

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловых энергетических установок

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой доцент
К.Т.И. Кибарин. А.А.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение АТЭС-2 с расчетом ПВД

Специальность Теплоэнергетика 5В071700

Выполнил (а) Рыжов В.А. БТЭУ 11
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель А.А. Гембаг. А.А. д.т.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

ст. пр. Саяшова. М.Е.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
М.Е. « 08 » 06 2015 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

к.т.н. доцент Саютова. Т.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Т.С. « 9 » июль 2015 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. преп. каф. ТЭУ Касимов А.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
А.С. « 09 » 06 20 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Алматы 2015 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетический
Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Рагжов Владимир Александрович
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Расширение АТЭС-2, расчет ПВД

утверждена приказом ректора № 124 от «29» сентября 2014 г.
Срок сдачи законченной работы « » 20 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

установленная мощность станции 510 МВт
Теплово Жибастузский уголь
Температурной график теплосети 150/70°С

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

Аннотация, Введение, Описание станции
ее основного оборудования, компоновка
главного корпуса, генплан.
Выбор основного и вспомогательного
оборудования; Расчет тепловой части
АТЭС 2; Раздел безопасности, шумовые
Экономическая часть, спец. вопрос,
заключение

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- 1) Принципиальная Тепловая схема
- 2) Генеральный план ТЭС
- 3) Поперечный разрез главного корпуса

Рекомендуемая основная литература

- Раткин В.А. "Тепловые электрические станции"
Сидоров Д.П. "Теплоэнергетические установки электростанций"
Савельев Ю.П. "Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий"
Кудряшов А.П. "Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод)"

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

| Раздел | Консультант | Сроки | Подпись |
|---------------------|---------------|----------------|--------------------|
| Руководитель | Генбаг, А.А | 7.04-04.06.15 | Аб... [Подпись] |
| Экономическая часть | Самоева, Н.Е. | 18.05-08.06.15 | [Подпись] |
| БЖД | Санагова, Т.С | 1.03-30.06.15 | [Подпись] |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Аннотация

В данном дипломном проекте рассматривается расширение Алматинской ТЭЦ – 2. Производится тепловой расчет подогревателя высокого давления. Методом последовательного приближения, рассчитывается коэффициент теплопередачи и площадь поверхности теплообмена. Рассчитав площадь поверхности теплообмена выбирается тип подогревателя.

Объем дипломной работы 79 страницы, использовано 2 иллюстраций, 27 источников.

Ключевые слова: расширение ТЭЦ, ПВД, теплопередача, площадь, теплообмен.

Annotation.

Expansion of Almaty Hot and Power Station discussed in this thesis project. Produced thermal design of high-pressure heater. In method of successive approximations is calculate the U and heat exchange surface. After calculate the heat exchange surface area, it will be select the type of heater.

The content of thesis project is 79 page, 2 illustrations were used, has 27 literature sources.

Keywords: expansion, high-preassure heater, heat transfer. square (area), heat exchange

Андатпа

Бұл дипломдық жобада Алматы ЖЭО-2-нің кеңейтілуі қарастырылады. Төменгі қысымды жылытушының жылылық есептелінуі жүргізіледі. Біртіндеп жақындастыру тәсілімен жылу беру коэффициенті мен жылу алмасу бетінің ауданы есептеледі. Жылу алмасу бетінің ауданы есептеле отыра жылытушының түрі таңдалады.

Дипломдық жұмыстың көлемі 79 бет, 2 бейнелеме, 27 әдебиет көзі пайдаланылған.

Негізгі сөздер: кеңейтілу, ТҚЖ, жылу беру, аудан, жылу алмасу.

ДП.ПЗ.5В071700.2015

| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | | | |
|-------------|------|---------------|---------|------|-------------------------|---|--------|----|
| Разраб. | | Рычков.В | | | <i>Дипломная работа</i> | | | |
| Провер. | | Генбач.А.А. | | | | | | |
| Т. Контр. | | | | | Лист | 1 | Листов | 79 |
| Реценз. | | | | | <i>БТЭУ-11</i> | | | |
| Н. Контр. | | Генбач.А.А. | | | | | | |
| Зав.кафедры | | Кибарин..А.А. | | | | | | |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|--|
| Аннотация | |
| Введение | |
| 1.Описаниеи расчет тепловой схемы ТЭЦ-2 | |
| 2.Описаниеосновногои вспомогательногооборудования | |
| 3.Топливное хозяйство | |
| 4.Техническое водоснабжение | |
| 5.Химводоочистка | |
| 6.Компоновка главного корпуса | |
| 7.Генеральный план | |
| 8.Экономическая часть | |
| 9.Безопасность жизнедеятельностииохранаокружающей среды | |
| 10.Спецвопрос: «Расширение Алматинской ТЭЦ – 2. Тепловой расчет ПВД»..... | |
| 12.Заключение | |
| 13.Список литературы | |

| | | | | | | | | | |
|--------------------|-------------|----------------------|--------------------|----------------|----------------------------|-------------------------|--------------|----------------|----|
| | | | | | ДП.ПЗ.5В071700.2015 | | | | |
| | | | | | | <i>Лит.</i> | <i>Масса</i> | <i>Масштаб</i> | |
| Введение | <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | Дипломная работа | | 1:1 | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Рычков.В</i> | | | | | | | |
| <i>Провер.</i> | | <i>Генбач.А.А.</i> | | | | | | | |
| <i>Т. Контр.</i> | | | | | | | | | |
| <i>Реценз.</i> | | | | | | | | | |
| <i>Н. Контр.</i> | | <i>Генбач.А.А.</i> | | | | <i>Лист</i> | 2 | <i>Листов</i> | 77 |
| <i>Зав.кафедры</i> | | <i>Кибарин..А.А.</i> | | | | БТЭУ-11 | | | |

Алматинская ТЭЦ-2 располагается в 15 км западнее г. Алматы, в районе пос. Алгабас Карасайского района. АТЭЦ-2 строили в две очереди.

Первую очередь строительства осуществляли с 1978 по 1983 годы.

Ввели в эксплуатацию три паровых котла типа БКЗ-420-140-7 и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13.

Вторая очередь строительства осуществлялась с 1985 по 1989 годы.

Введены в эксплуатацию еще четыре паровых котла типа БКЗ-420-140-7 и одна паровая турбина типа Р-50-130/13 и две паровые турбины типа Т-110/120-130.

Отпуск тепла от АТЭЦ-2 осуществляется в горячей воде для зоны теплофикации г. Алматы.

АТЭЦ-2 работает в базовом режиме совместно с западным тепловым комплексом, который работает в пиковом режиме.

На начало 2004 г. установленная мощность ТЭЦ-2 составила:

- электрическая - 510 МВт

- тепловая - 1176 Гкал/ч.

Нас сегодняшний день на АТЭЦ-2 сжигаются, в основном, экибастузский и карагандинский угли высокой зольностью. В качестве подсадки факела используют мазут.

В связи с этим на АТЭЦ-2 стоит жестко вопрос снижения выбросов оксида азота в воздушный бассейн.

В данном дипломном проекте рассматривается расширение Алматинской ТЭЦ – 2 турбиной Т-110-130.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|----------------------------|----------------------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | <i>Лист</i> 11-11 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | ? |

В проекте представлен тепловой расчет схемы АТЭЦ – 2, тепловой расчет подогревателя высокого давления. Произведен расчет площади поверхности теплообмена, методом последовательного приближения. Также в экономической части дипломного проекта представлен расчет эффективности расширения АТЭЦ – 2, путем увеличения установленной мощности станции на 90 МВт. Определили себестоимость отпуска тепловой и электрической энергии. Рассмотрели вопросы по технике безопасности и охраны окружающей среды.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

1. Описание и расчет тепловой схемы АТЭЦ-2

1.1 Описание тепловой схемы

Принципиальная тепловая схема включает в себя схему, характеризующую преобразование тепла в электрическую энергию, а также снабжение ими потребителей теплом. [14].

На ТЭЦ установлены семь котлов БКЗ-420-140-7с, работающие на общий коллектор 140 ата.

От коллектора питаются шесть турбин: 3х ПТ-80/100-130/13, 2х Т-110/120-130 имеют сетевые подогреватели, обеспечивающие теплофикационную нагрузку. Турбины ПТ-80/100-130/13 и Т-110/120-130 имеют сетевые подогреватели, обеспечивающие теплофикационную нагрузку. Система регенерации этих турбин ПТ и Т состоит из четырех ПНД, деаэраатора и трех ПВД, а у турбины Р-50-130/13 из трех ПВД и деаэраатора.

На станционный коллектор 13 ата пар подается из турбины Р-50-130/13 и отборов турбин ПТ-80/100-130/13. Из коллектора 13 ата питаются пиковые бойлера, они покрывают пиковые тепловые нагрузки, так же подается пар на собственные нужды ТЭЦ, то есть выдача пара на производство АТЭЦ-2 отсутствует.

Для резервирования коллектора 13 ата на случай остановки одной из турбин имеется система РОУ-140/13, два по 150 т/ч и одна 250 т/ч.

Турбины ПТ-80 и Т-110 имеют конденсаторы. Конденсат из конденсатора через группу ПНД подается в деаэраатор, из деаэраатора питательная вода через группу ПВД подается в котел и цикл замыкается. У турбины Р-50 конденсатор отсутствует, а пар из турбины подается в коллектор 13 ата. В деаэраатор турбины подается дренаж пиковых бойлеров. [14].

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | ? |

1.2 Расчет тепловой схемы АТЭЦ-2

1.2.1 Тепловые нагрузки ТЭЦ

Поданным АО "Теплокомунэнерго" и АПК "Распределительные тепловые сети" максимальная тепловая нагрузка АТЭЦ-2 составляет $Q_{\max} = 1071$ Гкал/ч, из них нагрузка горячего водоснабжения $Q_{\text{ГВС}} = 195$ Гкал/ч, нагрузка отопления и вентиляции $Q_{\text{от}} = 876$ Гкал/ч. [4].

Климатологические данные для г. Алматы

Температура наружного воздуха:

- Расчетная отопления $t_{\text{н}}^{\text{р}} = -25^{\circ}\text{C}$
- Средняя холодная месяца $t_{\text{хм}} = -7,4^{\circ}\text{C}$
- Средняя отопительного периода $t_{\text{н}}^{\text{сп}} = -2,1^{\circ}\text{C}$
- Средняя летнего периода $t_{\text{л}} = +20^{\circ}\text{C}$ [19].

Расчет тепловых нагрузок по режимам:

1-режим, максимально-зимний – режим максимальной электрической нагрузки и работой пиковых подогревателей

$$Q^1 = Q_{\max} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{ГВС}} = 876 + 195 = 1071 \text{ Гкал/ч} \quad (1.1)$$

11-режим, расчетно-контрольный

$$Q'' = Q_{\text{от}} \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{КН}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{р}}} + Q_{\text{ГВС}} = 876 * \frac{18 + 7.4}{18 + 25} + 195 = 712,4 \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}} \quad (1.2)$$

111-режим, среднеотопительный

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 7 |

$$Q'' = \frac{t_{ВН} - t_{Н}^{ср}}{t_{ВН} - t_{Н}^P} + Q_{ГВС} = 876(18 + 2.1)/(18 + 25) + 195$$

$$= 604,5 \text{ Гкал/ч} \quad (1.3)$$

IV- режим, летний

$$Q^{IV} = Q_{ГВС} = 195 \text{ Гкал/ч} \quad (1.4)$$

Тепловая мощность основного оборудования

3х ПТ-80/100-130/13,

$$\Sigma Q_{отб}^{пт} = 3 \times 80 = 240 \text{ Гкал/ч} \quad (1.5)$$

2х Т-110/120-130,

$$Q_{отб}^T = 2 \times 175 = 350 \text{ Гкал/ч} \quad (1.6)$$

Суммарная мощность отборов

$$Q_{отб} = \Sigma Q_{отб}^{пт} + \Sigma Q_{отб}^T = 240 + 350 = 590 \text{ Гкал/ч} \quad (1.7)$$

Мощность пиковых бойлеров

ПТ-80/100-130,

$$\Sigma Q_{отб}^{пт} = 3 * Q_{пт} = 3 \times 130 = 390 \text{ Гкал/ч} \quad (1.8)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|--------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист № |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

P-50-130,

$$\sum Q_{пб}^P = 230 \text{ Гкал/ч} \quad (1.9)$$

Суммарная мощность пиковых бойлеров

$$\sum Q_{пб} = \sum Q_{пб}^{пт} + \sum Q_{пб}^P = 390 + 230 = 620 \text{ Гкал/ч.} \quad (1.10)$$

Для г. Алматы по нормам рекомендуется коэффициент теплофикации

$$\alpha_{тэц} = 0,5 \div 0,55 \quad (1.11)$$

Расчетный коэффициент теплофикации

$$\alpha_{тэц} = Q_{отб} / Q^1 = 0,55 \quad (1.12)$$

Нагрузка отборов турбин

$$Q_{отб} = \alpha_{тэц} Q^1 = 0,55 \times 1071 = 590 \text{ Гкал/ч} \quad (1.13)$$

Пиковая нагрузка АТЭЦ-2

$$Q_{пик} = Q^1 - Q_{отб} = 1071 - 590 = 481 \text{ Гкал/ч} \quad (1.14)$$

Данные по тепловым нагрузкам сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 - Сводная таблица тепловых нагрузок

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 3 |

| № п/п | Наименование потребителя | Обозначение | Единица измерения | Режимы | | | |
|----------|--------------------------|------------------|-------------------|--------|-------|-------|-----|
| | | | | 1 | 11 | 111 | 1V |
| 1 | Отоплен | Q _{от} | Гкал/ч | 876 | 513 | 405 | - |
| 2 | Горячего | Q _{гвс} | Гкал/ч | 195 | 195 | 195 | 195 |
| 3 | Итого по ТЭЦ | Q | Гкал/ч | 1071 | 712,4 | 604,5 | 195 |
| 4 | Основные | Q _{осп} | Гкал/ч | 590 | 590 | 590 | 195 |
| 5 | Пиковые | Q _{пб} | Гкал/ч | 481 | 154 | 46 | - |

На ТЭЦ 2 мазут - растопочное топливо. Его теплотворная способность:

$$Q_H^P = 38940$$

Qмазута на растопку котлов:

$$Q_{расч}^{ЭК} = \frac{D_{расч} (h_{пл} - h_{пв})}{Q_H^P \mu_r}$$

(1.15)

где количество пара от двух растапливаемых котлов с 30 % производительностью 420 т/ч, определяется как

$$D_{раст} = \frac{30 * 2 * D_{КК}}{100} = \frac{30 * 2 * 240}{100} = \frac{252т}{ч} \quad (1.16)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Энтальпия параи воды по таблице «Термодинамические свойства воды и водяного пара» С.Л. Ривкин, А.А. Александров:

$h_{пп}=3474,3$ кДж/кг, при $P=140$ ата, $t = 555^{\circ}\text{C}$

$h_{пв}=1021$ кДж/кг, при $t_{пв}=230^{\circ}\text{C}$, $P_{пв}=170$ ата.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{эк}} = \frac{D_{\text{расч}} (h_{\text{пл}} - h_{\text{пв}})}{Q_H^P \mu_r} =$$
$$= \frac{252(3475.3 - 1021)}{38940 * 0.91} = 17.44 \text{ т/ч}$$

Расход пара на слив мазута из железнодорожных цистерн

$$D_{\text{сл}} = n (0,636 - 0,0106 t_{\text{нв}}), \quad (1.17)$$

где $n = 5$ - число цистерн в одной ставке слива мазута,

$t_{\text{нв}}$ - температура наружного воздуха.

Расчет ведем по режимам:

$$D_{1\text{сл}} = 5(0,636 - 0,0106 (-25)) = 4,5 \text{ т/ч} \quad (1.18)$$

$$D_{11\text{сл}} = 5(0,636 - 0,0106 (-7.4)) = 3,6 \text{ т/ч} \quad (1.19)$$

$$D_{111\text{сл}} = 5(0,636 - 0,0106 (-2,1)) = 3,3 \text{ т/ч} \quad (1.20)$$

$$D_{1V\text{сл}} = 5(0,636 - 0,0106 (20)) = 2,1 \text{ т/ч} \quad (1.21)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Расход пара на подогрев мазута в резервуарах мазутохранилища. На АТЭЦ-2 имеем три резервуара по 1000 м³. Расход пара на один резервуар 1000 м³.

$$D_{\text{под}} = 0,876 - 0,0146 (\pm t_{\text{нв}}); \quad (1.22)$$

Расход пара на три резервуара:

$$D_{\text{под}} = n (0,876 - 0,0146 (\pm t_{\text{нв}})); \quad (1.23)$$

Расчет по режимам:

$$D_{1\text{под}} = 3 (0,876 - 0,0146 (-25)) = 3,7 \text{ т/ч}$$

$$D_{11\text{под}} = 3 (0,876 - 0,0146 (-7,4)) = 3,0 \text{ т/ч}$$

$$D_{111\text{под}} = 3 (0,876 - 0,0146 (-2,1)) = 2,7 \text{ т/ч}$$

$$D_{1V\text{под}} = 3 (0,876 - 0,0146 (20)) = 1,8 \text{ т/ч}$$

Расход пара на разогрев при транспортировке мазута

$$D_{\text{раз}} = 0,0665 * B_{\text{раст}}^{\text{ЭК}} = 0,0665 * 17,44 = 1,16 \text{ т/ч} \quad (1.24)$$

где $B_{\text{раст}}^{\text{ЭК}} = 17,44 \text{ т/ч}$ - расход мазута на котлы.

Полный расход пара на мазутохозяйство

$$D_{\text{мх}} = D_{\text{сл}} + D_{\text{под}} + D_{\text{раз}}, \quad (1.25)$$

Расчет по режимам:

$$D_{1\text{мх}} = 4,5 + 3,7 + 1,16 = 9,36 \text{ т/ч}$$

$$D_{11\text{мх}} = 3,6 + 3,0 + 1,16 = 7,76 \text{ т/ч}$$

$$D_{111\text{мх}} = 3,3 + 2,7 + 1,16 = 7,16 \text{ т/ч}$$

$$D_{1V\text{сл}} = 2,1 + 1,8 + 1,16 = 5,06 \text{ т/ч}$$

б) Расход сырой воды на ХВО

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

$$G_{св}=1,25(G_{ут} + G_{под}^{ТС} + G_{мх}^{пот} + G_{сеч}^B); \quad (1.26)$$

где утечки пара при его выработке энергетическими котлами

$$G_{ут}=0,02 D_{1к} \quad (1.27)$$

где $D_{1к}$ расход пара на турбины от котлов ТЭЦ

$$D_{1к}=1,03(n_{пт} D_{мак}^{пт} + D_{мак}^P + n_{т} D_{мак}^T) = 1,03(3 * 470 + 420 + 2 * 485) = 2884 \text{ т/ч} \quad (1.28)$$

$$G_{ут}=0,02 D_{1к}=0,02 * 2884=57 \text{ т/ч.}$$

Расход воды на подпитку теплосети

$$G_{под}^{ТС} = Q_{сеч.в} = \frac{Q'}{t_{пн} - t_{ов} * C_в} = \frac{1072 * 10^3}{(150 - 30)1} = 8238 \text{ т/ч} \quad (1.29)$$

где $t_{пн}=150^\circ\text{C}$ - температуры воды в подающей магистрали;

$t_{ов}=30^\circ\text{C}$ - температура подпиточной воды теплосети

Потери пара на мазутохозяйстве

$$G_{мх}^{пот} = 0,2 D_{мх} = 0,2 * 9,36 = 1,8 \text{ т/ч} \quad (1.30)$$

Количество прод. воды из РНП:

Q воды на продувку КА:

$$G_{прод} = 0.01 * D_K^1 = 0.01 * 2884 = 28.8 \text{ т/ч} \quad (1.31)$$

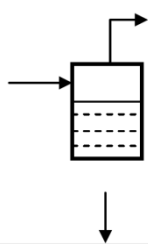
Q пара из РНП:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | ? |

$$D_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}} \frac{h_{\text{прод}} \mu_{\text{сеп}} - h_{\text{сеп}}^{\text{в}}}{h_{\text{сеп}}^{\text{п}} - h_{\text{сеп}}^{\text{в}}} = 28.8 \frac{1573 * 0.98 - 671}{2756 - 671} = 12 \text{ т/ч.}$$

(1.32)

Рис.1.1



где $h_{\text{прод}} = 1573$ кДж/кг-энтальпия воды в барабане

$h_{\text{сеп}}^{\text{п}} = 2756$ кДж/кг-энтальпия пара при $P = 0,6$ МПа,

$h_{\text{сеп}}^{\text{в}} = 671$ кДж/кг-энтальпия воды из РНП.

Теплоотданное продувкой в теплообменнике:

$$G_{\text{сеч}}^{\text{в}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{сеп}} = 28.8 * 12 = 16.8 \text{ т/ч} \quad (1.33)$$

Расход сырой воды на ХВО

$$G_{\text{св}} = 1,25 (57 + 8875 + 1,8 + 16,8) = 11188 \text{ т/ч}$$

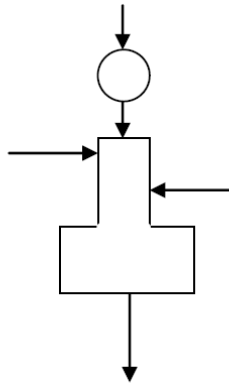
в) Расчет деаэратора подпитки цикла:

$$G_{\text{подл}}^{\text{цикла}} = G_{\text{сеч}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мх}}^{\text{пот}} + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мх}}^{\text{пот}}) \quad (1.34)$$

$$G_{\text{подл}}^{\text{цикла}} = 16,8 + 57 + 1,8 + (9,4 - 1,8) = 83,2 \text{ т/ч}$$

Рис. 1.2

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |



Температура воды в деаэраторе:

$$t_{\text{д}}^{\text{в}} = \frac{(G_{\text{сеч}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мх}}^{\text{пот}})38 + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мх}}^{\text{пот}}) * 100}{G_{\text{подл}}^{\text{цикла}}}$$

$$= \frac{(16.8 + 57 + 1.8)38 + (9.4 - 1.8)100}{83.2} = 43.8^{\circ}\text{C}$$

(1.35)

По значению $t_{\text{д}}^{\text{в}}$ и температура воды в деаэраторном баке $t_{\text{бак}}^{\text{в}} = 43^{\circ}\text{C}$ находим

коэффициент $k = 4,6 * 10^{-3}$.

Расход пара из эжектора в ДСВ

$$D_{\text{п}}^{\text{д1}} = G_{\text{подл}}^{\text{цикла}} k * 10^{-3} = 83,2 * 4,6 * 10^{-3} = 0,38 \text{ т/ч (1.36)}$$

Расход пара на эжекторы

$$D_{\text{п}}^{\text{эж}} = U * D_{\text{п}}^{\text{д1}} = 0,3 * 0,38 = 0,12 \text{ т/ч (1.37)}$$

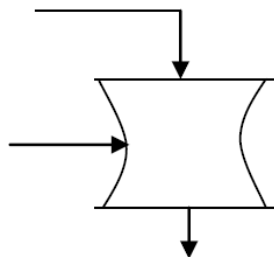
Суммарный расход пара

$$D_{\text{эж}}^{\text{д1}} = D_{\text{п}}^{\text{эж}} + D_{\text{п}}^{\text{д1}} = 0,12 + 0,38 = 0,5 \text{ т/ч (1.38)}$$

г) Расход сетевой воды для подогрева подпиточной воды теплосети в ДВС т/сети

$$Q_{сет.в} = \frac{G_{подп}^{тс} (h_{д}^1 - h_{подп})}{h_{св} - h_{д}^1} = \frac{8876(168 - 158)}{482 - 168} = 221 \text{ т/ч}$$

(1.39)



Тут $h_{д}^1=167$ кДж/кг-энтальпия перегретой воды

$h_{подп} =159$ кДж/кг- энтальпия подпиточной воды

$h_{св}=482$ кДж/кг- энтальпия сетевой воды

Рис. 1.3

| № п/п | Наименование величин | Обознч е- ние | Един. изм | режимы | | | |
|----------|-----------------------------|---------------------|-----------|--------|---|---|---|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 4 |
| I | Нагрузка по пару 13 ата: | | т/ч | | | | |

| | | | | | | | |
|---|---|--|-------------|-------------|------------|------------|-------------|
| 1 | Пар 13 ата на пиковые бойлера | $D_{\text{п}}^{\text{пб}}$ | т/ч | 698 | 210 | 63 | |
| 2 | Q пара 13 ата на мазутохоз | $D_{\text{п}}^{\text{мх}}$ | т/ч | 9.36 | 7.76 | 7.16 | 5.06 |
| 3 | Q пара 13 ата на эжекторы вакуумного деаэрата | $D_{\text{п}}^{\text{эж}}$ | т/ч | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| 4 | Расход пара 13 ата на подогрев подпиточной воды | $D_{\text{п}}^{\text{под}}$ | т/ч | 7.7 | 7.7 | 7.7 | 7.7 |
| 5 | Итого: | $D_{\text{п}}^{\text{пб}}; Q_{\text{п}}$ | т/ч; Гкал/ч | 715; 524 | 226 166 | 78.5 58 | 13.3 9.7 |
| | Нагрузка по пару 1,2 ата: | | Гкал/ч | | | | |
| 1 | На основные сетевые подогреватели | $Q_{\text{осп}}$ | Гкал/ч | 554 | 554 | 554 | 554 |
| 2 | На подогреватели сырой воды | $Q_{\text{св}}$ | Гкал/ч | 36 | 36 | 36 | 36 |
| | Итого | Q_{Σ} | Гкал/ч | 590 | 590 | 590 | 224 |
| | Всего: | Q | | 1115 | 767 | 647 | 234 |

Температурный график



Описание основного и вспомогательного оборудования

АТЭС-2.

Технические описания и характеристики турбины.

Паровая турбина ПТ-80/100-130/13, конденсационная, регулируемая, отборами пара производственными и отопительными, номинальной мощностью 80 мвт. Представляет собой одновальную двухцилиндровую агрегат, предназначен для непосредственного привода генератора типа ГВФ-120-2 мощностью 120 мвт.

Турбина ПТ-80/100-130/130 имеет сопловое парораспределение, состоящее из четырех регулируемых клапанов на входе в ЦВД.

ЦВД — литой конструкции из жаропрочной стали. Проточная часть имеет одну вращающуюся ступень и 1 ступень давления.

После ЦВД пар идет в производственный отбор, а также на ЦНД и далее в конденсатор турбины.

ЦНД состоит из трех частей:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 7 |

Давление пара регулируемого теплофикационного отбора

верхний — $0,5 \div 3,5$ кгс/см²(абс.).

нижний — $0,3 \div 1,0$ кгс/см²(абс.).

При номинальных параметрах свежего пара, охлаждающей воды, полностью включенной регенерации, полном использовании пропускной способности турбины и максимальном пропуске пара в конденсатор величины регулируемых отборов при номинальном режиме составляют:

| $N_{эл}$ | $P_{п/отб}$ | $P_{нижн.}$ | $P_{верх.}$ | $D_{п/отб}$ | $D_{т/отб}$ | $T_{псг}^{вх}$ |
|----------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------------|-------------|----------------|
| Мвт | Кгс/с _{м²} | Кгс/с _{м²} | Кгс/с _{м²} | т/час | т/час | °С |
| 80 | 13 | 0,35 | 1,0 | 185 | 132 | 42 |

Максимальная мощность турбины при отключенных регулируемых отборах и полностью включенной регенерации — 80 Мвт, ориентировочный расход пара при этом — 305 т/час.

Максимальная мощность турбины — 100 Мвт, получаемая при определенном сочетании производственного и теплофикационных отборов определяется диаграммой режимов.

При номинальной мощности турбины 80 Мвт и отсутствии производственного отбора максимальный расход на теплофикационный отбор составляет около 150 т/час.

Турбина имеет 7 нерегулируемых отборов пара для подогрева основного конденсата и питательной воды последовательно в ПНД, деаэраторе и в ПВД.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Данные об отборах пара для нужд регенерации при номинальной нагрузке и номинальных основных параметрах приведены в таблице:

| Потребитель | Давление в отборе (кгс/см ²) | Температура пара в отборе (°С) | Кол-во отбираемого пара (т/час) | Место отбора (заступенью) |
|-------------|--|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| ПВД-7 | 45 | 420 | 26 | 9 |
| ПВД-6 | 26 | 345 | 32 | 13 |
| ПВД-5 | 13 | 265 | 10,5 | 17 |
| ПНД-4 | 4 | 160 | 28 | 21 |
| ПНД-3 | 1,0 | - | - | 25 |
| ПНД-2 | 0,34 | - | - | 27 |
| ПНД-1 | 0,033 | - | - | 29 |

Турбина снабжена валоповоротным устройством (ВПУ), вращающем РТ с частотой 3,4 об/мин. ВПУ отключается автоматически при повышении частоты вращения РТ более 3,4 об/мин.

Для сокращения времени прогрева турбины и улучшения условий пуска предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек и подводного пара на переднее уплотнение ЦВД.

Концевые уплотнения роторов турбины лабиринтового типа выполнены безкаминов.

Конденсационное устройство

Конденсационное устройство турбины состоит из:

- конденсатора;
- воздухоудаляющего устройства;
- конденсатных насосов;
- водяных фильтров.

Конденсатор типа 80 КЦС-1 состоит из двух поверхностей охлаждения:

основного пучка, поверхность которого составляет 2345 м³ (охлаждающей средой является циркуляционная вода);

| | | | | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 7 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | | | | |

рабочего пара основных эжекторов осуществляется поступлением в конденсатор через гидрозатвор 10 м.

Три центробежных конденсатных насоса горизонтального типа КС-80-155 (на ТА ст. № 2 типа КСВ-125-140) предназначены для откачки основного конденсата и подачи его в деаэратор через холодильники основных эжекторов, охладители уплотнений турбины и подогреватели низкого давления. Нормально в работе находится один или два насоса, третий является резервным. Производительность каждого насоса составляет 80 м³/час при манометрическом напоре около 155 м водяного столба.

Для срыва вакуума установлена задвижка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора.

Для очистки охлаждающей воды от механических примесей перед маслоохладителями турбины установлены фильтры с поворотными сетками, позволяющими произвести промывку на ходу.

Абсолютное давление в конденсаторе определяется по формуле:

$$P_k = B \times H / 735,6 \text{ кгс/см}^2 \text{ (абс.)}$$

где **B** — барометрическое давление в мм ртутного столба,

H — вакуум в мм ртутного столба.

По прибору на БЩУ “-1” кгс/см² равен вакууму в 735,6 мм ртутного столба, а “0” кгс/см² — 0 мм ртутного столба. [2].

Паровая турбина Р-50-130/13 с мощностью 50 МВт выполнена на начальные параметры 12,75 МПа и 565 °С и противодавлением 1,0 – 1,8 МПа. Свежий пар из коллектора ТЭЦ подводится к стопорному крану, а от него по четырем паропроводам – к четырем регулирующим клапанам, установленным непосредственно на корпусе турбины. Из сопловых коробок, сваренных в корпус, пар поступает на одну вечную регулируемую ступень, затем проходит 16 нерегулируемых ступеней и направляется к тепловому потребителю. В систему регенерации входят 3 подогревателя

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | ? |

высокого давления, питаемых из выходного патрубка турбины и двух регулируемых отборов. Температура питательной воды 235°C.

Конструкция турбины в значительной степени унифицирована с конструкцией ЦВД турбины К-200-130; ротор выполнен цельнокованым, корпус – одностенным, собоймами. Корпус турбины опирается на корпус подшипников с помощью лап. Фиксирован турбина расположена на фундаментальной раме заднего подшипника, и расширение турбины происходит в направлении переднего подшипника. Предназначена для непосредственного привода генератора типа ТВФ -63-2 мощностью 63 МВт.

Число регулируемых отборов, давления Р:

| | |
|------------|----------|
| I, ПВД-3 | 3,63 МПа |
| II, ПВД-2 | 2,16 МПа |
| III, ПВД-1 | 1,3 МПа |

Максимальный расход пара на турбину,

D_{max} 470 т/ч

Номинальный расход пара на турбину,

D_{nom} 385 т/ч

Паровая турбина Т-110/120-

130, конденсационная с двумя регулируемыми отопительными отборами, номинальной мощностью 110 МВт, представляет собой трехцилиндровый агрегат, предназначенный для непосредственного привода генератора типа ТВФ-120-12, и отпуская тепло для теплоснабжения в количестве 175 Гкал/ч.

Номинальная мощность теплоснабжения отборов 175 Гкал/ч, обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара:

давление, P_0 12,75 МПа

Пар подается через стопорный и регулируемые клапаны на ЦВД. ЦВД односторонний, и имеет двухвентильную регулирующую ступень в осевом направлении ротора среднего давления (РДС) откованы за одно с валом, остальные шесть – насадные.

ЦВД односторонний, имеет подступенки в каждом потоке, т.е. по одной регу-

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 7 |

лирующей и одной ступени давления.

Турбина имеет семь регулируемых отбора. Параметры отборов представлены в виде таблицы 4.

Техническое описание и характеристика котлов БКЗ-420-140

Котлоагрегат вертикально-водотурбинный, барабанный, с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, в газоплотном исполнении с твердым шлакоудалением.

Имеется топочная камера призматическая открытого типа, выполнена из цельносварных мембранных газоплотных панелей, которые изготовлены из труб диаметром 60 мм толщиной стенки 6 мм (ст. 20), сварной полосой 20х6 мм. Шаг труб в панелях – 80 мм.

Шлакоудаление твердое, со шнековыми транспортерами и дробилкой.

Топка оборудована шестью вихревыми горелками, расположенными в два ряда на фронтальной стене.

Барабан котла сварной конструкции с внутренним диаметром 1600 мм толщиной стенки 12 мм (ст. 16ГНМА).

Пароперегреватель радиационно-конвективный. Состоит из ширины $d \times S = 42 \times 5$ мм (ст. 12Х1МФ)

и конвективной части из труб

$d \times S = 38 \times 4$ мм ; $38 \times 4,5$ мм; 38×5 мм; 38×6 мм (ст. 20; 12Х1МФ).

Температура перегрева пара регулируется впрыскивающим паром охладителем, установленном в расщелку между ступенями пароперегревателя.

В конвективной шахте размещены водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель, скомпонованные в «расщелку»

. Водяной экономайзер состоит из гладких труб из стали 20 с

$d \times S = 32 \times 4$ мм.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Кубывоздухоподогреватель выполненныиз труб

dxS= 40x1.5 мм,сталь 3 .

**ТехническаяхарактеристикакотлаБКЗ–
420140** Паропроизводительность

| | |
|------------------------------|---------------|
| парана выходе из | 420т/ч Давлен |
| пароперегревателя , | 13,8 |
| мпа Температура , | |
| -перегретого пара | 560°С |
| -питательной воды | 230°С |
| -уходящих газов | 143°С |
| КПД (брутто) гарантийный , | 90% |

Габаритныерамерыкотла ,

| | |
|----------------------|-------|
| - ширинапоосям колон | 19,5м |
| -глубинапоосям колон | 20,0м |
| -высота | 42,0м |

Величина продувки на 1 КА:

$$D_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}} D_{\text{ка}} = 0.014 * 420 = 5.98 \text{ т/ч.} \quad (2.1)$$

Коэффициент сепарации:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

$$D_{\text{пр}} = \frac{h_{\text{кв}} \mu_{\text{сеп}} - h'_{\text{пр}}}{h''_{\text{р}} - h'_{\text{пр}}} = \frac{1620 * 0.97 - 684}{2759 - 684} = \frac{900}{2065}$$

$$= 0.435$$

(2.2)

Где $h'_{\text{пр}}=2759,6$ кДж/кг-энтальпия пара на выходе из РНП при $P_{\text{рпн}}=0,65$ МПа;

$h''_{\text{р}}=684,22$ кДж/кг – энтальпия воды из РНП

$h_{\text{кв}} = 1620$ кДж/кг –энтальпия котловой воды

$\mu_{\text{сеп}}=0,98$ -КПД расширителя непрерывной продувки

Количество пара, образующегося в РНП:

$$D_{\text{рпн}} = K_{\text{сеп}} D_{\text{пр}} = 0,435 * 5,88 = 2,56 \text{ т/ч} = 2560 \text{ кг/ч}$$

(2.3)

Объем пара, образующегося в РНП

$$V = D_{\text{рпн}} V'' = 560 * 0.29258 = 749 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.4)$$

где $V''=0,29258$ м³/ч удельный объем сухого насыщенного пара

при $P_{\text{рпн}}=0.65$ Мпа:

$$V_{\text{рпн}} (n_K * V) / H = (2 * 747) / 1000 = 1,49 \text{ м}^3 \quad (2.5)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 2 |

где $n_k = 2$ - количество котлов работающих на один РНП

$N = 1000$ м³ норма напряжения парового объема РНП.

По данным заводских каталогов РНП выбираем расширитель типа СП-1,5. Емкость расширителя 1,5 м³. Наружный диаметр корпуса 800мм. Изготовитель Таганрогский завод «Красный котельщик».[18].

2) Подогреватели схемы регенерации

Производительность и число регенеративных подогревателей для основного конденсата определяется числом имеющихся у турбин для этих целей отборов пара.[2]

Регенеративные подогреватели устанавливаются без резерва. Для турбинной установки типа Т-110-130 по каталогу

«Теплообменное оборудование» выбираем комплект подогревателей: ПВД-

7ПВ-425-230-35М

ПВД-6ПВ-425-230-23М ПВД-5ПВ-425-

230-13М ПВД-4ПН-250-16-7 ПВД-

3ПН-250-16-7 ПВД-2ПН-250-16-

7 ПВД-1ПН-250-16-7Ш

Оборудование конденсационной установки КГ-6200-2 поставляется в комплект с турбоустановкой.

Для турбинной установки ПТ-80-

130/13 регенеративная установка для подогрева питательной воды конденсата турбин

выпаром, отбираемыми из промежуточных ступеней турбин состоит из четырех поверхно-

стных подогревателей низкого давления, деаэратора кгс/см^2 и трех поверхностных по-

догревателей высокого давления. В регенеративную схему включены также поверхнос-

тные охладители рабочего пара основных эжекторов и охладители

отсоса пара из уплотнений.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | <i>ПЗ.ДП.5В071700.2015</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Конденсат турбины последовательно подогревается в основных эжекторах, охладителе пара уплотнений эжектором типа ПС-50-1, ПНД-1, охладителе пара уплотнений ПН-130, ПНД-2, ПНД-3, ПНД-4 и поступает в деаэрактор бкгс/см². Из деаэратора питательная вода забирается питательным электронасосом (ПЭН), направляется последовательно в ПВД-5, ПВД-6, ПВД-7 и поступает в котел. Водяная сторона всех ПНД находится под полным давлением конденсатных насосов, а ПВД — питательных насосов.

Поверхностные подогреватели низкого давления №№ 2, 3, 4 вертикальные, сварной конструкции. Трубная система состоит из латунных трубок, завальцованных в трубную доску. В паровой части конденсатора установлен подогреватель низкого давления № 1, который состоит из одной секции горизонтального типа с водяной камерой и трубной доской завальцованными латунными U-образными трубками. Подогреватели № 2, 3, 4 снабжены каждый регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя, управляемого электронным регулятором уровня.

Конденсат греющего пара из подогревателей №№ 2, 3, 4 при малых нагрузках как скадом сливается в конденсатор. При нормальной работе под нагрузкой из подогревателя № 2 конденсат откачивается сливным насосом в парную линию основного конденсата перед подогревателем низкого давления № 3. При аварийном переполнении ПНД-2 открывается слив конденсата в конденсатор. При повышении уровня конденсата в любом из ПНД производится закрытие задвижки на паропроводе отбора пара из турбины к соответствующему подогревателю и полностью открывается слив конденсата греющего пара в конденсатор.

Три поверхностных подогревателя высокого давления №№ 5, 6, 7 сварной конструкции, вертикального типа. Трубная система подогревателей состоит из стальных трубок. Подогреватели высокого давления снабжены пароохладителями и охладителями конденсата, расположенными внутри подогревателей (охлаждающей средой является питательная вода), регулирующими клапанами отвода конденсата с электронными регуляторами уровня.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 7 |

Конденсат греющего пара из подогревателей высокого давления через подогреватель №5 самотеком подается в деаэратор, при малых нагрузках слив автоматически переключается на подогреватель низкого давления №4.

ПВД-

5, 6 снабжены предохранительными клапанами парового пространства для предотвращения повышения давления в них свыше $1,15P_{\text{раб}}$.

ПВД снабжается групповой защитой от повышения уровня конденсата в корпус любого подогревателя выше допустимого предела. Работа ПВД описана в инструкции по эксплуатации ПВД.

На паропроводах регенеративных отборов пара ПВД и ПНД, кроме ПНД-1, и на паропроводах регулируемых отборов, кроме ПСГ-1, установлены клапаны обратные сервомоторные (КОС), предназначенные для предотвращения ротора турбины от разгона и исключения расхолаживания горячих цилиндров турбины обратным потоком пара из подогревателей при сбросе электрической и тепловой нагрузки и отключении генератора от сети.

По каталогу имеем:

ПВД-7 ПВ-475-230-50-I, ПО «Красный котельщик», г. Таганрог

ПВД-6 ПВ-425-230-37 -I

ПВД-5 ПВ-425-230-25-I

ПНД-4 ПН-200-16-7-I, Саратовский завод энергомашиностроения

ПНД-3 ПН-200-16-7I (СЗЭМ)

ПНД-2 ПН-130-16-7II

ПНД-1 ПН-130-16-7 II

Оборудование конденсационной установки 80 КЦС-1

поставляется в комплекте турбоустановкой.[2].

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | <i>ПЗ.ДП.5В071700.2015</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Для турбинной установки Р – 50-130/13 регенеративная установка.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым на промежуточных ступенях турбины и состоит из трех поверхностных ПВД № 1, 2 и 3, рассчитанных для последовательного подогрева воды в количестве около 105% от максимального расхода пара турбиной.[7].

Каждый ПВД снабжен регулирующим клапаном отвода, конденсата, электронным регулятором уровня, воздействующем на регулирующий клапан отвода конденсата и поддерживающим заданный уровень конденсата в подогревателе, уравнительным сосудом для присоединения датчика регулятора уровня.

Конденсат греющего пара ПВД каскадно через ПВД № 1 подается в деаэрактор 6 кгс/см².

С ПВД комплектно поставляется групповое защитное устройство, состоящее из автоматического клапана на входе воды в ПВД № 1, обратного клапана на выходе питательной воды из ПВД № 3.

Автоматический клапан имеет два электрифицированных вентиля и трубопроводы силовой воды. Защитное устройство отключает группу ПВД и направляет питательную воду по байпасу в случае повышения уровня конденсата в корпусе любого из ПВД выше установленного.

Отсос пара из крайних камер лабиринтовых уплотнений турбины производится в специальный вакуумный охладитель типа ПС-50-1, снабженный эжектором, поддерживающим давление в охладителе 0,95-0,97 кгс/см². Отсос пара из промежуточных камер лабиринтовых уплотнений производится в охладитель ПСВ-90-7-15.

Все подогреватели снабжаются водоуказательными приборами и приборами КИПиА.

ПЗ.ДП.5В071700.2015

Лист

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |

2

На трубопроводах нерегулируемых отборов пара к ПВД установлены обратные клапаны, которые принудительно закрываются при:

а) закрытия автоматического затвора; б) отключения генератора.

Данные по регенеративным отборам пара при номинальном режиме ($P_2 = 12 \text{ кгс/см}^2$) приведены в таблице:

| Подогреватели | Параметры пара в камере отбора | | Кол-во отбираемого пара т/ч |
|---------------|------------------------------------|---------|-----------------------------|
| | P кгс/см ² абс | °C град | |
| ПВД №3 | 37 | 401 | 18 |
| ПВД №2 | 23 | 334 | 21 |
| ПВД №1 | Зависимо от вкл. Деаэратора и БНТ. | | |

2.1.1. Основные технические характеристики регенеративной установки:

| Наименование подогревателя | Тип | Поверхность нагрева м ² | Q вод ы м ³ /ч | Гидравл. Сопротивление мм вод.ст. | Макс. P в паровом пространстве кгс/см ² | Вод. Прост кгс/см ² |
|----------------------------|---------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|--|--------------------------------|
| ПВД № | ПВ-425- | 425 | 480 | 31.6 | 23 | 233 |

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 7 |

| | | | | | | |
|--|-----------------|-----|-----|------|------|-----|
| | 230-23-1 | | | | | |
| ПВД № | ПВ-425-230-35-1 | 425 | 480 | 31.5 | 33.8 | 230 |
| ПВД № | ПВ-500-230-50 | 500 | 480 | 30 | 50 | 230 |
| Охл. парас концевых камер уплот. | ПС-50-1 | 50 | 150 | 3.5 | 2 | 16 |
| Охл. парас промеж. камер уплот. | ПСВ-90-7-15 | 90 | 175 | - | 7 | 15 |

Для принудительного закрытия обратных клапанов отборов служат устройства из двух электромагнитных клапанов, КИСы автоматическиоткрывающихся при посадкестопорного клапана. При этом вода под давлением поступает на гидропривод КИС-ов отборов. Для постоянного заполнения и протокаимеется байпас электромагнитных вентилей. Послеостанова турбоагрегата закрыть вентили на выходе воды из электромагнитных вентилей.[7].

3) Выбор деаэраторов питательной воды

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 2 |

На каждую турбоустановку устанавливается один деаэратор. Суммарный запас питательной воды на неблочных ТЭС в баках основных деаэраторов должен обеспечить работу в течение не менее семи минут.[10].

Для котла БКЗ –420-140 максимальный расход питательной воды

$$D_{пв} = (1 + \alpha + \beta)D_{ка} = (1 + 0,012 + 0,02)420 = 433 \text{ т/ч} \quad (2.6)$$

Где α , β соответственно доли расхода питательной воды на продувку и собственные нужды.

Минимальная полезная вместимость деаэраторного бака (БДП)

$$V_{бдп} = \tau_{мин} \frac{V * D_{пв}}{60} = 7 \frac{1.5 * 435}{60} = 75.77 \text{ м}^3 \quad (2.7)$$

где $V=1,5 \text{ м}^3/\text{т}$ – удельный объем воды

выбираем по ГОСТ деаэратор типа ДП-1000 с деаэраторным баком БДП-100 полезной емкостью 100 м^3 , производительность деаэраторной колонки ставит 1000 т/ч . [10].

Абсолютное давление в деаэраторной колонке $0,7 \text{ МПа}$.

3) Выбор питательных насосов

По нормам на ТЭС включенных в энергосистему, суммарная подача всех питательных насосов должна быть такой, чтобы в случае остановки любого из них оставшиеся в работе должны обеспечивать номинальную паропроизводительность всех установленных котлов. [10].

Резервный питательный насос на ТЭС не устанавливается, а находится на складе.

Расход питательной воды на котел БКЗ-420-140

ПЗ.ДП.5В071700.2015

Лист

2

| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
|------|------|-------------|---------|------|
| | | | | |

$$D_{\text{пв}}=433 \text{ т/ч}$$

$$t_{\text{пв}}=230^{\circ}\text{C}$$

Удельный объем воды:

$$V_{\text{пв}}-1.5 \text{ м}^3/\text{т}$$

Расчетное давление насоса должно обеспечить напор не менее 17,5МПа.

Объемный расход питательной воды

$$D'_{\text{пв}} = V_{\text{пв}} * D_{\text{пв}} = 1,5 * 433 = 649,5 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.8)$$

По каталогу и расчетным данным выбираем питательный насос типа ПЭ-580-15 с характеристикой:

| | |
|-------------------------|----------------------|
| подача | 580м ³ /ч |
| давление насоса | 18,1 мПа |
| напор насоса | 2030м |
| мощность привода насоса | 3650 кВт |
| КПД насоса | 80% |

Завод изготовитель ПО “Насосэнергомаш”, г. Сумы.[10].

2.2.2 Выбор котельно-вспомогательного оборудования

1) Ма

ксимальный часовой расход топлива на котел:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

$$B = \frac{D_{пе} (h_{пе} - h_{пв})}{Q_H^P \mu_{ка}} = \frac{210 * 10^3 (827 - 236)}{3790 * 0.911}$$

$$= 72.6 \text{ кг/ч}$$

(2.9)

где $D_{пе} = 420$ т/ч-паропроизводительность котла

$h_{пе} = 826,9$ ккал/ч,

$h_{пв} = 237,1$ ккал/ч.-энтальпии перегретого пара и питательной воды.

[9].

$Q_H^P = 3790$ ккал/кг-Теплотворность топлива (экибастузского угля)

$\mu_{ка} = 0,91$ -КПД котла

2) Выбор тягодутьевых установок а) Выбор дутьевого вентилятора

Расход воздуха на вентилятор:

$$Q_{взд} = B * V^o (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пп} + \Delta\alpha_{вп}) \frac{t_{ввз} + 273}{273} =$$

$$= 72618 * 4,25 (1,2 - 0,05 - 0 + 0,03) \frac{30 + 273}{273} = 403200 \text{ м}^3/\text{ч}$$

(2.10)

где $V^o = 4,25$ м³/кг – теоретические необходимое количество

воздуха; $t_{ввз} = 30^\circ\text{C}$ температура воздуха на входе в вентилятор;

$\alpha_T = 1,2$ -коэффициент избытка воздуха на выходе из топки;

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

$\Delta\alpha_T = 0,05$ -присосы в топке котла;

$\Delta\alpha_{\text{пп}} = 0$ - присосы в пылесистеме котла,

$\Delta\alpha_{\text{вп}} = 0,03$ -утечки в ТВП. Производительность вентилятора

$$Q_{\text{вен}} = 1.1 * Q_{\text{вэд}} = 1.1 * 403200 = 444630 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (2.11)$$

Напор вентилятора

$$H_{\text{вен}} = 1.15 * \Delta H_{\text{п}} = 1.15 * 3.5 = 4.02 \text{ кПа} \quad (2.12)$$

где $\Delta H_{\text{п}} = 3,5$ кПа-перепад давления в воздушном тракте котла.

По стандарту выбираем к установке два вентилятора типа

ДН-26ГН

Подача 260300 м³/ч

Напор 4,12 кПа

Мощность на валу 403 кВт

Б) Выбор дымососа

$$\begin{aligned} V_d &= B * \left\{ V_r^0 + \{(\alpha_{yx} - \Delta\alpha) - 1\} V_b^0 \right\} \frac{V_r + 273}{273} \\ &= 72618 [4.56 + [(1.33 - 0.05) - 1] 4.25] \frac{130 + 273}{273} \\ &= 615300 \text{ м}^3/\text{ч} \end{aligned}$$

$$\text{где } V_r^0 = 4,56 \text{ м}^3/\text{кг} \text{ -объем газов} \quad (2.13)$$

$$V_B^0 = 4,25 \text{ м}^3/\text{кг} \text{ -объем воздуха}$$

V_d =температура газов

$$V_d = V_{yx} - 10 = 140 - 10 = 130^\circ\text{C} \quad (2.14)$$

$\Delta\alpha = 0,05$ -Присосы в газоходе за воздухоперегревателем

$$Q_{дс} = 1.1 * V_d = 1.1 * 615300 = 677920 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.15)$$

Напор дымососа:

$$H_{дс} = 1.2 * \Delta H_n = 1,2 * 3,65 = 4,38 \text{ кПа} \quad (2.16)$$

где $\Delta H_n = 3,65$ кПа-сопротивление тракта газов

По стандарту выбираем два дымососа типа ДН-26ч2-0,65:

Подача 351000 м³/ч

Напор 4,668 кПа

Мощность на валу 749 кВт [10].

3) Расчет и выбор оборудования пылесистемы

На АТЭЦ-2 схема пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку котлаис молотковыми мельницами.

А) Выбор бункерасырого угля (БСУ)

По нормам проектирования [1], полезная емкость БСУ на котел принимается из расчета запаса угля не менее чем на 8 часов работы котла присжигании каменного угля.

Объем бункерасырого угля:

$$V_{\text{бсу}} = \frac{B_{\text{т}}}{\psi_{\text{б}} - \gamma Z_{\text{б}}} = \frac{72.618 * 8}{0.8 * 1. * 2} = 363 \text{ М}^3$$

(2.17)

Гдегде $B = 72,618$ т/ч -расход топлива на котел;

$m = 8$ час-запас угля в бункере ;

$\gamma = 1,0$ т/м³-насыпной вес угля

$Z_{\text{б}} = 2$ -количество бункеров на котел.

Б) Выбор мельниц

По нормам [1], при установке на котел четырех мельниц производительность каждой выбирается такой, чтобы приостановкеодной мельницы остальныеобеспечили 90%-ную произоводительность котла:

$$B_{\text{м}} = \frac{0.9B}{Z_{\text{м}} - 1} = \frac{0.9 * 72.6}{4 - 1} = 21.7 \text{ т/ч}$$

(2.18)

Выбираем к установке четыре молотковые мельницы типа ММТ-200/2590-750К:

Производительность 22,4т/ч

ПЗ.ДП.5В071700.2015

Лист

Изм. Лист № документа Подпись Дата

?

Частота вращения 750об/мин

Диаметр 200мм

Длина 2590мм

В) Выбор питателей угля

Для питания углем молотковой мельницы выбираем скребковые питатели типа ПС-700/6080 с производительностью от 5 до 40 т/ч поодному на мельницу.[10].

3. Топливное хозяйство ТЭЦ

Тракт топливоподачисостоит из следующих сооружений:

1. Раз грузочное устройство, состоящееиз двух роторных четырехопорных вагонопрокидывателей, рассчитанных на разгрузку вагонов до 134 тонн. Дробление угля на решетках приемных бункеров осуществляется дробильно - фрезерными машинами ДФМ-11. Из бункеров на ленточные конвейеры топливо подается качающимися питателями. Надвиг вагонов осуществляется локомотивами.[3].
2. Др обильный корпус, оборудованный двумя молотковыми дробилками типа Д 20х20 производительностью 1000 т/ч каждая.
3. Ск лад угля емкостью 362730 тонн, оборудован ленточными конвейерами выдачи топлива насклад исосклада. Выдачатоплива насклад производится из дробильного корпуса, до дробилок, сосклада бульдозерами через загрузочные бункерас решетками, с помощью качающихся питателей.

4.

Ос

новной тракт топливоподачи, состоящий из ленточных конвейеров

1 и 2 подъема, шириной ленты 1400 мм. На втором подъеме топливо взвешивается ленточными весами типа ЛТМ. Для предохранения дробилок и мельниц на конвейерах ст. №2 и №3 установлены магнитные сепараторы: шкивные и подвесные.

5. Топливоподача в пределах главного корпуса, где производится загрузка бункеров сырого угля с помощью двухсторонних стационарных плужковых сбрасывателей. В башне пересыпке главного корпуса установлены пробоотборные установки в комплекте дробильно- делительной установкой.

Для разгрузки неисправных вагонов служит эстокада высотой 3м, длиной 120 м, оснащенная люкозакрывателями.

Для размораживания пребывающего на ТЭЦ смерзшегося угля эксплуатируется двухпутное размораживающее устройство на 20 вагонов.

Мазутное хозяйство на Алматинской ТЭЦ-2 рассчитано на прием восьми 60-тонных железнодорожных цистерн, хранение мазута марки "100" и подачу его в котельное отделение на растопку и подсветку котлов, до 45 м³/ч, давлением P=2.2 МПа, с учетом рециркуляции и состоит из:

- Сливной железнодорожной эстокады длиной 100 м с приемной емкостью, оснащенной четырьмя погружными насосами.

- Склад мазута, состоящий из трех надземных металлических резервуаров по 1000 м³.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

- зутонасосной, сблокированной с маслоаппаратной.

Топливное хозяйство АТЭС-2 выполнено с учетом норм проектирования. Подача топлива в котельную осуществляется двухниточной ленточной системой. Подача топлива на склад осуществляется однониточной системой.

В тракте топливоподачи установлены молотковые дробилки тонкого дробления. На конвекторах устанавливаются металлоотделители и металлоуловители.

Для разгрузки железнодорожных вагонов с углем применяется вагонопрокидыватель производительностью 700-900 т/ч роторного типа.

Уголь, разгружаемый вагонопрокидывателем попадает в приемные бункера. Из приемных бункеров уголь при помощи ленточного питателя отправляется на две нитки контейнера и транспортируется до узла пересыпки. В узле пересыпки уголь пересыпается на одну из ниток контейнера и транспортируется в дробильный корпус. Из дробильного корпуса уголь отправляется на склад при помощи плужковых сбрасывателей и конвейеров, либо, пройдя через веерообразные решетки в дробилки, а затем на собственную нитку контейнеров, которыми транспортируются в узел пересыпки главного корпуса ТЭС. [3].

•
емкость топливного склада

Емкость склада выбирается с учетом запаса топлива на складе на 30 суток.

$$V = 24 * \eta_{\text{ка}} * B * t = 24 * 7 * 72.61 * 30 = 365999 \text{ т} \quad (3.1)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | <i>ПЗ.ДП.5В071700.2015</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

где $n_{ка} = 7$ - число котлов на ТЭЦ; [10].

$V = 72,618$ т/ч - расход топлива на один котел;

$t = 30$ суток - запас топлива на складе.

Площадь склада топлива

Площадь склада нетто:

$$F_H = \frac{V}{k H_m \gamma_y} = \frac{365999}{0.8 * 20 * 1.0} = 22877 \text{ м}^2 \quad (3.2)$$

где $k = 0,8$ - коэффициент формы штабеля;

$H_m = 20$ м - высота штабеля угля;

$\gamma_y = 1,0$ т/м³ - удельный вес угля.

Площадь склада брутто, т.е. с учетом проездов, проходов и т.п. [10].

$$F_{бр} = 1.3 * F_H = 1.3 * 22877 = 29736 \text{ м}^2 \quad (3.3)$$

3.2 Расчет и выбор оборудования топливоподачи

3.2.1 Выбор вагоноопрокидывателя

Согласно нормам проектирования [1], при производительности топливоподачи:

$$V_c = n_{ка} * V = 7 * 72.61 = 508 \text{ т/ч} \quad (3.4)$$

На ТЭЦ устанавливается один вагоноопрокидыватель роторного типа производительностью 700÷900 т/ч.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

ределение ширины ленты транспортера и выбор ленты

Ширина ленты транспортера

$$B = \sqrt{\frac{B_{\text{ст}}^p}{\sigma_{\gamma} K_{\alpha} K_{\beta}}} = \sqrt{\frac{559}{2 * 1 * 295 * 0.98}} = 0.98 \quad (3.5)$$

где $B_{\text{ст}}^p$ - расчетная производительность каждой нитки конвейеров

$$B_{\text{ст}}^p = 1,1 B_{\text{ст}} = 1,1 * 508,3 = 559,1 \text{ т/ч} \quad (3.6)$$

Выбираем по стандарту с учетом запаса 200÷300 мм ленту шириной $b=1200$ мм. [10].

3.2.3

Выбор дробильной установки
Производительность дробильной установки

$$B_{\text{др}} = \frac{B_{\text{ст}}^p}{Z_{\text{д}}} = \frac{559}{2} = 280 \text{ т/ч}; \quad (3.7)$$

где $Z_{\text{д}}=2$ - количество одновременно работающих дробилок.

Согласно норм проектирования [1] устанавливаем четыре дробилки, производительностью в сумме 1000 т/ч. [9].

3.2.4. Растопочное мазутное хозяйство

Для ТЭС на твердом топливе выполняется растопочное мазутное хозяйство.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

По нормам проектирования [1], емкость резервуаров выбирается с учетом суммарной паропроизводительности котлов ТЭЦ.

При суммарной паропроизводительности котлов

$$\Sigma D_{\text{пк}} = n_{\text{ка}} D_{\text{ка}} = 7 * 420 = 2943 \text{ т/ч} \quad (3.8)$$

По нормам [1], растопочное мазутное хозяйство должно иметь три резервуара емкостью по 1000 м³.

Емкость приемного резервуара 200 м³. [6].

4. Техническое водоснабжение ТЭЦ

На АТЭЦ-2 применяется обратная система технического водоснабжения с градирнями.

Расход технической воды на ТЭЦ

$$W_{\text{тех.в}} = \sum_1^n W_k + W_{\text{го}} + W_{\text{мо}} + W_{\text{подш}} = n_{\text{т}}^{\text{пт}} W_{\text{к}}^{\text{пт}} + n_{\text{т}}^{\text{т}} W_{\text{к}}^{\text{т}} + W_{\text{го}} + W_{\text{мо}} + W_{\text{подш}}$$
$$= 3 * 6250 + 2 * 13500 + 140 + 550 + 1160 = 47600 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где по техническим характеристикам расход воды на конденсаторы турбин:

$n_{\text{т}}^{\text{пт}} = 3$ – количество турбин ПТ-80/100-130/13

$W_{\text{к}}^{\text{пт}} = 6250 \text{ м}^3/\text{ч}$

$n_{\text{т}}^{\text{т}} = 2$ – количество турбин Т-110/120-130

$W_{\text{к}}^{\text{т}} = 13500 \text{ м}^3/\text{ч}$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

По данным норм и правил технической эксплуатации расходы воды на:

- Газоохладители $W_{го} = 140$ м³/ч
- Маслоохладители $W_{мо} = 550$
- Подшипники $W_{подш} = 1160$

На ТЭЦ устанавливаем 6 вентиляторных градирен, двухсекционных с поверхностью охлаждения 648 м²/си расходом воды через одну секцию градирни 4000 м³/ч при параметрах окружающего воздуха $t_{нар} = 30^{\circ}\text{C}$, $B = 760$ мм рт. ст.

В системесоборотным водоснабжением напор циркуляционных насосов определяется с учетом потребногосвободного напора перед брызгальнымисоплами

$$H_{цн} = H_r + \Sigma h_c + h_{бр} = 14 + 10 = 24 \text{ м} \quad (4.2)$$

где $H_r = 14$ м вод.ст.-геодезическая высота подачи воды

$\Sigma h_c = 5$ м.вод..ст -сумма гидравлических сопротивлений водоводов $h_{бр} = 5$ м.

вод..ст-свободный напор воды перед брызгальнымисоплами

Выбираем циркуляционные насосы D-6300-2:

Подача 6300 м³/ч

Напор 27 м вод.ст.

5. Химводоочистка.

НаТЭЦпроизводительностьхимводоочистки(ХВО)складываетсяизподпиткикотлов иподпиткитепловыхсетей.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Подпитка котлового определяется с учетом покрытия потерь конденсата в размере 2% установленной паропроизводительности котлов собственных нужд ХВО, [1].

Производительность ХВО подпитки паровых котлов

$$D_{\text{ХВО}}^{\text{п/к}} = 0.02 * \Sigma D_{\text{КА}} + D_{\text{сн}}^{\text{доп}} = 0.03 * 2940 + 25 = 0.84 \text{ т/ч} \quad (5.1)$$

$\Sigma D_{\text{КА}}$ - суммарная паропроизвод. Котлов.

$$\Sigma D_{\text{КА}} = n_{\text{КА}} * D_{\text{КА}} = 7 * 420 = 2940 \text{ т/ч} \quad (5.2_)$$

Производительность ХВО подпитки тепловых сетей, для открытых систем теплоснабжения определяется расходом сетевой воды в тепловую сеть

$$D_{\text{ХВО}}^{\text{п/тс}} = G_{\text{свт.в}} = 8875 \text{ т/ч} \quad (5.3)$$

производительность ХВО

$$D_{\text{ХВО}} = D_{\text{ХВО}}^{\text{п/к}} + D_{\text{ХВО}}^{\text{п/тс}} = 84 + 8875 = 8959 \text{ т/ч} \quad (5.4)$$

Q сырой воды на ХВО

$$G_{\text{св}} = 1.25 * D_{\text{ХВО}} = 1.25 * 8989 = 11188 \text{ т/ч} \quad (5.5)$$

Обессоливающая установка Алматинской ТЭЦ-2 предназначена для подготовки воды, идущей в качестве добавочной к питательной воде котлов высокого давления типа БКЗ-420-140-7с.

Проектная производительность обессоливающей установки с учетом расхода воды на собственные нужды 140 м³/ч.

Обессоливающая установка запроектирована по типу «гребенка». Схемой предусматривается экономия химических реагентов, достигающаяся парными регенерациями фильтров и экономия воды на собственные нужды, достигающаяся повторным использованием отмывочных вод.

Из маш. зала ТЭЦ исходная вода, подогретая во встроенных пусках конденсаторов турбин, поступает по одному из трубопроводов сырой воды Ду 1020 мм

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

наобессоливающую установку: проходит Н-катионитные фильтры 1 ступени, анионитные фильтры 1 ступени, Н-катионитные фильтры 2 ступени, декарбонизатор истекает в бак декарбонизованной воды.

Оттуда насосом частично – обессоленной воды подается наанионитные фильтры 2 ступени, после которых вода поступает в баки запаса обессоленной воды и чистого конденсата, отсюда насосами баков запаса конденсата подается в главный корпус.

8. Экономическая часть

Расчет эффективности расширения Алматинской ТЭЦ – 2.

В данном разделе рассматриваются вопросы экономики в расширении Алматинской ТЭЦ-2. Определяется себестоимость отпуска тепловой и электрической энергии.

Краткая характеристика Алматинской ТЭЦ-2

Алматинская ТЭЦ-2 построена в две очереди:

1 очередь строительства осуществлялась в 1978-1983 годы.

Были введены в эксплуатацию три паровых котла типа БКЗ-420-140-7С и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13.

2 очередь строительства осуществлялась в 1985-1989 годы.

Введены в эксплуатацию еще четыре паровых котла БКЗ-420-140- 7С, одна паровая турбина типа Р-50-130/13 и две паровые турбины типа Т- 110/120-130-5.

На начало 2013 года установленная мощность станции составила:

| | |
|---------------|-----------------------------------|
| - | электричес |
| кая - 510 Мвт | |
| - | тепловая - |
| 1176 Гкалл/ч | Располагаемая мощность составила: |
| - | электричес |
| кая - 410 Мвт | |
| - | тепловая - |
| 768 Гкалл/ч | |

Максимальная тепловая нагрузка составила 734 Гкалл/ч.

Задание.

Увеличиваем установленную мощность станции до 600 МВт. Для увеличения установленной мощности ТЭЦ, устанавливаем дополнительно турбину с мощностью 90 МВт. Выбираем турбину ПТ-90/120-130/10-1М.

Рассчитываем себестоимость отпуска тепловой и электрической энергии, при установленной мощности 510 МВт и 600 МВт.

Исходные данные:

Установленная электрическая мощность станции. $N_y = 510$ МВт

Годовой объем выработки электрической энергии.

$$\mathcal{E}_в = N_y * h_э^y, \text{ кВт*ч}$$

где $h_э^y$ - Использование установленной мощности – электрической;

N_y – установленная электрическая мощность станции

$$\mathcal{E}_в = N_y * h_э^y = 510 * 10^6 * 5084 = 2593 * 10^6 \text{ кВт * ч}$$

Годовой объем выработки тепловой энергии

$$Q_в = Q_т^y * h_т^y = 1175 * 2690 = 3066 * 10^3 \text{ Гкал}$$

где $h_т^y$ – использование установленной мощности – тепловой.

$Q_т^y$ – установленная тепловая мощность станции.

$$Q_в = Q_т^y * h_т^y = 1176 * 2610 = 3069,3 * 10^3 \text{ Гкал}$$

Удельный расход топлива на выработку одного кВт*ч электрической энергии

$$b_т^э = 360,7 \text{ г.у.т./кВт*ч}$$

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии

$$b_т^т = 220,7 \text{ кг. у.т./Гкал. Данные сайта } \underline{\underline{www.ales.kz}}$$

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в * (1 - \mathcal{E}_{сн}), \text{ кВт*ч}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

$$Q_{\text{отп}} = Q_{\text{в}} * (1 - Q_{\text{сн}}), \text{Гкал}$$

где $Q_{\text{сн}} = 7\%$ - расход электроэнергии на собственные нужды;

$Q_{\text{сн}} = 1\%$ - расход тепловой энергии на собственные нужды.

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} * (1 - Q_{\text{сн}}) = 2592 * 10^6 * (1 - 0,07) = 2410,56 \text{ млн. кВт*ч}$$

$$Q_{\text{отп}} = Q_{\text{в}} * (1 - Q_{\text{сн}}) = 3069,3 * 10^3 * (1 - 0,01) = 3043,5 * 10^3 \text{ Гкал*ч} = 3043,51 \text{ тыс. Гкал}$$

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии

$$V_{\text{э}} = Q_{\text{от}} * b_{\text{э}} = 2592 * 10^6 * 360,7 = 934934,4 * 10^6 \text{ г.у.т.} = 935 \text{ тыс. т.у.т.}$$

$$V_{\text{т}} = Q_{\text{отп}} * b_{\text{т}} = 3069,3 * 10^3 * 220,7 = 675,2 \text{ тыс. т.у.т.}$$

Расход топлива на ТЭЦ

$$V_{\text{у}} = V_{\text{э}} + V_{\text{т}} = 935 + 675,2 = 1610,2 \text{ тыс. т.у.т.}$$

Расход натурального топлива

$$V_{\text{н}} = V_{\text{у}} / K_{\text{н}} = 1612 / 0,54 = 2980,3 \text{ тыс. т.н.т.}$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент перевода условного топлива в натуральное

$$K_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}{Q_{\text{у}}^{\text{п}}} = \frac{3700}{7000} = 0,54$$

Где $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ – низшая теплота сгорания топлива.

Для Экибастузского угля $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 3790 \text{ кДж/кг}$, [5].

Составляющая затрат на топливо

$$C_{\text{т}} = 1300 \text{ тг/тнт}$$

Затраты на транспорт 1 тнт

$$C_{\text{тр}} = R * (1,2 - 1,4) = 1315 * 1,22 = 1600 \text{ тг/тнт}$$

$$I_{\text{т}} = V_{\text{н}} * (C_{\text{т}} + C_{\text{тр}}) = 2981,85 * (1600 + 1300) = 8647,36 \text{ млн. тг.}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Расчет затрат наводу

Вода на технологические нужды: питание котловодой, гидрозолоудаление, вода конденсаторы, на подпитку тепловых сетей, на охлаждение газа, масла механизмов, плата заводу в бюджет, затраты на химводоочистку:

$$I_{\text{в}} = \text{Э}_{\text{в}} * (1,1-1,3) = 2592 * 10^6 * 1,1 = 2851,2 * 10^6 \text{ тг.} = 2851,2 \text{ млн. Тг}$$

Основная заработная плата производственных работ.

Основной является заработная плата, начисленная за отработанное время или выполненную работу, при повременной или сдельной оплате труда. К основной заработной плате относятся доплаты и компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда (за работу во вредных или опасных условиях, в ночное время, в выходные и праздничные дни и др.), премии, а также оплата простоев не по вине работников.[13].

Затраты на основную зарплату:

$K_{\text{ш}} = 1,3$ для ТЭЦ с установленной мощностью более 500 МВт.

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} * N_{\text{у}} = 1,3 * 510 = 663 \text{ чел.}$$

$$I_{\text{озп}} = \text{ЧП} * \text{ЗП}_{\text{ср}} \text{ млн тенге/год}$$

$N_{\text{у}}$ – установленная мощность, 510 МВт

ЗП – средняя зарплата одного производственника в год, $\text{ЗП} = 1200000$

тенге/год

$$I_{\text{озп}} = 663 * 1200000 = 795,6 \text{ млн. тенге}$$

Дополнительная зарплата.

Дополнительная заработная плата начисляется за непроработанное время в соответствии с законодательством. К ней относятся оплата всех видов отпусков, времени выполнения государственных обязанностей, льготных часов подростков и др.[24].

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Берется в размере 14% от основной заработной платы производственных рабочих:

$$И_{дзп} = 0,14 \cdot И_{озп} = 0,14 \cdot 795,6 = 111,38 \text{ млн. тенге}$$

Отчисления на социальное страхование с заработной платы

производственных рабочих берется в размере 10% от суммы $И_{озп}$ и $И_{дзп}$

$$И_{зпн} = (795,6 + 111,4) \cdot 0,11 = 190,46 \text{ млн. тг./год}$$

Суммарный фонд заработной платы

Затраты на оплату труда включают заработную плату основного производственного персонала (осуществляющие технологический процесс – аппаратчики и операторы), вспомогательного (уход, надзор и ремонт – слесари, электрики, наладчики КИП), инженерно-технического персонала (мастера, технологи) и обслуживающего персонала (уборщица, грузчик) предприятия, включая премии рабочим и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсационные выплаты, в том числе компенсации по оплате труда в связи с повышением цен, компенсация женщинам, находящимся в частично оплачиваемом отпуске по уходу за ребенком, а также оплата труда несостоящих в штате работников, занятых в основной деятельности. [25].

$$И_{зп} = И_{зно} + И_{зпд} + И_{зпн} = 795,6 + 11,38 + 190,46 = 1097 \text{ млн. тг.}$$

Затраты на амортизацию.

Амортизация основных фондов – это сумма амортизационных отчислений на полное восстановление элементов основных производственных фондов. Определяется она исходя из стоимости основных фондов и норм амортизационных отчислений.

Амортизация – процесс переноса стоимости основных производственных фондов на производимый продукт.

Амортизационные отчисления – элемент затрат предприятия на производство продукции. (Источник простого воспроизводства основных фондов).

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Целевое использование амортизационных отчислений – финансирование замены элементов основных фондов.

Организация при принятии объекта определяет срок его полезного использования. Определенные предприятия сроки полезного использования объектов необходимы для расчета норм (сумм) амортизационных отчислений.

Годовая сумма амортизационных отчислений определяется исходя из первоначальной стоимости или текущей (восстановительной) стоимости объекта и нормы амортизации, исчисленной исходя из срока полезного использования этого объекта.

Нормы амортизационных отчислений устанавливаются либо постановлениями правительства, либо руководством предприятия. [24].

Амортизационные отчисления при норме (8-10)% составляет:

$$I_a = 0,08 \cdot K \text{ млн. тенге/год}$$

$$K = K_{уд} \cdot N_y$$

где $K_{уд}$ – показатель удельных капитальных вложений.

В расчетах величину $K_{уд}$ принимать равным 1845\$/кВт

Стоимость доллара США принимать в расчетах 185 тенге.

$$K = 1845 \cdot 185 \cdot 510 \cdot 10^3 = 174 \cdot 10^3 \text{ млн. тг.}$$

$$I_a = 0,08 \cdot 174 \cdot 10^3 = 13920 \text{ млн. тенге/год}$$

Расходы, связанные с содержанием оборудования, текущему ремонту и прочие расходы.

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_a = 0,15 \cdot 13920 \cdot 10^6 = 2089 \text{ млн. тенге/год}$$

Плата за выбросы.

Плата за выбросы на ТЭЦ зависит от таких факторов как вид сжигаемого топлива, объемы выбросов, способы улавливания вредных выбросов и их количество.

При сжигании Экибастузского угля плата за выбросы составляет 167 тг за тг.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

$$I_{\text{выб}} = 167 * V_{\text{н}} = 167 * 2981,85 * 10^3 = 497,96 \text{ млн.тг}$$

Общестанционные и цеховые расходы

Это расходы по обслуживанию и управлению станции и цехов: зарплата, командировочные, амортизация и затраты по содержанию здания и его ремонту, ремонту инвентаря, расходы по охране труда и т.д.

$$I_{\text{общ}} = 0,2 * (I_{\text{а}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{т}}) = 0,2 * (13920 + 1097 + 8647,36) = 4731,9 \text{ млн.тг.}$$

Себестоимость электрической и тепловой энергии.

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) представляет собой комбинированное производство, выпускающее несколько видов продукции (электроэнергию, теплоту различных параметров, пар для промышленных потребителей) на базе комплексного использования топлива. В связи с этим необходимо определить себестоимость каждого вида продукта. Возникает задача распределения затрат между видами продукции. Распределению подлежат косвенные затраты, т.е. общие для нескольких видов продукции. На ТЭЦ косвенными затратами являются основные производственные затраты. Это: топливные затраты $I_{\text{т}}$, затраты на воду $I_{\text{в}}$, затраты на заработную плату $I_{\text{з.п}}$, затраты на амортизацию $I_{\text{ам}}$, затраты на ремонт $I_{\text{рем}}$, общехозяйственные $I_{\text{обх}}$, прочие $I_{\text{пр}}$. Существует ряд методов распределения затрат между продукцией ТЭЦ. Наиболее часто на практике применяется физический метод. В основу этого метода положено распределение затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии на основе теплового баланса. При этом полагается, что на получение тепловой энергии из отборов турбин затрачивается такое же количество топлива, как и при отпуске теплоты непосредственно из котлов. [26].

Используем разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии на основе физического метода с помощью коэффициента распределения затрат. [15].

Коэффициенты распределения затрат на теплоту:

$$K_p^э = \frac{B_э}{B_y} = \frac{935}{1610} = 0.56$$

на электроэнергию:

$$K_p^т = 1 - K_p = 1 - 0.56 = 0.43$$

Расчёт прибылей АТЭЦ 2 от тепловой и электроэнергии

$$T_{оэ} = S_э * 1,2 = 8,4 * 1,2 = 10 \text{ тг/КВт.ч}$$

$$T_{от} = S_т * 1,2 = 4665 * 1,2 = 5598 \text{ тг/Гкал.}$$

Доход от реализации энергии от ТЭЦ составит:

$$D = T_{оэ} * Э_{от} + T_{от} * Q_{от} = 10 * 2836 + 5598 * 3043 = 45394,714 \text{ млн.тг}$$

асуммарные затраты определяются по формуле:

$$З = S_э * Э_{от} + S_т * Q_{от} = 8,4 * 2836 + 4665 * 3043 = 38017,59 \text{ млн.тг}$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = D - З = 45394,714 - 38017,59 = 7376,971 \text{ млн.тг}$$

После оплаты налога на прибыль, в размере 20%, образуется чистая прибыль, которая целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. этой будет денежный поток CF.

$$ЧП = ПР * (1 - 0,2) = 7376,971 * 0,8 = 5901,5768 \text{ млн.тг}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Таблица №1 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

| Составляющиезатрат | И, всего | И _Т , тепло | И _Э , эл. энергииМВтч |
|--|-------------|---------------------------|-------------------------------------|
| ТопливоИ _Т | 8647,36 | 3628,26 | 5007,69 |
| Амортизационныеотчисления, | 13920 | 5850,81 | 8075,24 |
| Вода, И _В | 2851,2 | 1197,88 | 1653,31 |
| Фонд заработной платы, И _{ЗП} | 1097 | 461,07 | 636,37 |
| Ремонт, И _р | 2089 | 877,62 | 1211,28 |
| Платазавыбросы, И _{ВЫБ} | 497,96 | 208,93 | 288,37 |
| Общестанционные, И _{Общ} | 4731,9 | 1988,03 | 2743,86 |
| Итогозатрат | 33834,42 | 14212,62 | 19616,15 |

Себестоимость единицы теплоты:

$$S_{\Sigma}^T = \frac{I^T}{Q_{отп}} = \frac{14313.5 * 10^6}{3036.2 * 10^3} = 4665.2 \text{ тенге/Гкал}$$

Себестоимость отпущенной электрической энергии.

$$S_{от}^Э = \frac{I_{от}^Э}{\mathcal{E}_{отп}^{год}} = \frac{19615.2 * 10^6}{2410 * 10^6} = 8.4 \text{ тенге/кВтч}$$

В результате проведенных расчетов, получилисебестоимостьотпуска тепловой энергии равной 4677,3 тг/Гкал, исебестоимостьотпуска электрической энергии равной 8,13 тг/кВтч.[15].

Исходныеданные:

Установленная электрическая мощностьстанции. $N_y = 600\text{МВт}$

Годовой объем выработки электрическойэнергии.

$$\mathcal{E}_в = N_y * h_{э}^y, \text{ кВт*ч}$$

где $h_{э}^y$ - Использование установленной мощности –электрической;

N_y – установленная электрическая мощностьстанции.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

$$\mathcal{E}_B = N_y \cdot h_y^y = 600 \cdot 10^6 \cdot 5083 = 3049,8 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \text{ Годовой}$$

объем выработки тепловой энергии

$$Q_B = Q_T^y \cdot h_T^y, \text{ Гкал}$$

где h_T^y – использование установленной мощности – тепловой.

Q_T^y – установленная тепловая мощность станции.

$$Q_B = Q_T^y \cdot h_T^y = 1176 \cdot 2610 = 3069,3 \cdot 10^3 \text{ Гкал}$$

Удельный расход топлива на выработку одного кВт*ч электрической энергии

$$b_T^3 = 360,7 \text{ г.у.т./кВт} \cdot \text{ч}$$

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии

$$b_T^T = 220,7 \text{ кг.у.т./Гкал}$$

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_B \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}), \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$Q_{отп} = Q_B \cdot (1 - Q_{сн}), \text{ Гкал}$$

где $\mathcal{E}_{сн} = 7\%$ - расход электроэнергии на собственные нужды;

$Q_{сн} = 1\%$ - расход тепловой энергии на собственные нужды.

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_B \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 3049,8 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,07) = 2836,3 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

$$Q_{отп} = Q_B \cdot (1 - Q_{сн}) = 3069,3 \cdot 10^3 \cdot (1 - 0,01) = 3043,5 \cdot 10^3 \text{ Гкал} \cdot \text{ч} = 3043,51 \text{ тыс. Гкал}$$

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии

$$B_3 = \mathcal{E}_B \cdot b_3 = 3049,8 \cdot 10^6 \cdot 360,7 = 1100 \cdot 10^6 \text{ г.у.т.} = 1100 \text{ тыс. т.у.т.}$$

$$B_T = Q_B \cdot b_T = 3069,3 \cdot 10^3 \cdot 220,7 = 675,2 \text{ тыс. т.у.т.}$$

Расход топлива на ТЭЦ

$$B_y = B_3 + B_T = 1100 + 675,2 = 1777,45 \text{ тыс. т.у.т.}$$

Расход натурального топлива $B_H =$

$$B_H = B_y / K_H \text{ тыс. т.н.т.}$$

где K_H – коэффициент перевода условного топлива в натуральное.

$$K_H = Q_H^p / Q_y^p$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 2 |

где Q_H^p - низшая теплота сгорания топлива.

Для Экибастузского угля $Q_H^p = 3790$ кДж/кг, (Л.5)

$$K_H = \frac{3790}{7000} = 0.54$$

$$B_H = \frac{1777}{0.54} = 3284 \text{ тыс. т. н. т.}$$

Составляющая затрат на топливо

$$C_T = 1300 \text{ тг/тнт}$$

Затраты на транспорт 1 тнт

$$C_{TP} = R \cdot (1,2 - 1,4) = 1315 \cdot 1,22 = 1600 \text{ тг/тнт}$$

$$I_T = B_H \cdot (C_T + C_{TP}) = 3283 \cdot (1600 + 1300) = 9520,42 \text{ млн. тг.}$$

Расчет затрат наводу

$$I_B = \Xi_B \cdot (1,1 - 1,3) = 3049,8 \cdot 10^6 \cdot 1,1 = 3354,8 \cdot 10^6 \text{ тг.} = 3354,8 \text{ млн. тг.}$$

Основная заработная плата производственных работ.

Затраты на основную зарплату:

$K_{ш} = 1,3$ для ТЭЦ с установленной мощностью более 500 МВт. ЧП =

$$K_{ш} \cdot N_y = 1,3 \cdot 600 = 780 \text{ чел.}$$

N_y установленная мощность, 600 МВт

$$I_{озп} = \text{ЧП} \cdot 3П_{ср} \text{ млн тенге/год}$$

3П – средняя зарплата одного производственника в год, 3П = 1200000 тенге/год

$$I_{озп} = 780 \cdot 1200000 = 936 \text{ млн. тенге}$$

Дополнительная зарплата.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | 2201.ДП.02.00.000.ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Берется в размере 14% от основной заработной платы производственных рабочих:

$$I_{\text{дзп}} = 0,14 \cdot I_{\text{озп}} = 0,14 \cdot 936 = 131 \text{ млн. тенге}$$

Отчисления на социальное страхование заработной платы производственных рабочих берется в размере 10% от суммы $I_{\text{озп}}$ и $I_{\text{дзп}}$

$$I_{\text{зпн}} = (936 + 131) \cdot 0,11 = 224,1 \text{ млн. тг./год}$$

Суммарный фонд заработной платы

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зно}} + I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпн}} = 936 + 131 + 224,1 = 1291 \text{ млн. тг.}$$

Затраты на амортизацию.

Амортизационные отчисления при норме (8÷10)% составляет:

$$I_a = 0,08 \cdot K \text{ млн. тенге/год } K = K_{\text{уд}} \cdot N_y$$

где $K_{\text{уд}}$ – показатель удельных капитальных вложений.

В расчетах величину $K_{\text{уд}}$ принимать равным 1845\$/кВт

Стоимость доллара США принимать в расчетах 185 тенге.

$$K = 1845 \cdot 185 \cdot 600 \cdot 10^3 = 204,8 \cdot 10^3 \text{ млн. тг.}$$

$$I_a = 0,08 \cdot 204,8 \cdot 10^3 = 16383,6 \text{ млн. тенге}$$

Расходы, связанные по содержанию оборудования, текущему ремонту и прочие расходы.

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot I_a = 0,15 \cdot 16383,6 \cdot 10^6 = 2457,54 \text{ млн. тенге/год}$$

Плата за выбросы.

При сжигании Экибастузского угля плата за выбросы составляет 167 тг за тт.

$$I_{\text{выб}} = 167 \cdot V_{\text{н}} = 167 \cdot 3283 \cdot 10^3 = 548,24 \text{ млн. тг}$$

Общестанционные и цеховые расходы

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (I_a + I_{\text{зп}} + I_{\text{т}}) = 0,2 \cdot (16383,6 + 1291 + 9520,42) = 5439 \text{ млн. тг.}$$

Расчет прибылей АТЭЦ 2 от тепловой и электроэнергии

$$T_{\text{оэ}} = S_{\text{э}} \cdot 1,2 = 8,5 \cdot 1,2 = 10 \text{ тг/кВт.ч}$$

$$T_{\text{от}} = S_{\text{т}} \cdot 1,2 = 4890 \cdot 1,2 = 5869 \text{ тг/Гкал.}$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | ? |

ДоходотреализацииэнергииотТЭЦсоставит:

$$D = T_{03} * \mathcal{E}_{от} + T_{от} * Q_{от} = 10 * 2836 + 5869 * 3043 = 46219,16 \text{ млн.тг}$$

асуммарные затраты определяются по формуле:

$$З = S_3 * \mathcal{E}_{от} + S_T * Q_{от} = 8.4 * 2836 + 4665 * 3043 = 38017.59 \text{ млн.тг}$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = Д - З = 46212,16 - 38017,59 = 8195,57 \text{ млн.тг}$$

Послеоплаты налога на прибыль, в размере 20%, образуется чистая прибыль, которая целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. этой будет денежный поток CF.

$$ЧП = ПР * (1 - 0,2) = 8195,57 * 0,8 = 6556,57 \text{ млн.тг}$$

Себестоимость электрической и тепловой энергии.

Используем разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии на основе физического метода с помощью коэффициента распределения затрат.[15].

Коэффициенты распределения затрат на теплоту:

$$K_p^э = \frac{B_э}{B_y} = \frac{1100}{1778.2} = 0.63$$

на электроэнергию:

$$K_p^э = 1 - K_p = 1 - 0.63 = 0.38$$

Таблица №2 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

| Составляющие затрат | И, всегомл н. тг. | Ит, тепломлн. тг. | Иэ, эл. энергия млн.тг. |
|--|-------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| ТопливоИт | 9520,42 | 3628,26 | 5892,15 |
| Амортизационныеотчисления, Вода, Ив | 16383,6 | 6243,84 | 10139,75 |
| Фонд заработной платы, Изп | 3354,8 | 1278,51 | 2076,26 |
| Ремонт, Ир | 1291 | 492,04 | 799,06 |
| Платазавыбросы,Ивыб | 2457,54 | 936,57 | 1520,96 |
| | 548,24 | 208,93 | 339,30 |

| | | | |
|-----------------------|---------|----------|----------|
| Общестанционные, Иобщ | 5439 | 2072,83 | 3366,19 |
| Итогозатрат | 38994,6 | 14861,01 | 24133,71 |

Себестоимость единицы теплоты:

$$S_{\Sigma}^T = \frac{I^T}{Q_{отп}} = \frac{14861.5 * 10^6}{3038.2 * 10^3} = 4890.2 \text{ тенге/Гкал}$$

Себестоимость отпущенной электрической энергии.

$$S_{от}^Э = \frac{I_{от}^Э}{Э_{отп}^{год}} = \frac{24133.2 * 10^6}{2836 * 10^6} = 8.5 \text{ тенге/кВтч}$$

8 Заключение

В данном дипломном проекте рассмотрена модернизация Алматинской ТЭЦ-2.

В результате модернизации повысилось производства продукции на ТЭЦ-2 с использованием наиболее эффективного метода комбинированного производства теплаи электроэнергии.

Реконструкция и расширение Алматинской ТЭЦ-2 позволяет обеспечить подачу в летнем режиме горячей воды от ТЭЦ-2 в зону ТЭЦ-1 в летний период, что позволит останавливать ТЭЦ-1 иобеспечит возможность проведения масштабной реконструкции замены основногооборудования.

Модернизация приведет к улучшению технико-экономических показателей ТЭЦ.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

6. Безопасность жизнедеятельности.

6.1 Расчет выбросов вредных веществ.

В целях снижения выбросов вредных веществ в атмосферу на АТЭЦ – 2 предусмотрены эффективные золоулавливающие установки – скрубберы с вертикальными трубами Вентури (МВ-ВТИ) интенсифицированным орошением труб Вентури водой.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой $H=129$ м, диаметром устья $D_y=6$ метров (1 труба), и диаметром устья $D_y=6.6$ м (2 труба). К трубе №1 подключены котлы 1-4, к трубе №2 подключены котлы 5-7.

Контроль за выбросами вредных веществ на АТЭЦ-2 осуществляется расчетным путем ежемесячно. Концентрация в дымовых газах N_{Ox} и CO_2 определяется химическим путем.

Предельно-допустимые концентрации вредных веществ.

Таблица 6.1

| Диоксид ванадия | Оксидазота | Диоксид азота | Пятиокись ванадия | Оксид углерода |
|-----------------|------------|---------------|-------------------|----------------|
| NO_2 | NO | SO_2 | V_2O_5 | CO |
| 0.085 | 0.4 | 0.5 | 0.002 | 5.0 |

С учетом розы ветров на территорию Алматы падает в среднем 13% от годовых

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 7 |

выбросов (таблица 6.2).

Годовые выбросы вредных веществ от АПК-ТЭЦ-2 падающие на территорию Алматы.

Таблица 6.2

| Вредные выбросы | Годовые выбросы, тонн в год | | |
|------------------|-----------------------------|--------|--------|
| | 1997 | 1998 | 1999 |
| Зола | 1838 | 1930 | 2025,8 |
| Диоксид серы | 4526 | 4700 | 4927 |
| Диоксида азота | 1203 | 1263 | 1326 |
| Монооксида азота | 195 | 205 | 216,1 |
| Оксид углерода | 234 | 245 | 257,4 |
| Оксид ванадия | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| Валовые выбросы | 6793,4 | 8343,4 | 8753,1 |

Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов ТЭЦ.

Расчет производим по методическому указанию Сулеева Н.Г. и Кибарина А.А.,
Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосферу для тепловых электростанций
и котельных на ПЭВМ: Методические указания к выполнению дипломного
проекта, Алматы, АЭИ.

Выброс золы.(6.3)

$$M_{\text{ТВ}} = 0.01 * B * \left(a_{\text{ун}} * A^{\text{P}} + q_4^{\text{ун}} * \frac{Q_{\text{н}}^{\text{P}}}{32670} \right) * (1 - \eta) = 0,01 * 140000 * \\ \left(0,95 * 38 + 1,5 * \frac{16965}{32680} \right) * (1 - 0.97) = 1548 \text{ г/с}$$

$A^{\text{P}} = 38,0$ % -зольность топлива на рабочую массу,

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 7 |

$q_4^{yH} = 1,5\%$ - потеря теплоты от механического недожогатоплива

$a_{yH} = 0,95$ – доля частиц уносимая изтопки,

$\eta = 0,97$ – КПД золоуловителя с трубой Вентури,

$B = B \cdot 8 = 17,5 \cdot 8 = 140$ кг/с = 140000 г/с – расход натурального топлива,

Выброс сернистого ангидрида. (6.4)

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^P \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2})$$

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 140000 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,02) = 1975,68 \text{ г/с}$$

$B = 140000$ г/с – расход натурального топлива,

$S^P = 0,9\%$ – содержание серы в топливе на рабочую массу,

$\eta'_{SO_2} = 0,2$ – доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, (для топок с твердымшлакоудалением),

$\eta''_{SO_2} = 0,02$ – доля сернистого ангидрида, улавливаемого в мокрых золоуловителях, (щелочность воды 7,5 мг-экв/л).

Количество выбросов оксидов азота на ТЭЦ (6.5)

$$M_{NOx} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B \cdot Q_H^P \cdot \left(1 - \frac{q^4}{100}\right) \cdot (1 - E^1 \cdot r) \cdot \beta^1 \cdot \beta^2 \cdot \beta^3 \cdot E_2$$

$$M_{NOx} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 140000 \cdot 7,355 \cdot 16965 \cdot (1 - 1,5/100) \cdot (1 - 0) \cdot 0,83 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 486,333 \text{ г/с}$$

$$K = \frac{12 \cdot D_\phi}{D + 200} = \frac{380 \cdot 12}{420 + 200} = 7,433$$

- коэффициент, характеризующий выход

оксидов азота на 1 т сожжённого топлива, кг/т,

$D = 420$ т/ч – номинальный, $D_\phi = 380$ т/ч – фактический

$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 1,5 = 0,833$ – безразмерный коэффициент, учитывающий

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого угля.

Исходная формула

$$\beta_1 = 0,178 * 0,47 * N_{\Gamma}, \text{ где } N_{\Gamma} = 1,5\%.$$

β_2 – коэффициент учитывающий конструкцию горелок (для вихревых горелок БКЗ–420 $\beta_2 = 1$)

β_3 – коэффициент учитывающий вид шлакоудаления (т.к. шлакоудаление твердое, то $\beta_3 = 1$). На котле БКЗ–420–140 отсутствует рециркуляция воздуха, следовательно ϵ_1 – коэффициент рециркуляции, равен нулю. Кроме того нет подачи части воздуха помимо основных горелок, т.е. $\epsilon_2 = 1$ – коэффициент характеризующий снижение выбросов оксидов азота при двухступенчатом сжигании топлива.

Выбросы диоксида азота рассчитываются по формуле: M_{NO_2}

$$M_{NO_2} = 0,8 * M_{NO_x} = 0,8 * 487,332 = 389,86 \text{ г/с}$$

$$M_{NO} = 0,13 * M_{NO_x} = 0,13 * 487,332 = 63,35 \text{ г/с}$$

6.5 Количество выбросов оксидов ванадия (6.6)

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} * q_{V_2O_5} * V * (1 - \eta_{OC}) * (1 - \eta_{\gamma}) = 10^{-6} * 159,2 * 1333 * (1 - 0,007) = 0,211$$

Выбросы происходят только при растопке котла для поддержания постоянства величины факела. Для растопки 1-го котла предусмотрены 6 механических мазутных форсунок, производительностью по 0,8 т/ч.

$$V = 6 * 0,8 = 0,48 \text{ т/ч} = 1333 \text{ г/с} \quad (1,8)$$

Мазут используемый на ТЭЦ–2 Шымкентского и Атырауского нефтеперерабатывающих заводов – $SP = 2\%$.

$$q_{V_2O_5} = 94,4 * S_p - 31,6 = 95,4 * 2 - 31,6 = 159,2 \frac{\text{г}}{\text{т}} \quad (1,9) \text{ содержание оксид}$$

ванадия в жидком топливе в пересчёте на V_2O_5 г/т.

η_{OC} – коэффициент оседания V_2O_5 на поверхностях КА, причём котлы у нас промежуточным перегревом,

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

η_y – доля твёрдых частиц продуктов сгорания мазута улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов ± 0 .

Определение минимальной высоты трубы (6.7)

$$\sqrt{\frac{A * M * F * \eta * m * n}{(\text{ПДК} - C_{\phi}) * \sqrt[3]{V_r * \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 * 3862 * 2 * 1 * 0.72 * 1}{(0.5 - 0) * \sqrt[3]{713 * 99.7}}} = 228 \text{ м}$$

где $M = M_{SO_2} + 5.88 * 375.86 = 3862.057 \text{ г/с}$

$A = 200$ – коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы из.

$V_r = 1248 \text{ м}^3/\text{с}$ – объём дымовых газов на АТЭЦ-2 из (годового отчета станции) при расходе топлива на один котёл $B = 72 \text{ т/ч}$. Объём дымовых газов на одну трубу:

$$V_r^1 = \frac{V_r}{7} * N * 2 = \frac{1248}{7} * 2 * 2 = 713 \text{ м}^3/\text{с}$$

$F = 2$ – коэффициент скорости оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов не менее 90 %.

$T = T_{ух} - T_{лет}^{ср. макс.}$ = разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года в 13.00 часов дня (принимается по СНиП 2.01.01.-82) «Строительная климатология и геофизика».

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 2 |

$\eta=1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в данном случае ровная слабопересечённая местность.

C_{ϕ} – фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками. (принимается ввиду отсутствия данных).

При принятой ориентировочно высоте трубы определяются безразмерные коэффициенты m и n , учитывающие условия выхода дымовых газов из трубы.

Вывод: В результате проведенных расчетов установили оптимальную высоту дымовой трубы для ТЭЦ-2, которая равна 243 м. Так как над данным объектом пролетают самолеты, то фактическая высота дымовых труб 129 м.

Значение коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров:

$$f = 1000 * \frac{W_0^2 * D}{H^2 * \Delta T} = 1000 * \frac{(35^2) * 5.1}{(129^2) * 99.7} = 3.7 \quad (6.8)$$

$$v_m = 0.65 * \sqrt[3]{\frac{V_r * \Delta T}{H}} = 0.65 * \sqrt[3]{713 * 99.7 / 129} = 5.3 \quad (6.9)$$

Откуда определяем : (7.0)

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 * \sqrt{f} + 0.34 * \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0.67 + 0.1 * \sqrt{3.76} + 0.34 * \sqrt[3]{3.76}} = 0.72$$

при $v_m > 2n = 1$.

ПДК $C_{SO_2} = 0.5 \text{ мг/м}^3$ из

Диаметр устья дымовой трубы: (7.1)

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|-------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист. |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

$$D = \sqrt{\frac{4 * V_r^1}{\pi * W_0}} = \sqrt{\frac{4 * 713}{3,14 * 35}} = 5,1\text{м}$$

$W_0=35$ м/с—скорость выхода дымовыхгазов.

6.1.7 Расчёт максимальной концентрации вредныхвеществ

В связис пролётом самолётов над АТЭЦ–2 на низкой высоте,высота дымовых труб занижена. Действительная высота дымовых труб 129м.

От этой производной начнём определение максимальныхконцентраций вредныхвеществ.

Величина максимальной приземной концентрации вредных
Веществ (7.2)

$$C_M = \frac{A * M * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_r * \Delta T}} = \frac{200 * 4268 * 1 * 0.72 * 1 * 1}{129^2 * \sqrt[3]{713 * 99.7}} = 0.89 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{M_{TB}} = \frac{A * M_{TB} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_r * \Delta T}} = \frac{200 * 1548 * 2 * 0.72 * 1 * 1}{129^2 * \sqrt[3]{713 * 99.7}} = 0,647 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A * M_{SO_2} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_r * \Delta T}} = \frac{200 * 1975 * 1 * 0.72 * 1 * 1}{129^2 * \sqrt[3]{713 * 99.7}} = 0,412 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{M_{NOx}} = \frac{A * M_{NOx} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_r * \Delta T}} = \frac{200 * 487 * 1 * 0.72 * 1 * 1}{129^2 * \sqrt[3]{713 * 99.7}} = 0,101 \text{ мг/м}^3$$

Отсюда видно, что величина концентрации при высоте трубы 129м превышаетдопустимые.

Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигаетсямаксимальное значение концентрации вредныхвеществ

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | ? |

$$\chi_m = d * \frac{5 * F}{4} * H = 23,1 * \frac{5 - 2}{4} * 129 = 2157 \text{ м} \quad (7.3)$$

$$X_m^1 = 23,1 * 129 = 2967 \text{ м}$$

$$d = 7 * \sqrt{V_m} * (1 + 0,28 * \sqrt[3]{f}) = 7 * 5,3 * (1 + 0,28 * \sqrt[3]{3,76}) = 23,1 \quad (7.4)$$

Определение концентрации вредных веществ в атмосфере по сифакела выброса на различных расстояниях от дымовой трубы.

Приопасной скорости ветра U_m приземная концентрация вредных веществ C_i (мг/м³) на различных расстояниях χ (м) от источника выброса определяется по формуле:

$$C_i = S_i * C_M$$

Где S_i – безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости

От отношения $\frac{\chi}{\chi_m}$ и коэффициента F по формулам: (7.5)

$$S_1 = 3 \left(\frac{\chi}{\chi_m} \right)^4 - 8 \left(\frac{\chi}{\chi_m} \right)^3 + 6 * \left(\frac{\chi}{\chi_m} \right)^2 = 3 * 0,445^4 - 8 * 0,445^3 + 6 * 0,445^2 =$$

$$= 0,6$$

При $\chi = 1000$ м,

$$\frac{\chi}{\chi_m} = \frac{1000}{2157} = 0,46$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 * \left(\frac{\chi}{\chi_m} \right)^2 + 1} = \frac{1,13}{0,13 * (0,46)^2 + 1} = 1,11$$

При $\chi = 3000$ м,

$$\frac{\chi}{\chi_m} = \frac{3000}{2157} = 1,39$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 * \left(\frac{\chi}{\chi_m} \right)^2 + 1} = \frac{1,13}{0,13 * (1,39)^2 + 1} = 0,931$$

$$\chi=5000 \text{ м}, \frac{\chi}{\chi_m} = 2,31; S_1=0,7$$

$$\chi=7000 \text{ м}, \frac{\chi}{\chi_m} = 3,24; S_1=0,49$$

$$\chi=10000 \text{ м}, \frac{\chi}{\chi_m} = 4,6; S_1=0,3$$

$$\chi=2244 \text{ м}, \frac{\chi}{\chi_m} = 1; S_1=1$$

По результатам расчётов составим сводную таблицу 7.6

Таблица 7.6

| C _i , мг/м ³ | X _i , м | | | | | |
|--|--------------------|------|------|------|------------|------------|
| | 1000 | 2157 | 3000 | 5000 | 6000 | 7000 |
| C _{SO₂+NO₂} | 0,98 | 1.89 | 0,82 | 0.62 | 0,5 | 0,43 |
| C _{ЗОЛ(ТВ)} | 0,78 | 1.64 | 0,6 | 0,45 | 0,40 | 0,3 |

6.1.9 Расчет золоулавливающей установки трубой Вентури

Электростанция оснащена восемью котлами производительностью номинальной (по пару) 420 т/ч. Гидравлическое сопротивление золоулавливающей установке должно превышать 130 кгс/м². По санитарным нормам степень очистки дымовых газов от золы для установок данного типа, должна быть не ниже 97%.

1. Расход дымовых газов (при t_г=140⁰С) и номинальной нагрузке котла составляющей V_г=642,2*10³ м³/ч.

2. Дисперсный состав золы перед золоуловителем при сжигании

ПЗ.ДП.5В071700.2015

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|--|------|
| | | | | | | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Экибастузского угля марки СС и при молотковых мельницах.

Таблица 6.5 Дисперсный состав золы.

| Тип золоуловителя | Фракция пыли, мкм | | | | | | |
|---|-------------------|------|-----|-----|------|-----|------|
| | >5 | >10 | >15 | >20 | >30 | >40 | >60 |
| Мокрый золоулавитель с коагулятором Вентури $\eta=96,5$ | 94,5 | 83,5 | 75 | 66 | 54,3 | 46 | 33,1 |

3. Минимально допустимая температура охлаждаемых газов после золоуловителя $t''_r = 68^0\text{C}$.

4. Принимаем для расчёта скорость газов в горловине $U_r = 40-70$ м/с.

Удельный расход охлаждающей воды $q = 0,16$ кг/м³, откуда *

$$U_r = 11,2 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{с}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления $\xi_{\text{УСЛ}}=0,18$ и приняв $\xi_c=0,2$ находим сопротивления собственного участка трубы Вентури:

$$\Delta h_{\text{тр}} = (\xi_c + \xi_{\text{УСЛ}}) \frac{U_r^2}{2} * \rho_2 = (0.2 + 0.18) * \frac{70^2}{2} * 0.87 = 810 \text{ Кпа}$$

плотность дымовых газов

Принимаем к установке на один котёл четыре золоулавливающих установки единичной производительностью по газам $V_r=200000$ м³/ч, с диаметром уловителя $d_{\text{УЛ}}=4$ м. Сопротивление каплеуловителя определим по формуле:

$$\Delta h_{\text{КУ}} = \xi_{\text{КУ}} * \frac{U_{\text{ВХ}}^2}{2} * \rho_{\text{п}} = 2,25 * \frac{20^2}{2} * 0,87 = 392 \text{ кПа}$$

Где $\xi_{\text{КУ}}$ —коэффициент гидравлического сопротивления каплеуловителя,

$U_{\text{ВХ}}=20$ м/с—скорости газов во входном патрубке аппарата.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | π |

Общесопротивление установки составляет:

$$\Delta h = \Delta h_{\text{ТР}} + \Delta h_{\text{КУ}} = 810 + 392 = 1202 \text{ Па}$$

6. Выполним тепловой расчёт установки:

а) Параметр $= 72 \cdot 10^{-3}$. Примем температуру пульпы $\theta' = 29-50$ °С. Температура орошающей воды $\theta' = 20$ °С. Температура охлажденных газов (зададимся) $t_{\Gamma}'' = 70$ °С. Тогда по формуле:

$$\Delta t = \frac{(t_{\Gamma}' - \theta') - (t_{\Gamma}'' - \theta'')}{2,31 * \lg \frac{t_{\Gamma}' - \theta'}{t_{\Gamma}'' - \theta''}} = \frac{(140 - 20) - (70 - 50)}{2,31 * \lg \frac{140 - 20}{70 - 50}} = 56^{\circ}\text{C}$$

б) Средний диаметр каплей $D_0 = 165 \cdot 10^{-6}$ м. Суммарная поверхность каплей:

$$F = \frac{6 * q * V_{\text{ГО}}}{D_0} = \frac{6 * 0,16 * 200 * 10^3 * 0,16 * 10^3}{165 * 10^{-6} * (273 + 140)} = 0,77 * 10^6 \text{ м}^2/\text{ч}$$

где $q = 0,16 \text{ кг/м}^3$ – удельный расход орошающей воды, $V_{\text{ГО}} = 200 * 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ – объемный расход газов при нормальных условиях.

Г) Количество передаваемого тепла:

$$Q = \alpha * F * \Delta t * \tau = 72 * 10^{-3} * 0,77 * 10^6 * 56 = 3,1 * 10^6 \text{ ккал/ч}$$

α – коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, $\Delta t = 56^{\circ}\text{C}$ – температурный напор, τ – время пребывания капли в установке.

д) Температура охлажденных газов $Q = V_{\text{ГО}} * C_{\text{ГО}} * (t_{\Gamma}' - t_{\Gamma}'')$, откуда выразим t_{Γ}'' :

$$t_{\Gamma}'' = 140 - \frac{3,1 * 10^6 * 273}{200 * 10^3 * 0,32 * (273 + 140)} = 107^{\circ}\text{C}$$

где $C_{\text{ГО}} = 0,32 \text{ кДж/м}^3\text{К}$ – объемная теплоемкость газов.

Расчет степени очистки газов от золы в установке.

а) Труба Вентури

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

$$\Phi_i \frac{(1 - \eta_I) * \Phi_I}{1 - \eta_I} * 100\%$$

Результат расчета по этой формуле приведен в таблице Таблица 6.7. Дисперсный состав проскока.

| Величина частиц, мкм | 0-10 | 10-20 | 20-30 | 30-40 | 40-60 |
|---------------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| Содержание В проскоке, % | 12,7 | 4,49 | 21,6 | 9,2 | 11,3 |
| Содержание $1 - \eta''_I$ | 0.25 | 0.18 | 0.125 | 0.08 | 0.03 |

$1 - \eta''_I$ - неполнота улавливания золы в каплеуловителе.

Общая неполнота сгорания улавливаемой золы в каплеуловителе

$$1 - \eta''_I = \sum \Phi''_i * (1 - \eta''_I) = 0.127 * 0.25 + 0.18 * 4.49 + 0.216 * 0.125 + 0.092 * 0.08 + 11.3 * 0.03 = 0.12$$

В) Общая эффективность золоуловителя:

$$\eta = 1 - (1 - \eta') * (1 - \eta'') = 1 - 0.025 * 0.12 = 0.973$$

Таким образом, общая степень очистки дымовых газов в мокром золоуловителе с трубой Вентури составляет 97,3 %, что удовлетворяет требованиям.

Общий расход воды на орошение 4-ох труб Вентури 1-ого котлоагрегата.

Примем по формуле:

$$G_B = q * V_{го} = \frac{0,16 * 642 * 10^3 * 273}{273 + 140} = 68 * 10^3 \text{ кг/с}$$

Принимаем к установке в каждой трубе Вентури

по одной форсунке производительностью:

$$Q_{\phi} = \frac{68 * 10^3}{4} = 17 * 10^3 \text{ кг/с}$$

Тип таких форсунок УО ОРГРЭС с диаметром выходного отверстия

$d = 26$ мм при давлении воды на орошение трубы Вентури 25 кгс/см^2

| | | | | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 2 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | | | | |

углом распыла $75-80^\circ$ наклона. Орошение каплеуловителя осуществляется через 30 сопел равномерно расположенных по окружности. Устанавливаем на котел 4 золоуловителя МС-ВТИ-4000 производительностью $200 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ вертикальными трубами Вентури $L=5465 \text{ мм}$.

Расчет ПВД

Типы схемы включения регенеративных подогревателей

По принципу действия различают подогреватели смешивающего и поверхностного типов. В первых подогрев воды осуществляется при непосредственном соприкосновении с паром, во вторых теплота передается через стенки трубок (вода внутри, пар - между трубками). В смешивающих подогревателях вода нагревается до температуры насыщения. Благодаря этому потенциал греющего пара используется наиболее полно, достигается наибольшая экономия теплоты за счет регенерации, что является основным преимуществом смешивающих подогревателей. К их преимуществам относится также возможность удаления из воды растворенных газов при подогреве до температуры насыщения греющего пара. Недостатком схемы является необходимость иметь большое количество последовательно включенных питательных насосов, чем снижается надежность питания котлов.

На электростанциях в основном применяются поверхностные подогреватели. В таком подогревателе из-за сопротивления переходу теплоты через стенку имеет место недогрев воды до температуры насыщения пара. Недогрев уменьшается с увеличением удельной поверхности подогревателя на тонну подогреваемой воды, но при этом возрастает его стоимость. Оптимальный недогрев определяется технико-экономическими расчетами. Вследствие недогрева тепловая экономичность схем с поверхностными подогревателями ниже, а затраты металла и стоимость выше, чем в схемах со смешивающими подогревателями. Схемы с поверхностными

ПЗ.ДП.5В071700.2015

Лист

3

| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
|------|------|-------------|---------|------|
| | | | | |

подогревателями усложняются дренажными линиями для отвода конденсата греющего пара различаются способом отвода дренажа.

Из схем отвода дренажа наивысшую тепловую экономичность имеет схема дренажным насосом у каждого подогревателя с подачей дренажа в линию главного конденсата, но она дорога и сложна.

Экономична, но одинаково сложна схема подкачкой дренажа в выше расположенные подогреватели.

Наиболее дешевой является каскадная схема отвода дренажа, где вообще нет дренажных насосов, и дренаж удаляется самотеком в сторону подогревателей более низкого давления, а затем - в конденсатор турбины, но она менее экономична.

Снижение экономичности каскадной схемы обусловлено необратимостью процесса, поскольку дренаж с повышенным потенциалом сливается в теплообменник, работающий при низшем потенциале. В энергетическом отношении это означает, что отбор пара более низкого давления уменьшается в результате вытеснения дренажем из подогревателей повышенного давления: увеличивается конденсационная выработка электроэнергии и появляется потеря тепла горячим дренажем, отводимым в конденсатор, где это тепло отдается охлаждающей воде.

Чтобы уменьшить вытеснение пара нижних отборов дренажем при каскадном сливе и несколько повысить тепловую экономичность установок, применяют охладители конденсата, которые в настоящее время выполняют преимущественно встроенными в корпус регенеративного подогревателя. Охлаждающей средой в охладителе конденсата служит основной конденсат перед входом в данный подогреватель.

Экономичность регенеративного подогрева воды при использовании перегретого пара отборов турбины можно повысить охлаждением греющего пара питательной водой. Благодаря этому уменьшается необратимость процесса теплообмена в регенеративных подогревателях, увеличиваются расходы пара в отборы, и растет КПД станции.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

Пароохладитель представляет собой пароводяной теплообменник, где вода нагревается в результате понижения перегрева без конденсации пара: греющий пар на выходе сохраняет остаточный перегрев 15 - 25. Различают пароохладители по конструктивному исполнению - встроенные в корпус регенеративного подогревателя и выносные, и по схемам включения.

Вода во встроенный пароохладитель обычно поступает непосредственно после подогревателя, использующего охлажденный пар этого же отбора. Температура этой воды на входе в пароохладитель обычно примерно на 5 ниже температуры насыщения греющего пара. При этом температурный напор на холодном конце пароохладителя минимален и составляет при противоточном выполнении охладителя 20 - 30.

В выбранной мной схеме включения пароохладителей вода направляется в линию основного потока непосредственно за данным подогревателем. Через пароохладитель пропускается лишь часть потока нагреваемой воды: остальная часть потока идет в обход через дроссельную шайбу.

Расчёт основных параметров ПВД

Параметры греющего пара:

давление $p_n = 1,22$ МПа;

температура $t_n = 266$ °С;

энтальпия $i_n = 2967$ кДж/кг;

давление пара в собственно подогревателе $p'_n = 1,14$ МПа;

температура насыщения $t'_{c.n} = 185,6$ °С;

энтальпия конденсата пара за собственно подогревателем $i'_{c.n} = 788,14$ кДж/кг;

энтальпия пара, поступающего в собственно подогреватель $i_{no} = 2812$ кДж/кг;

температура пара $t_{no} = 200$ °С.

Параметры питательной воды:

давление $p_{п.в} = 23$ МПа;

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | <i>ПЗ.ДП.5В071700.2015</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 2 |

температура на входе в охладитель конденсата $t_b = 160 \text{ }^\circ\text{C}$;

энтальпия воды на входе в охладитель конденсата $i_b = 688,69 \text{ кДж/кг}$;

температура конденсата на выходе из охладителя $t_{др} = 170 \text{ }^\circ\text{C}$;

энтальпия $i_{др} = 719,73 \text{ кДж/кг}$;

температура конденсата ПВД-6 $t_{др6} = 200 \text{ }^\circ\text{C}$;

энтальпия конденсата ПВД-6 $i_{др6} = 852 \text{ кДж/кг}$;

расход конденсата ПВД-6 $D_{др6} = 13,13 \text{ кг/с}$;

Расход греющего пара в подогреватель из уравнения теплового баланса находим по формуле:

$$D_n = \frac{G_k \cdot (i_{\text{ВЫХ}} - i_{\text{ВХ}})}{(i_n - i_n) \cdot \eta}$$

Количество теплоты, передаваемое греющим паром в подогреватель

$$Q = D_n \cdot (i_n - i_n) \cdot \eta$$

Требуемая поверхность теплообмена может быть определена из уравнения теплопередачи.

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t}$$

Значение температурного напора при принятых исходных данных

Равно

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}\right)} = \frac{(t_n - t'_{\text{с.п.}}) - (t_n - t''_{\text{с.п.}})}{\ln\left(\frac{t_n - t'_{\text{с.п.}}}{t_n - t''_{\text{с.п.}}}\right)}$$

Далее находим:

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{0,866 \cdot t^2 \cdot N}{\pi \cdot D_{\text{тр}}^2 / 4}$$

Где N - общее число труб в подогревателе

$D_{\text{тр}}$ - диаметр трубы.

t - шаг труб.

$t = 1,3 \cdot d_{\text{вн}} = 1,3 \cdot 14 = 18,2$ - при вальцевом соединении труб

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 2 |

$$N = \frac{F}{\pi \cdot D_{\text{тр}}^2 \cdot l} :$$

число параллельных труб по ходу воды:

$$n = \frac{4 \cdot G_k \cdot v_k}{w_B \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2} :$$

Площадь трубной доски, занятая трубами

$$F_{\text{тр}} = z \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{н}}^2}{4} \cdot \frac{1}{0,48}$$

Средняя длина труб

$$l = \frac{F}{2 \cdot n \cdot \pi \cdot d_{\text{н}}} :$$

Для определения коэффициента теплоотдачи от конденсирующегося пара к стенке трубы необходимо сначала установить режим движения плёнки конденсата.

Значение числа Рейнольдса для плёнки конденсата на нижней кромке поверхности

$$Re = \frac{Q \cdot H}{r \cdot \rho' \cdot \nu}$$

Все значения находим при давлении насыщения греющего пара $r = r_{\text{Дж/кг}}$
– теплоты парообразования;

ρ' – плотность жидкости;

ν – кинематическая вязкость;

Т.к. $Re < Re_{\text{кр}} = 100$, то средний коэффициент теплоотдачи от конденсирующегося пара к стенкам труб

$$\lambda = 0,651 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

$$\alpha_1 = 1,01 \cdot \lambda \cdot \left(\frac{g}{\nu^2}\right)^{\frac{1}{3}} \cdot Re^{-\frac{1}{3}}$$

Физические параметры конденсата, движущегося внутри труб, принимаются при значении температуры, равном

$$t_{cp} = \frac{t_{вх} + t_{вых}}{2}$$

Число Рейнольдса в этом случае

$$Re_{ж} = \frac{w_{в} \cdot d_{вн}}{\nu_{ж}}$$

$Re_{ж} > Re_{кр}$, т. е. режим движения конденсата турбулентный.

При $t_{ж} \approx t_{ст} \approx 46,05^\circ\text{C}$, $Pr_{ст} \approx Pr_{ж} \approx 3,8451$, $\alpha_{\epsilon_{в}} = 1$ для Л-68, тогда

$$\overline{Nu}_{ж} = 0,023 \cdot Re_{ж}^{0,8} Pr_{ж}^{0,43} = 0,023 * (18944,5)^{0,8} * (3,8451)^{0,43} = 108,448$$

Средний коэффициент теплоотдачи от стенки труб к конденсату

$$\lambda_{ж} = 0,636 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$$

$$\overline{\alpha}_2 = \frac{\overline{Nu}_{ж} \cdot \lambda_{ж}}{d_{вн}}$$

Коэффициент теплопередачи

$$\delta_{ст} = 1 \text{ мм} = 0,001 \text{ м}$$

$$\lambda_{ст} = 106,32 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°C}$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_2}}$$

Произведем расчеты, Расход греющего пара в подогреватель из уравнения теплового баланса находим:

$$D_{\pi} = \frac{420 * (786 - 691) * 1/0,99) - 13,8 * (865 - 719)}{2947} = 42,8 \text{ кг/с}$$

Количество теплоты, передаваемое греющим паром в подогреватель

$$Q'_{ок} = 294 * (702 - 691) = 3,162$$

Количество теплоты, передаваемое подогреваемой среде:

$$Q_{сп} = 420 * (781 - 699) = 34,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{ок} = 294 * (888 - 847) = 12,2 \text{ МВт}$$

Среднеарифметическая разность температур

$$\Delta t_{ср.сп} = \frac{(185 - 162) - (185 - 181)}{\ln\left(\frac{185-162}{185-181}\right)} = 11,12$$

$$\Delta t_{ср} = \frac{(266 - 189) - (200 - 181)}{\ln\left(\frac{266-189}{200-181}\right)} = 41,4 \text{ К}$$

$$\Delta t_{ср.сп} = \frac{(295 - 262) - (262 - 242)}{\ln\left(\frac{295-262}{262-242}\right)} = 28,17 \text{ К}$$

Площадь поверхности теплообменасобственно подогревателя:

$$F = \frac{34,4}{11,2 * 4,4} = 702,4 \text{ м}^2$$

Где коэффициент теплопередачи я нашел расчетным путем $k=4,4$.

Числоспиралей подогревателя:

$$N_{\text{сп}} = \left(\frac{420 * 0,00116}{\frac{3,14}{4} * 1,5 * (22)^2} * \frac{1}{12} \right) * 12 = 816$$

где:

расход питательной воды:

$$G=420 \text{ кг/с}$$

удельный объем питательной воды при средней температуре:

$$V_{\text{в.сп}}=0,0011$$

скорость воды в трубках:

$$w_{\text{в.сп}}=1,5$$

внутренний диаметр

$$d_{\text{вн}}=22\text{мм}$$

Длина одной спирали равна:

$$l_{\text{сп}} = \frac{702}{816 * 3,14 * 32} = 8,6 \text{ м}$$

$$D_{\text{нар}}=32 \text{ мм}$$

Средний коэффициент теплоотдачи от стенки труб к конденсату

$$\alpha_1 = 424 * \frac{0,65}{22} = 12,5 \frac{\text{КВт}}{\text{м}^2 * \text{К}}$$

$$\alpha_{1.\text{оп}} = 830 * \frac{0,049}{32} = 1,275 \frac{\text{КВт}}{\text{м}^2 * \text{К}}$$

Число Рейнольдса для питательной воды при ее движении в трубках ОП

$$Re_{\text{в.оп}} = \frac{1,5 * 22}{1,374 * 10^{-7}} = 240,159 * 10^3$$

Число Рейнольдса для пленки конденсата

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 2 |

$$Re_k = \frac{79,1 * 32}{1,093 * 10^{-4} * 1747} = 13,2$$

Коэффициент теплопередачи

$$k_{оп} = \frac{1}{\frac{1}{12,5} + \frac{5}{50} * \frac{32}{22} + \frac{1}{1,275} * \frac{32}{22}} = 0,732 \frac{\text{КВт}}{\text{м}^2 * \text{К}}$$

Площадь поверхности нагрева ОП:

$$Q_{оп} = 91,8 - 12,2 - 75,4 = 4,05 \text{ МВт}$$

$$F_{оп} = \left(\frac{4,05}{28,17 * 0,732}, 0,1 \text{ м}^2 \right) = 196,8 \text{ м}^2$$

Таким образом, методом последовательного приближения можно получить требуемую площадь поверхности теплообмена.

Заключение

В результате выполненной работы произведен тепловой расчет АТЭЦ-2, в котором рассчитали тепловые нагрузки по режимам. Произведен тепловой расчет и выбор основного оборудования. Выполнен тепловой расчет подогревателя низкого давления. Методом последовательного приближения определили площадь поверхности теплообмена, рассчитали коэффициент теплопередачи.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | ? |

В экономической части определены себестоимость электрической и тепловой энергии, до расширения и после расширения Алматинской ТЭЦ – 2. Увеличили установленную мощность ТЭЦ на 90 МВт, путем установки дополнительной турбины. Так же вычислили высоту дымовой трубы, которая равна 129 м. И произвели расчет шума по турбинному цеху.

Список литературы

1. В.А. Спейшер, А.Д. Горбаненко Повышение эффективности использованного газа и мазута в энергетических установках.- М., 1991. 184 стр.
2. Производственная инструкция по обслуживанию турбоагрегатов №1,2,3 типа ПТ-80/100-130/13. Алматы 2007.
3. Производственная инструкция. Алматы 2007.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ПЗ.ДП.5В071700.2015</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | ? |

4. В.Я. Рыжкин. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / Под ред. В.Я. Гиршфельда. – 3 – изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.: ил.
5. Рихтер Л.А. Тепловые электрические станции и защита атмосферы. М., «Энергия», 1975.
6. Назмеев Ю.Г., Системы топливоподачи и пылеприготовления ТЭС: Справочное пособие / Ю.Г. Назмеев, Г.Р. Мингалеева. – М.: МЭИ, 2005. – 480 с.
7. Производственная инструкция по обслуживанию турбоагрегата №4 типа Р – 50 – 130/13. Алматы 2007.
8. Производственная инструкция по пожарной безопасности турбинного цеха. Алматы, 2007.
9. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). Под ред. Н.В. Кузнецов и др., М., «Энергия», 1973.
10. Котельные установки. Учебное пособие для студентов неэнергетических специальностей вузов. Москва., «Энергия», 1977.
11. Производственная инструкция по электрической безопасности турбинного цеха. Алматы, 2007.
12. Л.А. Рихтер, Д.П. Элизаров, В.М. Лавыгин. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов – М.: Энергоатомиздат. 1987. – 216 с., ил.
13. Парамонов С.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика, специализации «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика». – Алматы: АУЭС, 2013. – 17 с.
14. «Стационарные паровые турбины» А.Д. Трухний. – 2-ое изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, - 1990. – 640 с. (стр. 370).
15. Интернет ресурсы www.scbist.com
16. А.А. Цынаев, Д.Л. Жуховицкий. «Расчет элементов тепловой схемы котельной установки». Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. – Ульяновск: УлГТУ, 2005. – 24 С.
17. СН РК 2.04-01-2009. Нормы теплотехнического проектирования гражданских и промышленных зданий (сооружений) с учетом энергосбережения
18. СНИП II-12-77. Защита от шума.- М, 1978

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | ПЗ.ДП.5В071700.2015 | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 2 |

19. Мананбаева С.Е. “Безопасность жизнедеятельности. Защита от производственного шума” –Методические указания к выполнению расчетно-графической работы.- А,2009.
20. Султанбаева Б.М., Идрисова К.С., Туманова А.А. Инженерная экология. Методические указания для выполнения лабораторных работ для студентов специальности 0507718 – Теплоэнергетика. – Алматы: АИЭС, 2008. - 34с.
21. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86.:Госкомгидромет, 1987.- 93с.