}^m \cdot C \cdot (t_1 - t_{ом}) / (h_6 - h'_6) \cdot \eta_{нсв}. \quad (2.65)$$

2) Определение расхода пара на сетевой подогреватель верхнего отбора.
Уравнения теплового баланса:

$$D_{св}^m \cdot C \cdot (t_2 - t_1) = D_{во}^m \cdot (h_5 - h'_5) \cdot \eta_{нсв}; \quad (2.66)$$

$$D_{во}^m = D_{св}^m \cdot C \cdot (t_2 - t_1) / (h_5 - h'_5) \cdot \eta_{нсв}. \quad (2.67)$$

2.3.9 Определение расхода пара на регенеративные подогреватели.

По диаграмме режимов турбины ПТ-80/100-130/13, при заданных тепловых нагрузках, находим расход пара на турбину, D_o , кг/с.

С учетом доли утечек пара и продувки определяем расход питательной воды $D_{нв}$:

$$D_{нв} = D_o + \alpha_{ум} \cdot D_{нв} + D_{пр}; \quad (2.68)$$

где продувка парового котла $D_{пр} = p \cdot D_{ка}$;

утечки пара $D_{ум} = \alpha_{ум} \cdot D_{нв}$.

Расчет регенеративной схемы производится последовательно для ПВД, деаэратора питательной воды и ПНД, на основе решения уравнений теплового баланса подогревателей. Схема группы ПВД показана на рисунке 2.9.

Уравнение теплового баланса ПВД-1:

$$D_1 \cdot (h_1 - h_{dp1}) \cdot \eta_n = D_{нв} \cdot (h_{e1} - h_{e2}). \quad (2.69)$$

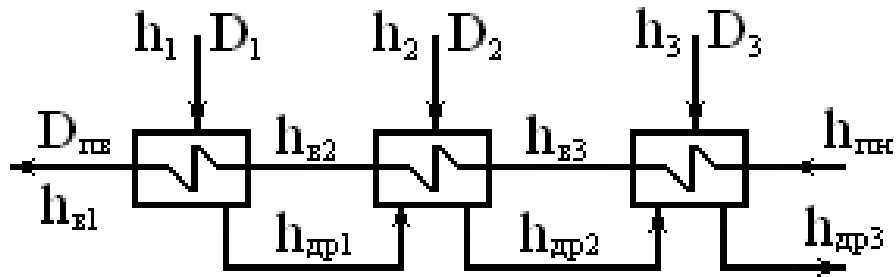


Рисунок 2.9 – Схема группы ПВД

Расход пара в ПВД-1:

$$D_1 = D_{нв} \cdot (h_{e1} - h_{e2}) / (h_1 - h_{dp1}) \cdot \eta_n. \quad (2.70)$$

Из уравнение теплового баланса ПВД-2:

$$D_2 \cdot (h_2 - h_{dp2}) \cdot \eta_n + D_1 \cdot (h_{dp1} - h_{dp2}) \cdot \eta_n = D_{нв} \cdot (h_{e2} - h_{e3}). \quad (2.71)$$

Расход пара в ПВД-2:

$$D_2 = [D_{нв} \cdot (h_{e2} - h_{e3}) - D_1 \cdot (h_{dp1} - h_{dp2}) \cdot \eta_n] / (h_2 - h_{dp2}) \cdot \eta_n. \quad (2.72)$$

Из уравнение теплового баланса ПВД-3:

$$D_3 \cdot (h_3 - h_{dp3}) \cdot \eta_n + (D_1 + D_2) \cdot (h_{dp2} - h_{dp3}) \cdot \eta_n = D_{нв} \cdot (h_{e3} - h_{нн}). \quad (2.73)$$

Расход пара в ПВД-3:

$$D_3 = [D_{не} \cdot (h_{в3} - h_{нн}) - (D_1 + D_2) \cdot (h_{др2} - h_{др3}) \cdot \eta_n] / (h_3 - h_{др3}) \cdot \eta_n . \quad (2.74)$$

Количество дренажа из ПВД в деаэратор:

$$D_{не\delta} = D_1 + D_2 + D_3 . \quad (2.75)$$

Расчет деаэратора.

Схема деаэратора показана на рисунке 2.10. В деаэратор, кроме пара из отбора 3, подается дренаж из ПВД, а также основной конденсат после ПНД-4.

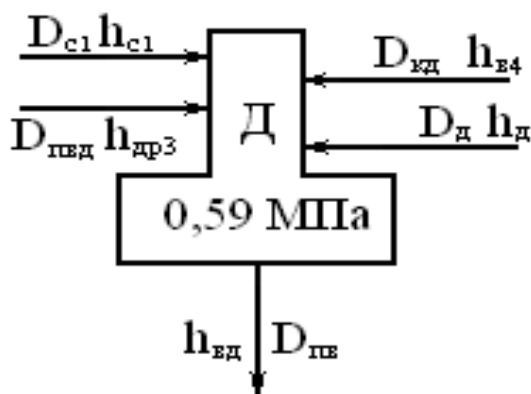


Рисунок 2.10 – Схема деаэратора 0,59 МПа

Уравнения материального баланса деаэратора:

$$D_{не} - D_{\delta} - D_{c1} - D_{не\delta} = D_{к\delta} , \quad (2.76)$$

$$D_{к\delta} = D_{не} - D_{\delta} - D_{c1} - D_{не\delta} . \quad (2.77)$$

Уравнения теплового баланса деаэратора:

$$D_{не} \cdot h_{в\delta} / \eta_{\delta} = D_{\delta} \cdot h_{\delta} + D_{к\delta} \cdot h_{в4} + D_{c1} \cdot h_{c1} + D_{не\delta} \cdot h_{др3} . \quad (2.78)$$

Решаем эту систему уравнений для деаэратора и определяем расход пара в деаэраторе D_{δ} и расход конденсата, поступающего в деаэратор $D_{к\delta}$.

Расчет группы ПНД.

Схема группы ПНД показана на рисунке 2.11. Из схемы видно, что в линии основного конденсата имеется три смесителя, поэтому необходимо будет определять энтальпии конденсата после каждого смесителя.

Расчет ПНД-4.

Между ПНД-4 и ПНД-5 в линию основного конденсата подводится дренаж сетевого подогревателя верхнего отбора в количестве $D_{во}^m$, с

энтальпией $h_{\text{др}5}$, поэтому необходимо определить энтальпию основного конденсата в точке 1 смешения, $h_{\text{см}1}$, перед ПНД-4.

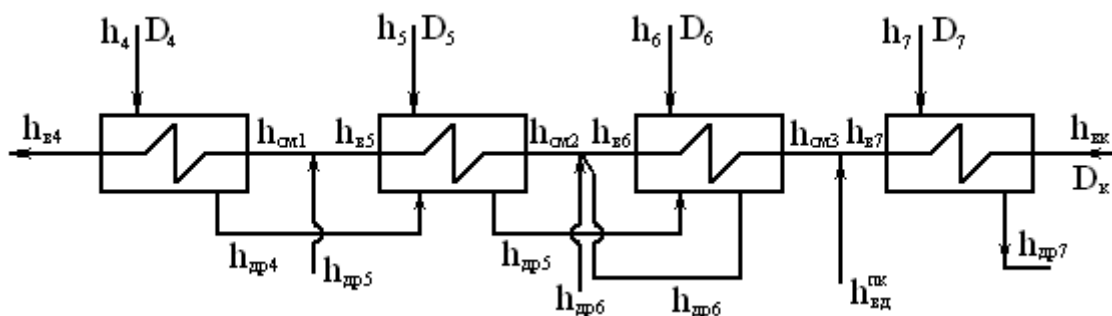


Рисунок 2.11 – Схема подключения группы ПНД

По уравнению материального баланса точки 3:

$$D_{\kappa 2} = D_{\kappa \delta} - D_{\text{во}}^m. \quad (2.79)$$

Уравнение теплового баланса в 3 точке смешения:

$$D_{\kappa \delta} \cdot h_{\text{см}1} = D_{\kappa 2} \cdot h_{\text{в}1} + D_{\text{во}}^m \cdot h_{\text{др}5}. \quad (2.80)$$

Находим $h_{\text{см}1}$.

Уравнение теплового баланса ПНД-4:

$$D_4 \cdot (h_4 - h_{\text{др}4}) \cdot \eta_n = D_{\kappa \delta} \cdot (h_{\text{в}4} - h_{\text{см}1}), \quad (2.81)$$

$$D_4 = D_{\kappa \delta} \cdot (h_{\text{в}4} - h_{\text{см}1}) / [(h_4 - h_{\text{др}4}) \cdot \eta_n]. \quad (2.82)$$

Расчет ПНД-5.

Как и для ПНД-4, необходимо определить энтальпию в точке 2 смешения $h_{\text{см}2}$, решая систему уравнений:

$$D_{\kappa 2} \cdot h_{\text{см}2} = D_{\kappa 1} \cdot h_{\text{в}5} + (D_{\text{но}}^m + D_{\text{с}2} + D_4 + D_5 + D_6) \cdot h_{\text{др}6}; \quad (2.83)$$

$$D_{\kappa 1} = D_{\kappa 2} - (D_{\text{но}}^m + D_{\text{с}2} + D_4 + D_5 + D_6). \quad (2.84)$$

Из уравнение теплового баланса ПНД-5 находим D_5 :

$$D_5 \cdot (h_5 - h_{\text{др}5}) \cdot \eta_n + D_4 \cdot (h_{\text{др}4} - h_{\text{др}5}) \cdot \eta_n + D_{\text{с}2} \cdot (h_{\text{с}2} - h_{\text{др}5}) \cdot \eta_n = D_{\kappa 2} \cdot (h_{\text{в}5} - h_{\text{см}2});$$

Расчет ПНД-6.

Расчет ведется в той же последовательности, что для ПНД-4 и ПНД-5.

Уравнение теплового баланса в точке 3 смеси:

$$D_{\kappa I} \cdot h_{см3} = D_{\delta}^{nk} \cdot h'_{\delta} + D_{\kappa} \cdot h_{67}; \quad (2.85)$$

где D_{δ}^{nk} – количество деаэрированной воды на подпитку котлов после вакуумного деаэратора.

Подставляем значения известных величин в уравнение теплового баланса в точке 3 смеси и находим $h_{см3}$.

Подставив известные величины в уравнение теплового баланса ПНД-6

$$D_6 \cdot (h_6 - h_{dp6}) \cdot \eta_n + (D_{c2} + D_4 + D_5) \cdot (h_{dp5} - h_{dp6}) \cdot \eta_n = D_{\kappa I} \cdot (h_{66} - h_{см3}), \quad (2.86)$$

находим значения D_6 , D_5 , $D_{\kappa I}$ и D_{κ} .

Из уравнение теплового баланса ПНД-7:

$$D_7 \cdot (h_7 - h_{dp7}) \cdot \eta_n = D_{\kappa} \cdot (h_{67} - h_{6\kappa}) \quad (2.87)$$

находим расход пара в ПНД-7:

$$D_7 = D_{\kappa} \cdot (h_{67} - h_{6\kappa}) / (h_7 - h_{dp7}) \cdot \eta_n. \quad (2.88)$$

2.3.10 Баланс мощностей.

Мощность потока пара в турбине.

Первого отбора:

$$N_i^I = D_1 \cdot (h_o - h_1). \quad (2.89)$$

Второго отбора:

$$N_i^{II} = D_2 \cdot (h_o - h_2). \quad (2.90)$$

Третьего отбора:

$$N_i^{III} = (D_3 + D_n + D_{\delta}) \cdot (h_o - h_3). \quad (2.91)$$

Четвертого отбора:

$$N_i^{IV} = D_4 \cdot (h_o - h_4). \quad (2.92)$$

Пятого отбора:

$$N_i^V = (D_5 + D_{6o}^m) \cdot (h_o - h_5). \quad (2.93)$$

Шестого отбора:

$$N_i^{VI} = (D_6 + D_{но}^m) \cdot (h_o - h_6). \quad (2.94)$$

Седьмого отбора:

$$N_i^{VII} = D_7 \cdot (h_o - h_7) . \quad (2.95)$$

Мощность конденсационного потока:

$$N_k = D_k \cdot (h_o - h_k). \quad (2.96)$$

Сумма мощностей потока пара в турбине:

$$N_i = N_i^I + N_i^{II} + N_i^{III} + N_i^{IV} + N_i^V + N_i^{VI} + N_i^{VII} + N_k. \quad (2.97)$$

Мощность на зажимах генератора:

$$N_{э} = N_i \cdot \eta_m \cdot \eta_{эг}. \quad (2.98)$$

3 Выбор вспомогательного оборудования

3.1 Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы

Вспомогательное оборудование тепловой схемы, поставляемое с паровой турбиной, не выбирается. К ним относятся регенеративные подогреватели, конденсатор турбины, эжектора и конденсатные насосы, сетевые подогреватели. Данные по вспомогательному оборудованию, поставляемому в комплекте с паровой турбиной, даны в паспортных данных и в каталогах на теплообменное оборудование. Поэтому необходимо привести технические данные по этому оборудованию. По тепловой схеме расчет и выбор производится только расширителей (сепараторов) непрерывной продувки, деаэраторов питательной воды, питательных и сетевых насосов.

3.1.1 Выбор расширителей непрерывной продувки.

Расширители непрерывной продувки (РНП) служат для утилизации теплоты непрерывной продувки и частичного возврата рабочего тела в цикл.

Выбор РНП производится по объему пара образующегося в расширителе. Величина продувки котлов p принимается в долях (%) от их паровой производительности, т.е. можно определить по выражению:

$$D_{np} = p \cdot D_{ку}. \quad (3.1)$$

Количество образующегося пара в РНП

$$D_{рнп} = D_{np}(h_{прод} \cdot \eta_{сеп} - h_{в сеп}) / (h_{сеп} - h_{в сеп}), \quad (3.2)$$

где параметры продувки по таблицам воды и водяного пара: энтальпия продувочной воды при P_{σ} , МПа, $h_{прод}$, кДж/кг; энтальпия отсепарированного пара при $P_{рнп}$, $h_{сеп}$, кДж/кг; энтальпия воды из РНП при $P_{рнп}$, $h_{в сеп}$, кДж/кг.

Объем пара, образующегося в РНП:

$$V' = D_{рнп} \cdot v'', \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (3.3)$$

где v'' удельный объем сухого насыщенного пара при давлении пара в РНП.

Необходимый объем расширителя:

$$V_{рнп} = n \cdot V' / H, \text{ м}^3, \quad (3.4)$$

где норма напряжения парового объема расширителя $H = 1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

С учетом рассчитанного объема $V_{рнп}$ выбирается по каталогу тип РНП.

3.1.2 Выбор деаэраторов питательной воды.

Согласно нормам [1], выбор деаэратора питательной воды производится по максимальному расходу питательной воды. На каждый турбоагрегат желательно устанавливать по одному деаэратору. Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу неблочных электростанций в течение не менее 7 минут и 3,5 минут для блочных электростанций. К основным деаэраторам должен предусматриваться подвод резервного пара для деаэрации воды при пусках, а также поддержания давления при сбросах нагрузки.

Для выбора деаэратора предварительно определяется максимальный расход питательной воды

$$D_{нв} = (1 + \alpha + \beta) \cdot D_{ка}, \text{ т/ч}, \quad (3.5)$$

где α – для пара на утечки и продувку;

β – доля пара на собственные нужды котла;

$D_{ка}$ – паропроизводительность котлоагрегата.

Полезная минимальная вместимость деаэраторного бака (БДП):

$$V_{бдп} = \tau_{мин} \cdot (v \cdot D_{нв} / 60), \text{ м}^3, \quad (3.6)$$

где v , $\text{м}^3/\text{т}$ – удельный объем воды при заданном давлении в деаэраторе;
 $\tau_{мин}$ – время работы на запасе воды в деаэраторе.

По расчетным данным выбирается типоразмер деаэратора и деаэраторный бак. Типоразмеры и характеристики деаэраторов приведены в каталогах на теплообменное оборудование.

3.1.3 Выбор питательных насосов.

Количество и производительность питательных насосов принимается с учетом рекомендаций норм проектирования [1].

На электростанциях, имеющих связь с энергосистемой, с общими питательными трубопроводами суммарная подача всех питательных насосов должна быть такой, чтобы при останове одного из них, оставшиеся в работе должны обеспечить номинальную паропроизводительность всех установленных котлов.

Резервный питательный насос на ТЭЦ не устанавливается, а один питательный насос находится на складе станции.

Для ТЭС с блочными схемами подача питательного насоса определяется максимальными расходами питательной воды с запасом не менее 5 %. На блоках с давлением пара 13 МПа на каждый блок устанавливается один питательный насос с подачей 100%, при этом на складе станции должен находиться один питательный насос.

Питательные насосы принимаются с электроприводом и гидромурфтами, но при соответствующем обосновании допускается применение турбопривода.

Расчетное давление насоса выбирается с учетом запаса по давлению:

$$P_{nn} = (1,28 \div 1,32) \cdot P_o ; \text{ МПа.} \quad (3.7)$$

Подача насоса:

$$D_{nn} = D_{nv} \cdot v_{ia} ; \text{ м}^3/\text{ч} , \quad (3.8)$$

где D_{nv} – расход питательной воды, т/ч;

v_{nv} - удельный объем питательной воды, м³/кг.

3.1.4 Выбор сетевых насосов.

Сетевые насосы выбираются по расчетному расходу сетевой воды и требуемому давлению. Сетевые насосы первой ступени рассчитываются на давление сетевых подогревателей, т.е. до 0,79 МПа, сетевые насосы второй ступени выбираются по требуемому давлению в тепловых сетях (1,8 ÷ 2,2 МПа).

Расчетный расход воды в тепловых сетях:

$$D_{сн} = \frac{Q_{тэц} \cdot 10^3}{C_w \cdot (t_{nm} - t_{om})} ; \text{ т/ч,} \quad (3.9)$$

где средняя теплоемкость воды $C_w = 4,19$ кДж/кгС; температуры в прямой и обратной магистралях $t_{nm} / t_{om} = 150 / 70$ °С.

$Q_{тэц}$ – тепловая нагрузка ТЭЦ, МВт.

3.2 Выбор вспомогательного оборудования котельного цеха

3.2.1 Определение расхода топлива на котельный агрегат.

Для выбранного котельного агрегата расход топлива определяется с учетом его заводских параметров и заданного топлива

$$B = Q_{ка} / (Q_n^p \cdot \eta_{ка}) , \text{ кг/с,} \quad (3.10)$$

где Q_n^p - низшая теплотворная способность топлива, кДж/кг;

$\eta_{ка}$ - КПД котельного агрегата брутто по техническим данным;

$Q_{ка}$ - полное количество теплоты, полезно использованное в котельном агрегате, кДж/с.

Полное количество теплоты, полезно использованное в котельном агрегате, определяется по характеристикам котла:

- для барабанного котла без промежуточного перегрева пара:

$$Q_{ка} = D_{не} \cdot (i_{не} - i_{нс}) + D_{пр} \cdot (i_{кин} - i_{нс}), \text{ кДж/с}, \quad (3.11)$$

где $D_{не}$ - паровая производительность котельного агрегата, кг/с;

$i_{не}$ - энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

$i_{нс}$ - энтальпия питательной воды, кДж/кг;

$D_{пр}$ - расход продувочной воды, кг/с;

$i_{кин}$ - энтальпия продувочной воды, кДж/кг;

- для барабанного котла с промежуточным перегревом пара:

$$Q_{ка} = D_{не} \cdot (i_{не} - i_{нс}) + D_{nn} \cdot (i''_{nn} - i'_{nn}) + D_{пр} \cdot (i_{кин} - i_{нс}), \text{ кДж/с}, \quad (3.12)$$

где $D_{не}$ - паровая производительность котельного агрегата, кг/с;

$i_{не}$ - энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

$i_{нс}$ - энтальпия питательной воды, кДж/кг;

$D_{не}$ - расход пара на промежуточный перегрев, кг/с;

i''_{nn} - энтальпия пара после промежуточного перегрева, кДж/кг;

i'_{nn} - энтальпия пара до промежуточного перегрева, кДж/кг;

$D_{пр}$ - расход продувочной воды, кг/с;

$i_{кин}$ - энтальпия продувочной воды, кДж/кг;

- для прямоточного котла с промежуточным перегревом пара:

$$Q_{ка} = D_{не} \cdot (i_{не} - i_{нс}) + D_{nn} \cdot (i''_{nn} - i'_{nn}), \text{ кДж/с}, \quad (3.13)$$

где $D_{не}$ - паровая производительность котельного агрегата, кг/с;

$i_{не}$ - энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

$i_{нс}$ - энтальпия питательной воды, кДж/кг;

$D_{не}$ - расход пара на промежуточный перегрев, кг/с;

i''_{nn} - энтальпия пара после промежуточного перегрева, кДж/кг;

i'_{nn} - энтальпия пара до промежуточного перегрева, кДж/кг.

3.2.2 Расчетный расход топлива на котел.

Расчетный расход топлива на котел, кг/ч, определяется с учетом механического недожога q_4 :

$$B_p = B \cdot (100 - q_4) / 100, \text{ кг/с}, \quad (3.14)$$

где величина механического недожога q_4 определяется по [7], с. 200.

3.2.3 Выбор тягодутьевых устройств.

К тягодутьевым машинам относятся дымососы и дутьевые вентиляторы, предназначенные для обеспечения тяги и дутья.

Согласно п.5.13 [1] для котлов с паровой производительностью 500 т/ч и менее, а также для каждого котла дубль-блока устанавливаются один дымосос и один вентилятор. Установка двух дымососов и двух вентиляторов допускается при соответствующем обосновании. При установке на котел двух дымососов и двух вентиляторов производительность каждого выбирается по 50% требуемой.

Выбор типоразмера тягодутьевых машин производится по производительности и напору.

Расчетная производительность тягодутьевых машин определяется по формуле:

$$Q_{\text{тдм}} = \beta_1 \cdot V, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (3.15)$$

где β_1 – коэффициент запаса по производительности, для дымососов и вентиляторов по [1] п.5.12 значение коэффициента запаса $\beta_1 = 1,1$;

V – расход газа или воздуха через машину, $\text{м}^3/\text{ч}$, определяются по формулам:

расход воздуха через вентилятор:

$$V_{\text{хв}} = B_p \cdot V_{\text{в}}^{\circ} \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{\text{пл}} + \Delta\alpha_{\text{ен}}) \cdot (t_{\text{хв}} + 273)/273, \quad (3.16)$$

где B_p – расчетный расход топлива на котел, $\text{кг}/\text{ч}$, определяется с учетом механического недожога q_4 ;

$V_{\text{в}}^{\circ}$ – теоретический объем воздуха, по [7], с.176-179, таблицы XI- XII;

α_m – избыток воздуха на выходе из топки, определяется по [7], с.200;

$\Delta\alpha_m$, $\Delta\alpha_{\text{пл}}$, $\Delta\alpha_{\text{ен}}$ – присосы в топке, пылесистеме, воздухоподогревателе определяются по [7], с.198, табл.XVI;

$t_{\text{хв}}$ – температура холодного воздуха, принимается 30 °С.

Расход газов через дымосос:

$$V_{\text{дым}} = B_p \cdot [\alpha_{\text{yx}} \cdot V_{\text{г}}^{\circ} + \Delta\alpha \cdot V_{\text{в}}^{\circ}] \cdot (t_{\text{yx}} + 273)/273, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (3.17)$$

где B_p – расчетный расход топлива на котел, $\text{кг}/\text{ч}$, определяется с учетом механического недожога q_4 ;

$V_{\text{г}}^{\circ}$ – теоретический объем газов, по [7], с.176-179, таблицы XI- XII;

$V_{\text{в}}^{\circ}$ – теоретический объем воздуха, по [7], с.176-179, таблицы XI- XII;

$\Delta\alpha$ – присосы воздуха по газоходам котла, [7], с.199, таблицы XVI.

α_{yx} – избыток уходящих газов, определяется с учетом присосов по котлу:

$$\alpha_{\text{yx}} = \alpha_m + \sum \Delta\alpha_{\text{ин}}, \quad (3.18)$$

где α_m – избыток воздуха на выходе из топки, определяется по [7], с. 200;

$\sum \Delta \alpha_{nn}$ – суммарные присосы по поверхностям нагрева котла, определяются по данным [7], с.198, таблицам XVI;
 v_{yx} – температура уходящих газов, °С.

Напор тягодутьевых машин:

$$H_{mдс} = 1,15 \cdot \Delta H, \text{ кПа}, \quad (3.19)$$

где ΔH – потери напора по газоходам и воздуховодам котла, кПа.
По расходу и напору выбирается типоразмер тягодутьевых машин.

3.2.4 Выбор схемы и оборудования пылеприготовления.

1) Выбор схемы пылеприготовления.

Схема пылеприготовления выбирается в зависимости от марки топлива и типа мельниц.

Тип мельницы выбирается от вида топлива по нормам, [5], с.12.

При выборе среднеходных валковых или молотковых мельниц, схема пылеприготовления будет с прямым вдуванием пыли в топку котла.

По схеме для приемки сырого угля имеется бункер с шибером. В мельницу уголь подается питателем сырого угля. Из мельницы, через сепаратор, пылевоздушная смесь поступает на горелки котла. Сушка и транспорт угольной пыли производится горячим воздухом, идущим от воздухонагревателя котла.

При выборе шаровых барабанных мельниц, схема пылеприготовления будет с промежуточным бункером пыли.

2) Расчет и выбор оборудования пылеприготовления.

а) Бункер сырого угля (БСУ).

По [1], п. 5.1.12 полезная емкость БСУ принимается для каменного угля не менее чем на 8 часов работы котла.

Исходя из этого, объем бункера:

$$V_{БСУ} = B \cdot m / \psi_{\delta} \cdot \gamma_n \cdot z_{\delta}; \quad (3.20)$$

где m – запас угля;

B - часовой расход угля на один котел;

ψ_{δ} – коэффициент заполнения БСУ;

γ_n – удельный насыпной вес угля;

z_{δ} – количество БСУ на один котел.

б) Выбор количества и производительности мельниц.

Производится согласно нормам [1], п. 5.1.9. Для схем пылеприготовления с прямым вдуванием при установке пяти и более мельниц производительность мельниц:

$$B^p_m = B/(z_m - 1). \quad (3.21)$$

в) Производительность питателя угля

$$B_{пит} = 1,1 \cdot B^p_m, \quad (3.22)$$

где $1,1$ – коэффициент запаса;

B^p_m – расчетная производительность мельницы.

3.3 Мазутное хозяйство ТЭЦ

Для электростанции, работающей на твердом топливе, сооружается растопочное мазутное хозяйство.

По нормам проектирования [1] приемная емкость растопочного мазутного хозяйства должна быть не менее 120 м^3 . Если общая производительность котлов до 4000 т/ч , то устанавливается три резервуара емкостью по 1000 м^3 . Насосы на растопочном мазутном хозяйстве устанавливаются без резерва. Для примера проектируемой ТЭЦ выбираем приемную емкость 200 м^3 и три резервуара по 1000 м^3 каждый.

3.3.1 Выбор насосов.

Расход мазута на растопку котлов определяется, исходя из одновременной растопки двух котлов, [1], с нагрузкой 30% от номинальной.

Исходя из этого, расход мазута из мазутного хозяйства на растопку:

$$B_{раст} = 0,3 \cdot n_{раст} \cdot B \cdot Q^p_n / Q_m, \quad (3.23)$$

где количество растапливаемых котлов $n_{раст} = 2$;

B – расход угля на котел при номинальной паропроизводительности;

Q^p_n – теплотворная способность угля;

Q_m – теплотворная способность мазута.

Производительность насосов второго подъема:

$$Q^II = B_{раст} k \cdot v, \quad (3.24)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент рециркуляции;

$v = 1 \text{ м}^3/\text{т}$ – угольный объем мазута.

Если выбрана схема растопочного мазутного хозяйства с выделенным контуром рециркуляции, то поэтому производительность насосов I и II подъема одинаковы:

$$Q^I = Q^II, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (3.25)$$

Насос рециркуляции выбирается с подачей: $Q_{рц} = 0,5 \cdot Q^I$.

3.3.2 Диаметр мазутопровода.

Имеем две нитки мазутопроводов каждый на 75% общего расхода мазута. Диаметр мазутопровода:

$$d = 18,8 \cdot \sqrt{Q/w} \text{ , мм,} \quad (3.26)$$

где расход мазута на одну нитку:

$$Q = 0,75 \cdot Q'' \text{ , м}^3/\text{ч.} \quad (3.27)$$

Выбираем по стандарту трубу.

3.4 Выбор схемы и оборудования топливоподачи

По нормам проектирования подача топлива со склада в котельное отделение осуществляется ленточной системой конвейеров, состоящей из двух независимых ниток. Подача топлива на склад осуществляется ленточным конвейером с одной ниткой. В тракте топливоподачи устанавливаются молотковые дробилки тонкого дробления с грохотом. На конвейерах устанавливаются электромагнитные металлоотделители и металлоискатели. Для разгрузки железнодорожных вагонов применяются вагоноопрокидыватели.

По нормам проектирования [1], п.4.1.1 суточный расход топлива определяется, исходя из 24 часов работы всех энергетических котлов при их номинальной производительности.

Часовая производительность каждой нитки топливоподачи определяется по суточному расходу топлива на ТЭС с запасом 10%, исходя из работы топливоподачи 24 часов в сутки, [1], п.4.1.2.

При производительности топливоподачи от 100 до 400 т/ч устанавливается один вагоноопрокидыватель, от 400 до 1000 т/ч устанавливается два вагоноопрокидывателя. Количество вагоноопрокидывателей при производительности 1000 т/ч определяется, исходя из 12 опрокидывания в час вагонов средней грузоподъемности, с учетом одного резервного вагоноопрокидывателя, [1], п.4.1.4.

При поставке на ТЭС в зимнее время смерзающегося топлива сооружается размораживающее устройство. Емкость склада угля (без учета госрезерва) принимается равной 30-суточному расходу топлива, если ТЭС располагается на расстоянии 41-100 км от угольного месторождения, емкость склада принимается равной 15-суточному расходу, а на расстоянии до 40 км емкость склада принимается равной 7-суточному расходу, [1], п.4.1.31.

1) Необходимая площадь склада определяется следующим образом:

$$F_n = V/k \cdot H_m \cdot \gamma_y \text{ , м}^2 \text{ ;} \quad (3.28)$$

где V – емкость склада, т;
 κ - коэффициент формы склада;
 H_m - высота штабеля, м ;
 γ_y - объемный вес уплотненного в штабеле топлива, т/м³ .
 Площадь склада брутто (с учетом разрывов и проездов):

$$F_{бр} = 1,3 \cdot F_n, \text{ м}^2. \quad (3.29)$$

2) Расчет ленточных конвейеров.

Расчетная часовая производительность каждой нитки ленточных конвейеров определяется равной производительности топливоподачи с учетом 10% запаса:

$$Q_{час} = 1,1 \cdot B \cdot n, \text{ т/ч}, \quad (3.30)$$

где B - расход топлива на котел, т/ч;
 n - количество котлов.

Ширина ленты конвейеров определяется согласно [6] по формуле:

$$b = \sqrt{Q_{час} / \kappa_\phi \cdot W \cdot \gamma_{тн} \cdot \kappa_\beta}, \text{ м}, \quad (3.31)$$

где κ_ϕ - коэффициент угла наклона ϕ боковых роликов верхней опоры конвейеров;

κ_β - коэффициент, учитывающий наклон конвейера, β ;

W - скорость ленты, м/с;

$\gamma_{тн}$ - насыпной удельный вес топлива, т/м³ .

Во избежание ссыпания угля увеличиваем ширину ленты на 200 мм и принимается стандартная ленты, [6].

3) Выбор вагоноопрокидывателей.

Выбираем к установке роторные вагоноопрокидыватели типа ВРС-125. Исходя из 12 опрокидываний в час, устанавливаем два рабочих и один резервный, т.е. всего три вагоноопрокидывателя, [4].

4) Выбор дробильной установки.

Производительность дробильной установки с учетом наличия грохота:

$$B_{др} = (Q_{час} - B_{мел} \cdot \eta_{гр}) / z_{др}, \quad (3.32)$$

где количество мелочи в топливе составляет 50%:

$$B_{мел} = 0,5 \cdot Q_{час}; \quad (3.33)$$

КПД грохота $\eta_{гр} = 0,75$ по [4] .

Для ТЭС, работающей на газе, выбирается газовое хозяйство по рекомендациям, заданным в [4].

Приложение А

Таблица А.1- Паровые турбины типа К

| Типоразмер | N_3 , МВт | D_o , Т/ч | P_o , МПа | t_o , °С | P_{nn} , МПа | t_{nn} , °С | P_k , кПа |
|------------|-------------|-------------|-------------|------------|----------------|---------------|-------------|
| К-1200-240 | 1200 | 3750 | 23,5 | 540 | 3,9 | 540 | 3,58 |
| К-800-240 | 800 | 2520 | 23,5 | 540 | 3,8 | 540 | 3,43 |
| К-500-240 | 500 | 1550 | 23,5 | 540 | 4,0 | 540 | 3,62 |
| К-300-240 | 300 | 930 | 23,5 | 545 | 3,9 | 545 | 3,50 |
| К-210-130 | 210 | 630 | 12,7 | 545 | 2,5 | 545 | 3,46 |
| К-200-130 | 200 | 600 | 12,7 | 545 | 2,5 | 545 | 3,43 |

Приложение Б

Таблица Б.1- Теплофикационные турбины типа ПТ

| Типоразмер | N_3 , МВт | P_o , МПа | t_o , °С | D_o , Т/ч | Q_m , МВт | P_{np} , МПа | D_{np} , Т/ч |
|----------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|----------------|----------------|
| ПТ-135/165-130 | 135 | 13,0 | 555 | 750 | 130 | 1,5 | 320 |
| ПТ-80/100-130 | 80 | 13,0 | 555 | 450 | 82 | 1,3 | 185 |
| ПТ-60-130 | 60 | 13,0 | 555 | 350 | 63 | 1,3 | 140 |
| ПТ-60-90 | 60 | 9,0 | 545 | 390 | 72 | 1,3 | 165 |
| ПТ-25-90 | 25 | 9,0 | 545 | 159 | 32 | 1,0 | 70 |
| ПТ-12-35 | 12 | 3,5 | 435 | 109 | 24 | 1,0 | 50 |

Таблица Б.2- Теплофикационные турбины типа Т без промперегрева

| Типоразмер | N_3 , МВт | P_o , МПа | t_o , °С | D_o , Т/ч | Q_m , МВт |
|---------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|
| Т-175/210-130 | 175 | 13,0 | 555 | 760 | 320 |
| Т-110/120-130 | 110 | 13,0 | 555 | 485 | 204 |
| Т-50-130 | 50 | 13,0 | 555 | 245 | 106 |
| Т-25-90 | 25 | 9,0 | 545 | 130 | 56 |

Таблица Б.3- Теплофикационные турбины типа Т с промперегревом

| Типоразмер | N_3 , МВт | D_o , Т/ч | P_o , МПа | t_o , °С | P_{nn} , МПа | t_{nn} , °С | Q_m , МВт |
|---------------|-------------|-------------|-------------|------------|----------------|---------------|-------------|
| Т-250/300-240 | 250 | 930 | 23,5 | 540 | 4,0 | 540 | 384 |
| Т-180/200-130 | 180 | 630 | 12,7 | 545 | 2,7 | 545 | 280 |

Таблица Б.4- Теплофикационные турбины типа Р

| Типоразмер | N_3 , МВт | P_o , МПа | t_o , °С | D_o , Т/ч | P_{np} , МПа | D_{np} , Т/ч |
|--------------|-------------|-------------|------------|-------------|----------------|----------------|
| Р-100-130/15 | 100 | 13,0 | 555 | 760 | 1,5 | 320 |
| Р-50-130/13 | 50 | 13,0 | 555 | 370 | 1,3 | 204 |
| Р-25-90/10 | 25 | 9,0 | 545 | 255 | 1,0 | 106 |
| Р-12-90/7 | 12 | 9,0 | 545 | 87 | 1,0 | 56 |

Приложение В

Таблица В.1- Паровые котлы с промперегревом пара

| Типоразмер | P_o , МПа | t_o , °С | $t_{ин}$, °С | $D_{ка}$, Т/ч | $t_{ух}$, °С | $\eta_{ка}$ | Топливо |
|---------------------------|-------------|------------|---------------|----------------|---------------|-------------|----------------|
| Пп-3950-255 | 25,5 | 545 | 45 | 3950 | 150 | 92,1 | Уголь |
| Пп-2650-255 (П-67) | 25,5 | 545 | 45 | 2650 | 163 | 91,9 | Уголь |
| Пп-1650-255 (П-57) | 25,5 | 545 | 45 | 1650 | 145 | 91,8 | Уголь |
| Пп-1000-255 (П-59) | 25,5 | 545 | 45 | 1000 | 150 | 91,0 | Уголь |
| Пп-1000-255 (П-64) | 25,5 | 545 | 45 | 1000 | 165 | 89,0 | Уголь |
| Пп-670-140 (П-65) | 13,4 | 545 | 45 | 670 | 160 | 90,0 | Уголь |
| Еп-670-140 (ТПЕ-214) | 13,4 | 545 | 45 | 670 | 150 | 92,7 | Уголь |
| Пп-1000-255 (ТГМП-314) | 25,5 | 545 | 45 | 1000 | 150 | 93,9 | Газ (мазут) |
| Пп-670-140ГМ | 13,4 | 545 | 45 | 670 | 130 | 94,0 | Газ |
| Еп-670-140ГМ | 13,4 | 545 | 45 | 670 | 140 | 93,9 | Газ |

Таблица В.2- Паровые котлы без промперегрева пара

| Типоразмер | P_o , МПа | t_o , °С | $t_{нв}$, °С | $D_{ка}$, Т/ч | $t_{ух}$, °С | $\eta_{ка}$ | Топливо |
|-------------|-------------|------------|---------------|----------------|---------------|-------------|---------|
| Е-500-140ГМ | 14 | 555 | 230 | 500 | 150 | 94,0 | Газ |
| Е-500-140 | 14 | 555 | 230 | 500 | 150 | 91,0 | Уголь |
| Е-420-140ГМ | 14 | 555 | 230 | 420 | 150 | 94,0 | Газ |
| Е-420-140 | 14 | 555 | 230 | 420 | 150 | 92,0 | Уголь |
| Е-320-140ГМ | 14 | 555 | 230 | 320 | 160 | 93,0 | Газ |
| Е-320-140 | 14 | 555 | 230 | 320 | 160 | 90,0 | Уголь |
| Е-220-100ГМ | 10 | 545 | 215 | 220 | 140 | 93,0 | Газ |
| Е-220-100 | 10 | 545 | 215 | 220 | 140 | 91,0 | Уголь |
| Е-160-100ГМ | 10 | 545 | 215 | 160 | 140 | 93,0 | Газ |
| Е-160-100 | 10 | 545 | 215 | 160 | 140 | 90,5 | Уголь |
| Е-75-40ГМ | 4 | 450 | 150 | 75 | 145 | 92,0 | Газ |
| Е-75-40 | 4 | 450 | 150 | 75 | 145 | 90,0 | Уголь |

Приложение Г

Таблица Г.1- Водогрейные котлы

| Наименование | КВ-ГМ-210 | КВ-ГМ-180 | КВ-ГМ-100 | КВ-ГМ-50 |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|----------|
| Тепловая мощность, МВт | 244 | 209 | 116 | 58 |
| КПД, % | 91,0 | 91,5 | 90,5 | 90,0 |
| Расход воды, т/ч | 5160 | 4420 | 2480 | 1230 |

Приложение Д

Таблица Д.1- Параметры пара в регенеративных отборах турбин при номинальном режиме

| Тип турбины | № отбора | Подогреватель | Давление, МПа (кгс/см ²) | Температура, °С |
|-------------|----------|----------------|---|--------------------|
| К-210-130 | I | ПВД7 | 3,85 (39,3) | 403 |
| | II | ПВД6 | 2,52 (25,7) | 347 |
| | III | ПВД5 | 1,18 (12,1) | 477 |
| | | Деаэратор | 0,69 (7,0) | 477 |
| | IV | ПНД4 | 0,56 (5,7) | 320 |
| | V | ПНД3 | 0,27 (2,76) | 289 |
| | VI | ПНД2 | 0,125 (1,28) | 207 |
| | VII | ПНД1 | 0,026 (0,27) | 78 |
| К-300-240 | I | ПВД8 | 6,12 (62,4) | 375 |
| | II | ПВД7 | 3,92 (40,0) | 315 |
| | III | ПВД6 | 1,56 (15,9) | 450 |
| | IV | Деаэратор (П5) | 0,69 (7,0) | 395 |
| | V | ПНД4 | 0,5 (5,1) | 300 |
| | VI | ПНД3 | 0,235 (2,4) | 240 |
| | VII | ПНД2 | 0,087 (0,9) | 140 |
| | VIII | ПНД1 | 0,017 (0,172) | 56 |
| К-500-240 | I | ПВД9 | 5,74 (58,5) | 336 |
| | II | ПВД8 | 4,07 (41,5) | 294 |
| | III | ПВД7 | 1,7 (17,35) | 432 |
| | IV | Деаэратор (П6) | 0,69 (7,0) | 374 |
| | V | ПНД5 | 0,52 (5,3) | 286 |
| | VI | ПНД4 | 0,29 (3,0) | 223 |
| | VII | ПНД3 | 0,155 (1,58) | 169 |
| | VIII | ПНД2 | 0,032 (0,33) | 113 |
| | IX | ПНД1 | 0,016 (0,163) | 56 |
| К-800-240 | I | ПВД8 | 6,06 (61,8) | 349 |
| | II | ПВД7 | 3,77 (38,5) | 289 |
| | III | ПВД6 | 1,63 (16,6) | 440 |
| | IV | Деаэратор (П5) | 0,69 (7,0) | 386 |
| | V | ПНД4 | 0,578 (5,9) | 310 |
| | VI | ПНД3 | 0,28 (2,9) | 231 |
| | VII | ПНД2 | 0,113 (1,16) | 148 |
| | VIII | ПНД1 | 0,021 (0,218) | 60 |

Продолжение таблицы Д.1 - Параметры пара в регенеративных отборах турбин при номинальном режиме

| Тип турбины | № отбора | Подогреватель | Давление, МПа | Температура, °С |
|-------------|----------|---------------|------------------|--------------------|
|-------------|----------|---------------|------------------|--------------------|

| | | | (кгс/см ²) | |
|---------------|------|----------------|------------------------|-----|
| К-1200-240 | I | ПВД9 | 6,29 (64,1) | 354 |
| | II | ПВД8 | 3,9 (39,8) | 295 |
| | III | ПВД7 | 1,82 (18,6) | 450 |
| | IV | Деаэратор (П6) | 0,9 (9,2) | 355 |
| | V | ПНД5 | 0,49 (5,0) | 280 |
| | VI | ПНД4 | 0,259 (2,64) | 218 |
| | VII | ПНД3 | 0,126 (1,29) | 150 |
| | VIII | ПНД2 | 0,057 (0,58) | 80 |
| | IX | ПНД1 | 0,02 (0,205) | 60 |
| ПТ-80-130/13 | I | ПВД7 | 4,41 (45,0) | 420 |
| | II | ПВД6 | 2,55 (26,0) | 348 |
| | III | ПВД5 | 1,27 (13,0) | 265 |
| | | Деаэратор | 0,59 (6,0) | 265 |
| | IV | ПНД4 | 0,39 (4,0) | 160 |
| | V | ПНД3 | 0,19 (2,1) | 120 |
| | VI | ПНД2 | 0,087 (0,9) | - |
| | VII | ПНД1 | 0,017 (0,172) | - |
| ПТ-135-130/15 | I | ПВД7 | 3,34 (34,0) | 375 |
| | II | ПВД6 | 2,24 (22,8) | 325 |
| | III | ПВД5 | 1,49 (15,0) | 275 |
| | | Деаэратор | 0,59 (6,0) | 225 |
| | IV | ПНД4 | 0,39 (4,0) | 176 |
| | V | ПНД3 | 0,21 (2,0) | 127 |
| | VI | ПНД2 | 0,088 (0,9) | - |
| | VII | ПНД1 | 0,019 (0,2) | - |
| ПТ-60-130/13 | I | ПВД7 | 4,31 (44,0) | 430 |
| | II | ПВД6 | 2,55 (26,0) | 355 |
| | III | ПВД5 | 1,27 (13,0) | 280 |
| | | Деаэратор | 0,59 (6,0) | 265 |
| | IV | ПНД4 | 0,42 (4,3) | 160 |
| | V | ПНД3 | 0,33 (3,4) | 120 |
| | VI | ПНД2 | 0,118 (1,2) | - |
| | VII | ПНД1 | 0,0058 (0,06) | - |

Продолжение таблицы Д.1 - Параметры пара в регенеративных отборах турбин при номинальном режиме

| Тип турбины | № отбора | Подогреватель | Давление, МПа (кгс/см ²) | Температура, °С |
|-------------|----------|---------------|--|--------------------|
| | | | | |

| | | | | |
|---------------|------|--------------|--------------|-----|
| Т-250-240 | I | ПВД8 | 5,76 (58,8) | 345 |
| | II | ПВД7 | 4,07 (41,5) | 300 |
| | III | ПВД6 | 1,69 (17,3) | 435 |
| | IV | Деаэратор | 0,69 (7,0) | 355 |
| | V | ПНД5 | 0,39 (4,0) | 340 |
| | VI | ПНД4 | 0,249 (2,5) | 230 |
| | VII | ПНД3 | 0,10 (1,02) | 135 |
| | VIII | ПНД2 | 0,027 (0,28) | - |
| | IX | ПНД1 | 0,02 (0,205) | - |
| Т-180/210-130 | I | ПВД7 | 4,12 (42,1) | 386 |
| | II | ПВД6 | 2,72 (27,7) | 333 |
| | III | ПВД5 | 1,26 (12,9) | 447 |
| | | Деаэратор | 0,59 (6,0) | 360 |
| | IV | ПНД4 | 0,39 (4,0) | 300 |
| | V | ПНД3 | 0,259 (2,64) | 250 |
| | VI | ПНД2 | 0,098 (1,0) | 152 |
| VII | ПНД1 | 0,049 (0,5) | 99 | |
| Т-110/120-130 | I | ПВД7 | 3,32 (33,8) | 380 |
| | II | ПВД6 | 2,28 (23,2) | 337 |
| | III | ПВД5 | 1,22 (12,4) | 266 |
| | | Деаэратор | 0,59 (6,0) | 200 |
| | IV | ПНД4 | 0,39 (4,0) | 160 |
| | V | ПНД3 | 0,25 (2,5) | 130 |
| | VI | ПНД2 | 0,098 (1,0) | - |
| VII | ПНД1 | 0,037 (0,38) | - | |
| Т-50/60-130 | I | ПВД7 | 3,41 (34,8) | 396 |
| | II | ПВД6 | 2,18 (22,3) | 347 |
| | III | ПВД5 | 1,13 (11,5) | 274 |
| | | Деаэратор | 0,59 (6,0) | 200 |
| | IV | ПНД4 | 0,4 (4,1) | 170 |
| | V | ПНД3 | 0,27 (2,8) | 138 |
| | VI | ПНД2 | 0,098 (1,0) | - |
| VII | ПНД1 | 0,04 (0,41) | - | |

Приложение Е

Таблица Е.1- Расширители непрерывной продувки котлов

| Наименование | К-182 | ХВ-850 | СП-0,7 | СП-1,5 | СП-5,5 | СП-7,5 |
|--------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
|--------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|

| | | | | | | |
|-------------------------|-----|-----|-----|-----|------|------|
| Емкость, м ³ | 0,2 | 0,7 | 0,7 | 1,5 | 5,5 | 7,5 |
| Диаметр, м | 478 | 630 | 630 | 820 | 1620 | 2020 |
| Завод изготов. | ТКЗ | ТКЗ | ТКЗ | ТКЗ | ТКЗ | ТКЗ |

Таблица Е.2- Деаэраторы

| Наименование | ДП-2000/185 | ДП-1600/120 | ДП-1000/100 | ДП-500/100 | ДП-225/65 | ДП-40/10 |
|-------------------------|-------------|-------------|-------------|------------|-----------|----------|
| Емкость, м ³ | 185 | 120 | 100 | 100 | 65 | 10 |
| Производитель, т/ч | 2000 | 1600 | 1000 | 500 | 225 | 40 |
| Давление, МПа | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Завод изготов. | ТКЗ | ТКЗ | ТКЗ | БКЗ | БКЗ | БКЗ |

Таблица Е.3- Питательные насосы

| Наименование | ПЭ-900-185 | ПЭ-780-185 | ПЭ-580-185 | ПЭ-500-180 | ПЭ-270-150 | ПЭ-100-53 |
|---------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------|
| Подача, м ³ /ч | 900 | 780 | 580 | 500 | 270 | 65 |
| Давление, МПа | 20,3 | 20,3 | 20,3 | 19,5 | 16,5 | 5,3 |
| Мощность, кВт | 5500 | 4890 | 3590 | 3125 | 1445 | 210 |
| КПД, % | 82 | 80 | 81 | 78 | 75 | 68 |

Таблица Е.4- Сетевые насосы

| Наименование | СЭ-5000 | СЭ-2500 | СЭ-2000 | СЭ-1600 | СЭ-1250 | СЭ-800 |
|---------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Подача, м ³ /ч | 5000 | 2500 | 2000 | 1600 | 1250 | 800 |
| Напор, м.вод.ст | 160 | 180 | 100 | 80 | 140 | 100 |
| Мощность, кВт | 2370 | 1380 | 572 | 388 | 518 | 243 |
| КПД, % | 87 | 84 | 85 | 80 | 82 | 80 |

Список литературы

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций.- М., 2012.

2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции.- М: Энергоатомиздат, 2010.
3. Соловьев Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий.- М., 2008.
4. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика.- М: Энергоатомиздат, 2012.
5. Липов Ю.М. и др. Компоновка и тепловой расчет парового котла.- М: Энергоатомиздат. 2008.
6. Гаврилов Е.И. Топливо-транспортное хозяйство и золошлакоудаление на ТЭС.- М: Энергоатомиздат. 2007.
7. Тепловой расчет котельного агрегата. Нормативный метод.- М: Энергия. 2004.
8. Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева, т. 1, 2.- М: Энергия. 1975.
9. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики. Номенклатурный каталог. Часть 1.- М., 1998.
10. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики. Номенклатурный каталог. Часть 2.- М., 1999.
11. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики. Номенклатурный каталог. Часть 3.- М., 1997.
12. Выбор оборудования тепловых схем и их расчет. – Иваново, 1987.
13. Выбор вспомогательного оборудования котельного отделения ТЭС.- Иваново, 1987.
14. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник.- М: Энергоатомиздат. 2004.

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 3 |
| 1 Выбор оборудования ТЭС..... | 4 |
| 2 Расчет тепловых схем ТЭС..... | 8 |
| 3 Выбор вспомогательного оборудования..... | 28 |
| Приложение..... | 38 |
| Список литературы..... | 44 |

Бакытжанов И.Б.
Байбекова В.О.
Олжабаева К.С.

ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Методические указания для студентов специальности
5В071700- Теплоэнергетика

Редактор Л.Т Сластихина
Специалисты по стандартизации Н.К. Молдабекова

Подписано в печать ____ . ____ . ____ .
Тираж 100 экз.
Объем 2,8 уч.-изд.л.

Формат 60x84 1/16
Бумага типографская №1
Заказ ____ . Цена 1400 тенге.

Копировально-множительное бюро
Некоммерческого акционерного общества
«Алматинский университет энергетики и связи»
050013 Алматы, Байтурсынова, 126