

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловых энергетических установок

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой Доцент

Кибарин А.И.

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

«    »    2015 г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Повышение эффективности работы  
вакуумных эжекторов АТЭЗ-2

Специальность Теплоэнергетика 5В071700

Выполнил (а) Аспакаев Р.Ж. БТЭЗ-11  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель А.Т.Сам Генбас.М.А. г.т.н. профессор  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Старший преподаватель Сатамбекова М.Е.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

М.Е. « 15 » 06 2015 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Кандидат технических наук Доцент Сагитов М.С.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«    »    20    г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«    »    20    г.

(подпись)

Нормоконтролер: ст. преп. Касимов А.Р.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

А.Р. « 11 » 06 2015 г.  
(подпись)

Рецензент: \_\_\_\_\_  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

М.С. « 15 » 06 2015 г.  
(подпись)

Алматы 2015 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет ЭОиПС

Специальность 5 В0 71700 "Теплоэнергетика"

Кафедра Тепло-энергетическая установка

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Осламбаев Рустамбек Жаболдулы  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Повышение эффективности работы  
вакуумных деаэраторов АТЭС-2

утверждена приказом ректора № 124 от «29» сентября 2014 г.

Срок сдачи законченной работы «16» июня 2015 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Паровой котла БКЗ-420-140-7с

Паровая турбина Р-50-130/13

паровая турбина - ПТ-80-100-130/13

паровая турбина - Т-110-120-130

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

1 Аннотация

2 Введение

3 Описание основного оборудования установочного АТЭС-2

4 Описание вспомогательного оборудования

5 Расчет ледовой схемы расширяемой части ТЭС

6 Кавер вспомогательного оборудования

7 Тепловое хозяйство ТЭС

8 Конструкция Цового корпуса

9 Генеральный план ТЭС

10 Спецвопрос

11 Экономическая часть

12 Безопасность жизнедеятельности

13 Список использованной литературы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- 1 Генплан ТЭС-2
2. Принципиальная тепловая схема

Рекомендуемая основная литература

- 1 Книга технологического проектирования тепловых электростанций, М. 1981 г
- 2 Вязкина В.Я. Тепловые электростанции М. Энергоатомиздат. 1987.
- 3 Смирнов А.Д. Антлов К.М. Справочная книжка энергетика. М Энергоатомиздат 1984
5. Липов Ю.М и др. Компоновка и тепловой расчет парового котла. М. Энергоатомиздат. 1988 г.
6. Теплотехнический справочник. под. ред. Б.Н. Юрлова. т.1, 2. М. Энергия 1975 г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Руководитель	Генбаг. А.А.	18.05 - 10.06.15	А.Б.Г.
Экономическая часть	Сатимова. М.С	18.05 - 15.06.15	Ц.С.
Б.Х.Д.	Сакамова Т.С		



## **АННОТАЦИЯ**

Темой дипломного проекта является повышение эффективности работы вакуумных деаэраторов АлЭС ТЭЦ-2.

В тепловой части производится расчет принципиальной тепловой схемы ТЭЦ и выбор основного и вспомогательного оборудования.

По разделу безопасности жизнедеятельности производится анализ производства и факторы определяющие условия труда на предприятии.

Определение основных технико-экономических показателей производства и срока окупаемости проекта произведены в экономической части.

## **Annotation**

Theme of the master thesis is “operational efficiency increasing of vacuum deaerators on AIES CHP-2”.

In practical (“thermal”) part of the thesis, the principal heat-transfer scheme of CHP is calculated, also main and accessory equipment choose, and calculations are presented.

In “life safety” part of the thesis was made the analysis of producing process and conditions of work factors.

In “economical” part of the thesis id performed feasibility study and payback time of the project.

## **АНДАТПА**

Дипломдық жұмыстың тақырыбы АлЭС ЖЭО-2 вакуумды газсыздандырғыш жұмысының тиімділігін жоғарылату.

Жылулық бөлімінде ЖЭО-ның қағидалық жылулық сұлбасының есебі жүргізілген және негізгі және қосымша жабдықтары таңдалынған.

Өміртіршілік қауіпсіздік бөлімінде өндірістің талдамасы және мекемедегі еңбек шарттарын анықтайтын себептердің талдамасы жүргізілген.

Жұмыстың экономикалық бөлімінде өндірістің негізгі техника-экономикалық керсеткіштері анықталған және жобаның өтелу мерзімінің есебі жүргізілген.

## Содержание

Введение

1. Тепловая часть
  - 1.1. Описание основного оборудования установленного на АТЭЦ-2
  - 1.2. Описание вспомогательного оборудования
  - 1.3. Расчет тепловой схемы расширяемой части ТЭЦ
  - 1.4. Выбор вспомогательного оборудования
  - 1.5. Топливное хозяйство ТЭЦ
  - 1.6. Компоновка главного корпуса
  - 1.7. Генеральный план ТЭЦ
2. Спецвопрос
3. Экономическая часть
4. Безопасность жизнедеятельности

Список использованной литературы

					<b>ДП 5В0717 30 ПЗ</b>				
<i>Изм</i>		<i>Д</i>		<i>Л</i>				<i>л</i>	<i>Л</i>
<i>Разраб.</i>					<b>Повышение эффективности работы</b>				<i>АУЭС</i>
<i>Р</i>									
<i>К</i>									
<i>Н</i>									
<i>...</i>									

## Введение

Алматинская ТЭЦ-2 расположена в 15 км западнее г. Алматы, в районе пос. Алгабас Карасайского района. АЛЭС ТЭЦ-2 построена в две очереди.

Первая 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.

Вторая очередь строительства осуществлялась в 1985-1989 годы.

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

С 1995 года ведется третья очередь строительства по сей день, которая предполагает ввод еще одного котла БКЗ-420-140-7с, реконструкцию скрубберов с трубами Вентури, строительство нового золоотвала, реконструкцию конвективной шахты котлов БКЗ-420-140-7с.

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

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

Отпуск электроэнергии от АЛЭС ТЭЦ-2 производится и распространяется на напряжении 110 кв. схема распределительного устройства 110 кв выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин, с одним выключением. Обе рабочие системы шин секционированы.

Установленная мощность АТЭЦ-2 :

- электрическая - 510 мВт
- тепловая - 1176 Гкал/ч.

В настоящее время в Алматинском регионе имеется дефицит электрической и тепловой мощности, в связи с развитием производства и интенсивного жилищного строительства.

На АТЭЦ-2 имеются проблемы с подготовкой подпиточной воды.

В настоящем проекте предусматривается реконструкция тепловой схемы деаэрационной установки подпитки теплосети.

Также представлено технико-экономическое обоснование проектных решений по реконструкции, вопросы техники безопасности и охраны окружающей среды.

## 1. Тепловая часть

### 1.1. Описание основного оборудования установленного на ТЭЦ-2.

Алматинская ТЭЦ-2 построена в 2 очереди: 1 очередь строительства осуществлялась в 1978-1983 гг. Были приведены в эксплуатацию три первых котла типа БКЗ-420-140-7с и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13. Вторая очередь строительства осуществлялось в 1985-1989 гг. Были введены в эксплуатацию еще четыре паровых котла типа БКЗ-420-140-7с, одна паровая турбина типа Р-50-130/13 и две паровых турбины типа Т-110/120-130-5.

Тип оборудования	Мощность, произ-ность.	Параметры острого пара и отборного пара	Год ввода в эксплуатацию	Очередь
1. Паровой котел типа БКЗ-420-140-7с, ст.№ 1	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°C	1980 г.	1
2. Паровой котел типа БКЗ-420-140-7с, ст.№ 2	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°C	1981	1
3. Паровой котел типа БКЗ-420-140-7с, ст.№ 3	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°C	1983	1
4. Паровой котел типа БКЗ-420-140-7с, ст.№ 4	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°C	1984	2
5. Паровой котел типа БКЗ-420-140-7с, ст.№ 5	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°C	1985	2
6. Паровой котел типа БКЗ-420-140-7с, ст.№ 6	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°C	1987	2
7. Паровой котел типа БКЗ-420-140-7с, ст.№ 7	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°C	1988	2
8. Паровая турбина типа ПТ-80/100-130/13 ст.№1	<b>80 МВт</b>	12,8 МПа 555°C и 1,3 МПа 270°C	1980	1
9. Паровая турбина типа	<b>80 МВт</b>	12,8 МПа 555°C и 1,3 МПа	1981	1



ПТ-80/100-130/13 ст.№2		270°С		
10. Паровая турбина типа ПТ-80/100-130/13 ст.№3	80 МВт	12,8 МПа 555°С и 1,3 МПа 270°С	1982	1
<b>11.Паровая турбина типа Р-50-130/13 ст. № 4</b>	<b>50 МВт</b>	12,8 МПа 555°С и 1,3 МПа 270°С	1986	2
12.Паровая турбина типа Т110/120 - 130-5 ст. №5	<b>110 МВт</b>	12,8МПа 555°С и 1,3 МПа 270°С	1988	2
<b>12.Паровая турбина типа Т-110/120-130-5 ст. №6</b>	<b>110 МВт</b>	12,8МПа 555°С и 1,3 МПа 270°С	1990	2

Установленная мощность станции:

Электрическая – 510 МВт

Тепловая-1176 Гкал/ч

Располагаемая мощность:

Электрическая- 386,5 МВт

Тепловая – 768 Гкал/ч

Максимальная тепловая нагрузка – 613 Гкал/ч

Часовой расход угля на котел – 58 тнт/ч при средней паропроизводительности 309 т/ч.

Основной причиной в разрыве установленной и располагаемой мощностей является дефицит паропроизводительности котлов, работающих на непроектном топливе.

Выработка электроэнергии в конденсационном режиме, особенно, в летний период ограничивается недостаточной охлаждающей способностью градирен и неудовлетворительным состоянием конденсаторов турбин.

## 1.2. Описание вспомогательного оборудования

Характеристика вспомогательного оборудования, установленного на ТЭЦ-2.

Оборудование	Тип	Характеристики ка	К ол-во
<b>1. Насосы:</b>	- Питательные ПЭ-500-180-3	Q=500 т/ч H=1975 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> =4000 кВт	10
	- сетевые 1 подъема: СЭ-1250-70	Q=1250т/ч H=70 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> =315 кВт	5
	- сетевые 1 подъема: СЭ-2500-60	Q=2500 т/ч H=60 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 500 кВт	4
	- сетевые 2 подъема: СЭ-1250-140	Q=1250 т/ч H=140 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 630 кВт	4
	- сетевые 2 подъема: СЭ-2500-180	Q=2500 т/ч H=180 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 1600 кВт	8
	- подпиточные 300Д-90	Q=1250 т/ч H=74 м. в. ст.	11
	- конденсатные КС-80-155	Q=80 т/ч H=155 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 55 кВт	6
	КСВ-320-160	Q=320 т/ч H=160 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 250 кВт	6
	- конденсатные КС-80-155	Q=80 т/ч H=155 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 55 кВт	2
	- перекачивающие КС-80-155	Q=80 т/ч H=155 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 55 кВт	2
- сырой воды	Q=1250 т/ч H=74 м. в. ст.	4	

	Д-2500-62	Q=2500 т/ч H=62 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 630 кВт	4
	- химобессоленной воды К 80/95	Q=80 т/ч H=95 м. в. ст.	2
	- дренажных баков: КС-80-155	Q=80 т/ч H=155 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 55 кВт	6
	2К-20/30	Q=20 т/ч H=30 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 5,5 кВт	6
	-баков слива из котлов ЦНСГ-60-165	Q=60т/ч H=165 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 55 кВт	2
	-пусковых и эксплуатационных промывок: 8МСК-7*3	Q=300 т/ч H=180 м. в. ст.	2
	4х-6Е-1	Q=90 т/ч H=84 м. в. ст.	2
	- циркуляционны е Д-6300-27	Q=6300т/ч H=27 м. в. ст. N <sub>дв.</sub> = 630 кВт	10
	-чистой воды с подшипников	Q=50 т/ч H=50 м. в. ст.	8
<b>2. Деаэраторы.</b>	- повышенного давления ДСП-500	Д=500 т/ч V <sub>б</sub> =120 м куб.	3
	-ДСП-500м	Д=500 т/ч V <sub>б</sub> =65 м куб.	5
	-атмосферные ДСА-150	Д=500 т/ч V <sub>б</sub> =50 м куб.	1
	-вакуумные ДВ-800	Д=1200 т/ч Д=800 т/ч	2 9
<b>3. Бойлерные установки:</b>	-основные сетевые подогреватели ПСГ-1300-3-8-1	F=1300 м кв. G <sub>ном.</sub> =2000 т/ч	6

	-ПСГ-2300-2-8-1	F=2300 м кв. G ном.=2500 т/ч	2
	-ПСГ-2300-2-8-11	F=2300 м кв. G ном.=3500 т/ч	2
	-пиковые сетевые подогреватели ПСВ-315-14-23	F=315 м кв. G ном.=1130 т/ч	4
	-ПСВ-500-14-23	F=500 м кв. G ном.=1500 т/ч	10
	-охладители конденсата пиковых бойлеров ПСВ-90-7-15	F=90 м кв. G ном.=350 т/ч	2
	-ПСВ-500-14-23	F=500 м кв. G ном.=1500 т/ч	2
	400ТНГ-25-М1- В/20-42	F=35 м кв.	2
<b>4. ПВД (общее)</b>	ПВ-425-230-37-1	F=425 м кв.	1
	ПВ-425-230-37-1	F=420 м кв.	1
<b>5.Редукцио нно- охладительные установки:</b>	РОУ-IV-BA3	P=14/1,6 МПа Д=150 т/ч	2
	РОУ-I-BA3	P=14/2,7 МПа Д=20 т/ч	2
	РОУ-БК3	P=1,4/0,12 МПа Д=20 т/ч	1
	РОУ-VIII-BA3	P=14/1,5 МПа t= 350/250 С	8
<b>6.Баки</b>	-запаса химобессоленной воды	V=1000 м куб.	2
	-грязного конденсата	V=1000 м куб.	1
	-подпитки теплосети	V=3000 м куб.	2
	-перелива	V=250 м куб.	1
	-слива из котлов	V=40 м куб.	2
	-дренажные	V=15 м куб V=10 м куб. V=2,5 м куб..	4 2 3

	-чистой воды с подшипников	V=16 м куб.	8
	-пусковых и эксплуатационных промывок	V=8 м куб.	1
<b>9. Расширители дренажей:</b>	-высокого давления	P=0,6МПа Du=2000 мм V=7,5 м куб.	3
	-низкого давления	P=0,6МПа Du=2000 мм V=7,5 м куб.	2

### Функциональные системы АТЭЦ-2

- главный корпус с энергетическими котлами, паровыми турбинами и теплофикационным оборудованием.
- химводоочистки подпитки теплосети и котлов
- топливное хозяйство
- охлаждающей системы
- системы гидрозолоудаления
- комплекс насосных станций
- комплекс технологических трубопроводов

### Тепловая схема ТЭЦ. Схема выдачи тепла

Тепловая схема ТЭЦ выполнена по секционному принципу с поперечными связями по пару и воде. Восполнение потерь в цикле ТЭЦ обеспечивается хим. обессоленной водой. В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется вода питьевого качества. Согласно проекту на ТЭЦ предполагалось использовать Карагандинский промпродукт. Фактически ТЭЦ работает на непроектном топливе – смеси Борлинского и Куу-чекинского углей. Схема пылеприготовления – индивидуальная с прямым вдуванием, с молотковыми мельницами.

Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется только в горячей воде для теплоснабжения зоны теплофикации г. Алматы. Система горячего водоснабжения - открытая. Температурный график отпуса тепла – специальный с максимальной температурой сетевой воды зимой – 150 С, летом – 70 С. ТЭЦ работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), который работает в пиковом режиме.

Выдача тепла с ТЭЦ – 2 осуществляется по двум направлениям:

- на (ЗТК) по тепломагистрали из труб du800 и du1000, работающей

по однотрубной схеме.

- потребителям, расположенным вблизи территории ТЭЦ-2.

Отпуск тепла с ТЭЦ осуществляется по коллекторной схеме с секционирующими задвижками.

Аккумуляторные баки на ТЭЦ – 2 не предусмотрены.

ТЭЦ работает по тепловому графику с довыработкой электроэнергии в конденсационном режиме.

#### Система технического водоснабжения.

Существующая система технического водоснабжения ТЭЦ – обратная.

В качестве охладителей используются вентиляторные пленочные градирни. Циркуляция воды в обратном контуре производится с помощью циркуляционных насосов, установленных в главном корпусе. Циркуловоды выполнены из стальных труб надземной прокладки.

Обратная система работает по следующей схеме:

Охлажденная в градирнях вода поступает в циркуляционные водоводы охлажденной воды диаметром 120-1800 мм.

Так как градирни расположены с геодезическим превышением над конденсатором турбин и циркуляционными насосами, подача охлаждающей воды на конденсаторы происходит под действием естественного напора. Прощедшая через конденсаторы вода поступает на всас циркуляционных насосов и под напором подается на разбрызгивающие сопла градирен.

Охлаждение вспомогательного оборудования производится отдельными контурами для каждой турбины. В состав контура входят механические фильтры, теплообменники и подкачивающие насосы, подающие нагретую воду в напорные циркуловоды нагретой воды, идущие на градирни.

На ТЭЦ установлены и действуют 6 двухсекционных вентиляторных градирен. Площадь орошения 1-ой градирни – 648 м<sup>2</sup>. Общая площадь всех градирен составляет 3880 м<sup>2</sup> квадратных. Градирни были оборудованы вентиляторами типа «Нема», в качестве приводов вентиляторов по проекту использовались электродвигатели ВАСВ 17- 40-52, с непосредственной насадкой на вал крыльчатки вентилятора.

Проектная охлаждающая способность градирни при плотности орошения 12,3 м<sup>3</sup>/(м<sup>2</sup>·час) составляет 8000 т/ч, общая охлаждающая способность - 48000 т/ч. градирни оборудованы системой каплеуловителей.

Силами эксплуатации ТЭЦ выполнена реконструкция вентиляторных агрегатов на трех градирнях. Реконструкция заключается в замене электродвигателей ВАСВ 17-40-52 на дистанционный привод от вентилятора «Немо», устанавливаемый на уровне основания диффузора.

Непосредственно на вертикальный вал редуктора насаживается крыльчатка вентилятора. Вращающий момент на редуктор передается по горизонтальному валу от электродвигателя, установленного в укрытии за диффузором.

#### Газоочистное оборудование.

Для очистки дымовых газов от вредных веществ на котлах ТЭЦ-2 применяются мокрые золоуловители – скрубберы МВ-ВТИ с предвключенными трубами Вентури.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой 129 м., диаметром устья 6 и 6,6 м. К трубе №1 подключены котлы ст. № 1-4, к трубе №2 – котлы ст. №5-7.

Фактический выброс вредных веществ в атмосферу составляет 46802 т/г.

#### Топливное хозяйство.

Топливо-транспортное хозяйство проектировалось для приема, хранения и подачи на сжигание карагандинских углей-промпродуктов, для 8 котлов, с производительностью тракта топливоподачи 600 т/ч в главный корпус и 900 т/ч на склад.

В настоящее время станция перешла на сжигание смеси борлинского и куу-чекинского углей.

Тракт топливоподачи состоит из следующих сооружений:

1. Разгрузочное устройство, состоящее из двух роторных четырех опорных вагонопрокидывателей, рассчитанных на разгрузку вагонов грузоподъемностью до 134 т. Компоновка разгрузочного устройства выполнена с перпендикулярным выходом ленточных конвейеров. Дробление угля на решетках приемных бункеров осуществляется дробильно-фрезерными машинами ДФМ-11, из бункеров на ленточные конвейеры топливо подается качающимися питателями.

Управление вагонопрокидывателями и другими механизмами разгрузочного устройства осуществляется со щита разгрузочного устройства. Надвиг вагонов осуществляется локомотивами.

2. Дробильный корпус, оборудованный двумя молотковыми дробилками типа Д20+20 производительностью по 1000 т/ч каждая.

3. Склад топлива емкостью 362730 т, оборудованный ленточными конвейерами выдачи топлива на склад и со склада. Выдача топлива на склад производится из дробильного корпуса, до дробилок, со склада – бульдозерами через загрузочные бункеры с решетками, с помощью

качающихся питателей.

4. Основной тракт топливоподачи, состоящий из ленточных конвейеров 1 и 2 подъема, шириной ленты  $B=1400$  мм. На 2 подъеме топливо взвешивается ленточными весами типа ЛТМ. Для предохранения дробилок и мельниц от поломок металлическими предметами на конвейерах №2 и №3 были установлены электромагнитные сепараторы: шкивные и подвесные.

5. Топливоподача в пределах главного корпуса, где производится загрузка бункеров сырого угля с помощью двухсторонних стационарных плужковых сбрасывателей.

В башне пересыпки главного корпуса установлены пробоотборные установки в комплекте с дробильно-делительной установкой. Щит управления механизмами тракта топливоподачи располагается в пристройки к дробильному корпусу.

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

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

8. Мазутное хозяйство на ТЭЦ – 2 состоит из сливной железнодорожной эстакады длиной 100 м. с приемной емкостью, оснащенной четырьмя погружными насосами типа 12НА22\*6, склада мазута, состоящего из трех металлических резервуаров по 1000 м кубических, и мазутонасосной, заблокированной с маслоапаратной.

Мазутное хозяйство рассчитано на прием восьми 60-тонных железнодорожных цистерн, хранение мазута марки «100» и подачу его в котельное отделение на растопку котлов, до 45 т/ч, давлением  $P=2,2$  МПа, с учетом рециркуляции.

#### Схема промстоков.

В настоящее время отпуск пара внешним потребителям с ТЭЦ – 2 производится, поэтому установка по очистки конденсата отсутствует. Конденсат мазутохозяйства сбрасывается в систему ГЗУ.

Отработанные регенерационные растворы, обессоливающие установки после взаимной нейтрализации отводятся в систему ГЗУ. В настоящее время баланс системы ГЗУ это позволяет.

По проекту нейтрализованные стоки с ХВО подпитки котлов и засоленные воды с ХВО подпитки теплосети должны сбрасываться в городскую канализацию.

Согласованный отвод промышленных стоков ТЭЦ в городскую канализацию составляет 350 т/ч. Отмывочные воды фильтров ХВО после регенерации собираются и используются для последующего взрыхления



фильтрующего материала.

В настоящее время продувка котлов, стоки кислотных промывок и отработанные консервирующие растворы отводятся в систему ГЗУ.

ХВО подпитки котлов.

Химводоочистка подпитки котлов с первой очередью ТЭЦ была запроектирована со следующей схемой работы:

- прямоточная коагуляция;
- фильтрация на механических фильтрах;
- 2 – ступенчатое обессоливание.

Производительность установки – 60 т/ч.

Проектом 2 очереди расширения Алматинской ТЭЦ – 2 предусмотрена новая ХВО подпитки котлов производительностью 101 т/ч. В настоящее время установка находится в работе. Схема ХВО:

- хим. обессоливание воды в 2 ступени, с установкой нового оборудования в новом здании.

Силами эксплуатации ТЭЦ за счет использования фильтров гидрперегрузки увеличена производительность до 140 т/ч.

ХВО подпитки теплосети.

ХВО подпитки теплосети была введена в эксплуатацию одновременно с ХВО подпитки котлов.

ХВО подпитки теплосети с 1 очередью была запроектирована по схеме: водород – катионирование с «голодной» регенерацией (33% - 1400т/ч кислой воды с подмесом 67% - 2200 т/ч исходной воды). Общая производительность – 3300 т/ч. 1 очередь подпитки теплосети демонтирована и со 2 очередью расширения ТЭЦ предусмотрена новая ХВО подпитка теплосети с изменением схемы обработки:

- зимой – подкисление всего потока водопроводной воды серной кислотой, декарбонизация, подщелачивание, затем часть потока (70%) умягчается на натрий – катионитовых фильтрах в 1 ступени, а 30% проходит буферные фильтры;

- летом – подкисление водопроводной воды серной кислотой, декарбонизация, подщелачивание едким натром, буферные фильтры.

Указанная установка в настоящее время находится в эксплуатации. Производительность 9200 т/ч.

Фактически схема работы ХВО отличается от проектной. В зимнем режиме подпиточная вода обрабатывается комплексом ИОМС, который

дозируется непосредственно в исходную воду в главном корпусе, минуя ХВО.

В летнем режиме схема – проектная.

Показатели качества воды и пара.

В зависимости от характера использования воды различными потребителями определяются концентрационные показатели, необходимые для качественной и количественной характеристик воды.

Важнейшими показателями качества воды для использования ее в теплоэнергетике являются:

- концентрация грубодисперсных примесей (ГДП);
- концентрация истинно - растворенных примесей (ионный состав);
- концентрация коррозионно–активных газов;
- концентрация ионов водорода;
- технологические показатели, в которые входят сухой и прокаленный остаток, окисляемость, жесткость, щелочность, кремний содержание, удельная электропроводимость и др.

Концентрация грубодисперсных веществ в воде может быть достаточно точно определена фильтрованием воды через бумажный фильтр с последующим его высушиванием при температуре от 105 до 110 до постоянной массы.

Жесткость воды является одним из важнейших показателей, определяющих пути использования воды в теплоэнергетике.

Удельная электропроводимость воды характеризуется электрической проводимостью слоя воды, находящегося между двумя противоположными гранями куба с длиной ребра, равной 1 см. Она косвенно связана с суммарной концентрацией примесей в истинно растворенном состоянии (солесодержанием). В растворах связь между электропроводимостью и концентрацией ионных примесей зависит от множества факторов, в том числе от температуры, вида ионов, степени диссоциации, что существенно затрудняет измерения. Более определенная связь существует в растворах (проводниках второго рода) при постоянных температуре и степени диссоциации.

Для поддержания заданного нормами качества питательной воды на современных станциях организуют очистку основной ее составляющей – турбинного конденсата.

При использовании современных схем подготовки добавочной воды методом обессоливания остаточное суммарное содержание все ионов в обрабатываемой воде не превышает 0,5 мг/дм<sup>3</sup>, поэтому вклад ионизированных примесей добавочной воды в загрязнение турбинного конденсата минимален. Однако с добавочной

обессоленной водой в циклы могут поступать коллоидные частицы элементов, в том числе в комплексе с органическими веществами. С обработанной добавочной водой в циклы подаются также растворенные кислород и азот.

Количественное содержание загрязняющих примесей в турбинных конденсатах зависит не только от химического состава охлаждающей и добавочной вод, но и от ряда режимных факторов. Так, содержание продуктов коррозии железа в турбинном конденсате обычно составляет 10-20 мкг/дм<sup>3</sup> в период эксплуатации энергоблоков со стабильной электрической нагрузкой, а в пусковой период повышается до 250-500 мкг/дм<sup>3</sup> за счет интенсивного смыва ранее образовавшихся отложений.

Технико-экономические показатели АлЭС ТЭЦ-2 за 2006 г.

<b>Наименование показателя, единица измерения</b>	<b>Размер</b>
Установленная электрическая мощность, МВт	510
Располагаемая электрическая мощность, МВт	386,5
Годовая выработка электроэнергии, МВтч	1749257
Годовой отпуск электроэнергии, МВтч	1432322
Расход условного топлива на отпуск э/э, г/кВтч	287,1
Установленная тепловая мощность, Гкал	1176
Располагаемая тепловая мощность, Гкал	767,5
Годовой отпуск тепла, Гкал	2773602
Расход условного топлива на отпуск тепла, кг/Гкал	202,1
Годовое потребление топлива, тонн:	
Уголь	1648794
Мазут	25146

### 1.3. Расчет тепловой схемы ТЭЦ

#### 1.3.1. Составление тепловой схемы турбины Т-110/120-130

Характеристика турбоустановки при номинальном режиме

Электрическая мощность,  $N_e$ , МВт

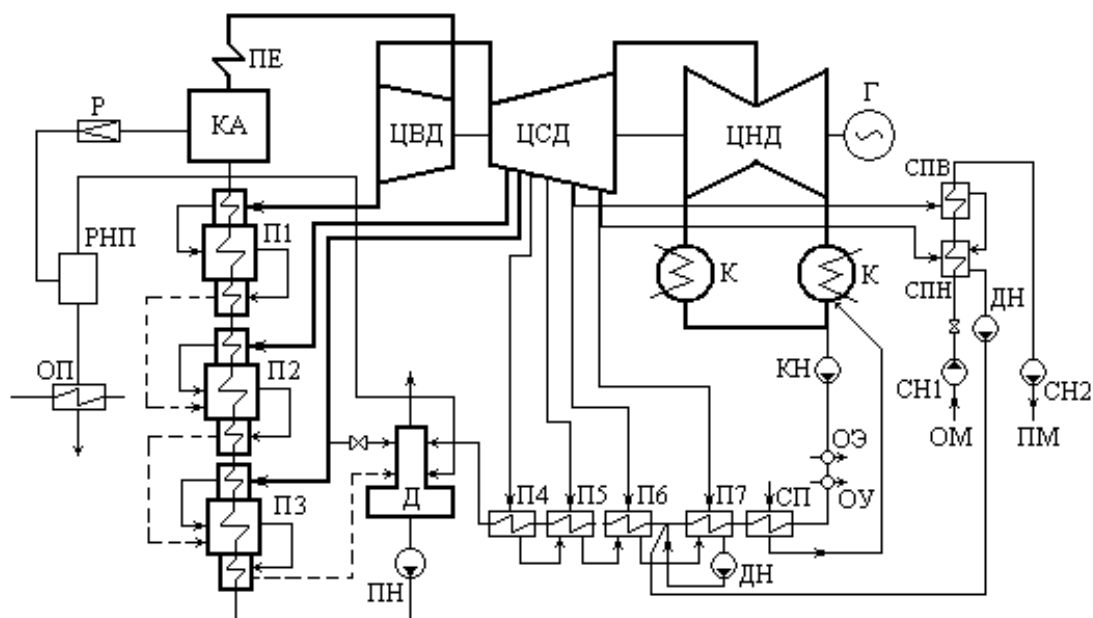
110

Тепловая мощность теплофикационного отбора, $Q_T$ , МВт	200	
Расход острого пара, т/ч	445	
Внутренний относительный КПД турбины, $\eta$	$\eta_1$	0,80
	$\eta_2$	0,82
	$\eta_3$	0,70
	$\eta_4$	0,37
Давление пара в отборах:	$P_1$ , МПа	3,2
	$P_2$ , МПа	2,2
	$P_3$ , МПа	0,9
	$P_4$ , МПа	0,51
	$P_5$ , МПа	0,28
	$P_6$ , МПа	0,172
	$P_7$ , МПа	0,0626
	$P_k$ , МПа	0,018

Тепловую схему составляем исходя из стандартной заводской схемы, рис.1.

Из принципиальной тепловой схемы, рис.1. видно, что пар после котла поступает на турбину. Отработавший пар поступает в конденсатор. После конденсатора, конденсат, конденсатными насосами через группу ПНД подается в деаэратор. После деаэратора, питательная вода, питательным насосом подается через группу ПВД обратно в котел. На этом цикл замыкается.

Турбина имеет два регулируемых теплофикационных отбора пара на верхний и нижний сетевые подогреватели. Обратная сетевая вода подается сетевым насосом через нижний и верхний сетевые подогреватели в прямую магистраль.



### 1.3.2. Построение процесса расширения пара в турбине в h-s диаграмме

На основе заданных параметров перегретого пара, давления в конденсаторе, внутренних относительных КПД отсеков турбины, давления нерегулируемых отборов пара строится процесс расширения пара в турбине в h-s диаграмме.

Начальные параметры пара  $P_o = 12,75$  МПа;  $t_o = 545$  °С;

Находим точку «0»,  $h_o = 3456$  кДж/кг;

Дросселирование в регулирующих клапанах принимаем 8%:

$$P'_o = 0,92 \cdot P_o = 0,92 \cdot 12,75 = 11,73 \text{ МПа};$$

Из точки «0'» опускаем прямую (рис.2) до  $P_1 = 2,94$  МПа,  $h_{1a} = 3040$  кДж/кг;

Энтальпии пара в точках 1,6,7 и К определяем соответственно:

$$h_1 = h_o - \eta_1 \cdot (h_o - h_{1a}) = 3456 - (3456 - 3040) \cdot 0,75 = 3144 \text{ кДж/кг};$$

$$h_6 = h_1 - \eta_2 \cdot (h_1 - h_{6a}) = 3144 - (3144 - 2556) \cdot 0,8 = 2674 \text{ кДж/кг};$$

$$h_7 = h_6 - \eta_3 \cdot (h_6 - h_{7a}) = 2674 - (2674 - 2562) \cdot 0,7 = 2596 \text{ кДж/кг};$$

$$h_k = h_7 - \eta_4 \cdot (h_7 - h_{ka}) = 2596 - (2596 - 2334) \cdot 0,29 = 2520 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпии пара в остальных точках определяем на пересечении изобар с линией процесса расширения пара в турбине:  $h_2 = 3070$  кДж/кг;

$$h_3 = 2940 \text{ кДж/кг}; h_4 = 2850 \text{ кДж/кг}; h_5 = 2750 \text{ кДж/кг};$$

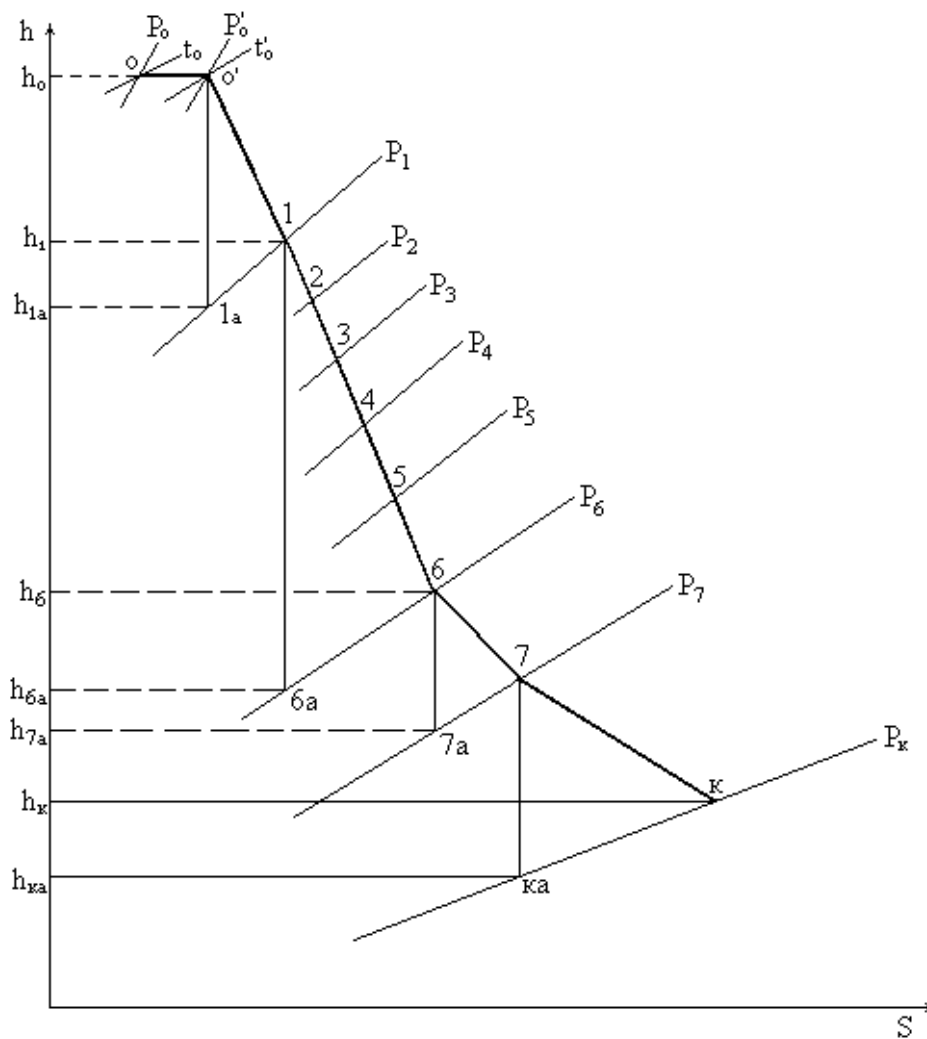


Рис. 2. Процесс расширения пара в турбине в h-s диаграмме

### 1.3.3. Составление таблицы параметров пара и воды

Значения давлений и энтальпий пара из процесса расширения пара в турбине в h-s диаграмме заносим в таблицу 1.

Температура воды за подогревателем:

$$t_{вi} = t_{нi} - \delta t ;$$

где недогрев воды  $\delta t$  в ПВД  $3^\circ\text{C}$ , в ПНД  $5^\circ\text{C}$ .

Температура конденсата из охладителя ОК (только для ПВД):

$$t_{\text{ок}} = t_{\text{ни}} - \Delta t_{\text{ок}}; \quad \text{где } \Delta t = 8^\circ\text{C}.$$

Давление пара в ПВД и ПНД принимается с учётом 8% потерь в паропроводах.

Давление воды после подогревателей с учётом потерь давления:

- в ПВД 0,25 МПа
- в ПНД 0,10 МПа

Давление создаваемое питательным насосом  $P_{\text{пн}} = 17,5$  МПа,  
конденсатным насосом  $P_{\text{кн}} = 2,0$  МПа.

Энтальпия питательной воды после ПН

$$h_{\text{пн}} = h'_d + [(P_{\text{пн}} - P_{\text{вс}}) \cdot v_{\text{ср}}] / \eta_n = 670,4 + [(17,5 - 0,8) \cdot 0,001095] / 0,82 = 692,7 \text{ кДж/кг};$$

где КПД насоса  $\eta_n = 0,82$ ;

Средний удельный объём воды в питательном насосе:

$$v_{\text{ср}} = (v_{\text{пн}} + v_{\text{вс}}) / 2 = (0,00109 + 0,0011) / 2 = 0,001095 \text{ м}^3/\text{кг};$$

Таблица параметров пара и воды

Таблица 1

№ п/п	Параметры	Обозн.	Характерные точки										
			0	1	2	3	Д	4	5	6	7	К	
1	Давление пара в отборе, МПа	$P_1$	12,75	2,94	1,86	0,93	0,93	0,54	0,29	0,1728	0,0626	0,018	
2	То же в подогревателе, МПа	$P_{нд}$	12,75	2,72	1,71	0,855	0,6	0,497	0,267	0,16	0,058	0,018	
3	Энтальпия пара, кДж/кг	$h_1$	3456	3144	3070	2940	2940	2850	2750	2674	2596	2520	
4	Температура насыщения, град	$t_{нд}$		228	204	177	159	151	129	113	85	57	
5	Энтальпия насыщения, кДж/кг	$h_{нд}$		982	871,8	748	670,4	640	545	475	415	242	
6	Температура воды после подогревателя, град	$t_{в1}$		225	201	174	159	146	124	108	80	57	
7	Давление воды после подогревателя, МПа	$P_{в1}$		17	17,25	17,5	0,6	1,7	1,8	1,9	2		
8	Энтальпия воды после подогревателя, кДж/кг	$h_{в1}$		972	868	752	670,4	619	524	454	391	242	
9	Температура конденсата за ОК, град	$t_{ок}$		220	196	168	-						
10	Энтальпия конденсата за ОК, кДж/кг	$h_{ок}$		924	823	705	-						
11	Температур. кДж/кг	$H_1$		311	385	515	515	605	705	781	859	935	
12	Кoeffициент недовыработки	$Y_1$		0,6529	0,570	0,425	0,425	0,325	0,213	0,128	0,04129	-	

### 1.3.4. Расчёт тепловой схемы



### 1) Предварительная оценка расхода пара на турбину

$$D_o = 1,17 \cdot [N / (H \cdot \eta_m \cdot \eta_T) + y_6 \cdot D_{св} + y_7 \cdot D_{спн}] =$$
$$= 1,17 \cdot [110 \cdot 10^3 / (935 \cdot 0,98 \cdot 0,98) + 0,128 \cdot 56,33 + 0,041 \cdot 47,13] = 144,5$$

кг/с;

где номинальная мощность  $N = 110 \cdot 10^3$  кВт,  
полный теплоперепад  $H = 935$  кДж/кг;

Расходы пара на теплофикацию:

$$D_{св} = [G_{св} \cdot (t_{св} - t_{спн}) \cdot C_p / (h_6 - h'_6) \cdot \eta_{п}] =$$
$$= [1035 \cdot (108 - 80) \cdot 4,19 / (2674 - 475) \cdot 0,98] = 56,33 \text{ кг/с};$$

где расход сетевой воды  $G_{св} = 1035$  кг/с;

$$G_{св} = Q_T / c_{в} (t_{св} - t_{ом}) = 200 \cdot 10^3 / 4,19 \cdot (108 - 60) = 1035 \text{ кг/с};$$

Температура воды до и после сетевых подогревателей  
 $t_{св} = 108$  °С ;  $t_{спн} = 80$  °С;  $t_{ом} = 60$  °С;

$$D_{спн} = [G_{св} \cdot (t_{спн} - t_{вп}) \cdot C_p - D_{св} \cdot (h'_6 - h'_7) \cdot \eta_{п}] / (h_7 - h'_7) \cdot \eta_{п} =$$
$$= [1035 \cdot (80 - 60) \cdot 4,19 - 56,33 \cdot (475 - 391) \cdot 0,98] / (2596 - 391) \cdot 0,98 =$$

47,13 кг/с;

### 2) необходимая паропроизводительность котлов

$$D_{ка} = (1 + \alpha_{ут}) \cdot D_o = (1 + 0,02) \cdot 144,5 = 147,4 \text{ кг/с};$$

где  $\alpha_{ут} = 0,02$  ; утечки пара  $D_{ут} = \alpha_{ут} \cdot D_o = 0,02 \cdot 144,5 = 2,9$  кг/с;

### 3) Расход питательной воды

$$D_{пв} = (1 + \alpha_{пр}) \cdot D_{ка} = (1 + 0,012) \cdot 147,4 = 149,2 \text{ кг/с};$$

где доля продувки  $\alpha_{пр} = 0,012$  ;  $D_{пр} = \alpha_{пр} \cdot D_{ка} = 0,012 \cdot 147,4 = 1,8$  кг/с;

### 4) Расчёт расширителя непрерывной продувки

Уравнения теплового и материального баланса РНП:

$$D_{\text{пр}} \cdot h_{\text{кв}} \cdot \eta_{\text{рнп}} = D_{\text{рнп}} \cdot h''_{\text{р}} + D'_{\text{пр}} \cdot h'_{\text{пр}};$$

$$D_{\text{пр}} = D_{\text{рнп}} + D'_{\text{пр}};$$

Расход пара из РНП:

$$\begin{aligned} D_{\text{рнп}} &= D_{\text{пр}} \cdot [(h_{\text{кв}} \cdot \eta_{\text{рнп}} - h'_{\text{пр}}) / (h''_{\text{р}} - h'_{\text{пр}})] = \\ &= 1,8 \cdot [(1620 \cdot 0,98 - 697,1) / (2763 - 697,1)] = 0,8 \text{ кг/с}; \end{aligned}$$

где параметры пара и воды в РНП:  $P_{\text{рнп}} = 0,7 \text{ МПа}$ ;  $h'_{\text{пр}} = 697,1 \text{ кДж/кг}$ ;

$$h''_{\text{р}} = 2763 \text{ кДж/кг};$$

при  $P_6 = 15,2 \text{ МПа}$ ,  $h_{\text{кв}} = 1620 \text{ кДж/кг}$ ;

$$D'_{\text{пр}} = D_{\text{пр}} - D_{\text{рнп}} = 1,8 - 0,8 = 1,0 \text{ кг/с};$$

Уравнение теплового и баланса охладителя продувки:

$$D'_{\text{пр}} \cdot (h'_{\text{пр}} - h_{\text{сл}}) \cdot \eta_{\text{оп}} = G_{\text{хв}} \cdot (h_{\text{оп}} - h_{\text{хв}}); \text{ где } G_{\text{хв}} = D'_{\text{пр}} + D_{\text{ут}} = 1,0 + 2,9 = 3,9 \text{ кг/с};$$

$$\text{Энтальпии воды: } h_{\text{сл}} = C_p \cdot t_{\text{сл}} = 4,19 \cdot 60 = 251,4 \text{ кДж/кг};$$

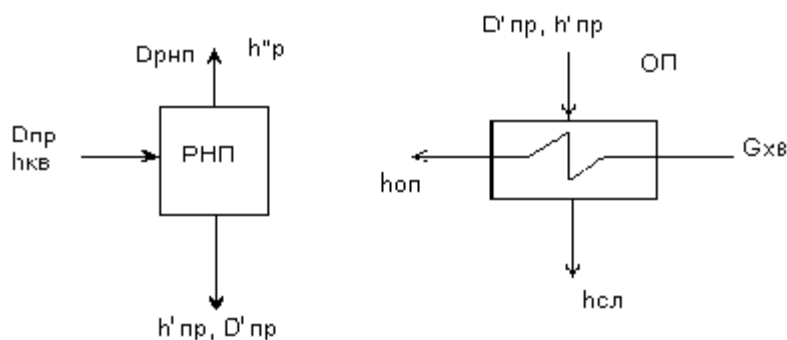
$$h_{\text{хв}} = C_p \cdot t_{\text{хв}} = 4,19 \cdot 5 = 21 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпия воды после охладителя продувки:

$$h_{\text{оп}} = [D'_{\text{пр}} \cdot (h'_{\text{пр}} - h_{\text{сл}}) \cdot \eta_{\text{оп}} + G_{\text{хв}} \cdot h_{\text{хв}}] / G_{\text{хв}} =$$

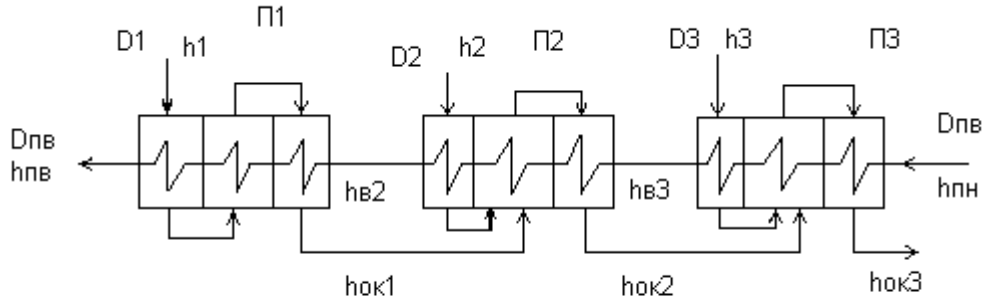
$$= [1,0 \cdot (697,1 - 251,4) \cdot 0,98 + 3,9 \cdot 21] / 3,9 = 134,8 \text{ кДж/кг}$$

Схемы РНП и охладителя продувки (ОП) показаны на рисунках.



## 5) Расчёт ПВД

Представим расчётную схему ПВД



Расчётная схема группы ПВД

Составим уравнения теплового баланса подогревателей П1, П2, П3 и определим расходы пара на эти подогреватели из отборов турбины.

$$\text{П1: } D_1 \cdot (h_1 - h_{ок1}) = D_{пв} \cdot (h_{пв} - h_{в2}) \cdot k ;$$

$$D_1 = D_{пв} \cdot (h_{пв} - h_{в2}) \cdot k / (h_1 - h_{ок1}) = 149,2 \cdot (972 - 868) \cdot 1,02 / (3144 - 924) = 7,13 \text{ кг/с};$$

$$\text{где } k = 1/\eta_{п} = 1/0,98 = 1,02;$$

$$\text{П2: } D_2 \cdot (h_2 - h_{ок2}) + D_1 \cdot (h_{ок1} - h_{ок2}) = D_{пв} \cdot (h_{в2} - h_{в3}) \cdot k ;$$

$$D_2 = [D_{пв} \cdot (h_{в2} - h_{в3}) \cdot k - D_1 \cdot (h_{ок1} - h_{ок2})] / (h_2 - h_{ок2}) =$$

$$= [149,2 \cdot (868 - 752) \cdot 1,02 - 7,13 \cdot (924 - 823)] / (3070 - 823) = 7,5 \text{ кг/с};$$

$$\text{П3: } D_3 \cdot (h_3 - h_{ок3}) + (D_1 + D_2) \cdot (h_{ок2} - h_{ок3}) = D_{пв} \cdot (h_{в3} - h_{пн}) \cdot k ;$$

$$D_3 = [D_{пв} \cdot (h_{в3} - h_{пн}) \cdot k - (D_1 + D_2) \cdot (h_{ок2} - h_{ок3})] / (h_3 - h_{ок3}) =$$

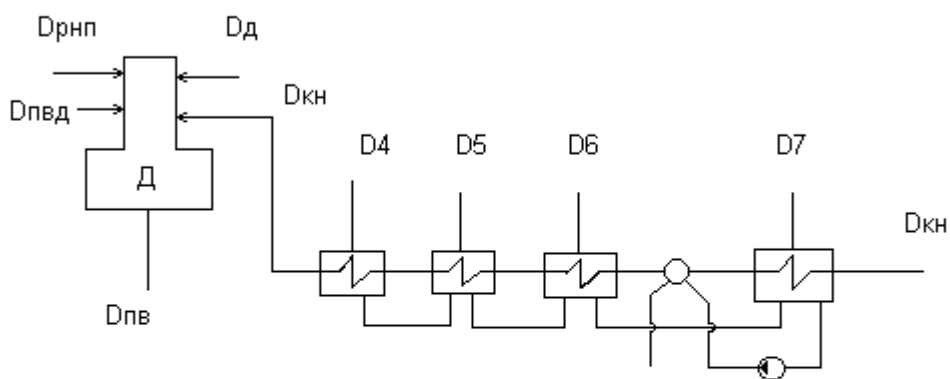
$$= [149,2 \cdot (752 - 692,7) \cdot 1,02 - (7,13 + 7,5) \cdot (823 - 705)] / (2900 - 705) = 3,26 \text{ кг/с};$$

$$\text{где по данным расчёта П.5 имеем } h_{пн} = 692,7 \text{ кДж/кг};$$

$$D_{пвд} = D_1 + D_2 + D_3 = 7,13 + 7,5 + 3,26 = 17,9 \text{ кг/с};$$

## б) Расчёт деаэратора и группы ПНД

### Расчётная схема группы ПНД с деаэратором



Расчётная схема деаэратора и группы ПНД

Составляем уравнения теплового и материального баланса и определяем расходы пара на деаэратор и ПНД.

$$\text{Деаэратор: } D_{\text{кн}} + D_{\text{рнп}} + D_{\text{пвд}} + D_{\text{д}} = D_{\text{пв}};$$

$$D_{\text{кн}} \cdot h_{\text{в4}} + D_{\text{рнп}} \cdot h''_{\text{р}} \cdot \eta_{\text{д}} + D_{\text{пвд}} \cdot h_{\text{ок3}} + D_{\text{д}} \cdot h_{\text{з}} \cdot \eta_{\text{д}} = D_{\text{пв}} \cdot h'_{\text{д}};$$

$$D_{\text{д}} = [D_{\text{пв}} \cdot (h'_{\text{д}} - h_{\text{в4}}) - D_{\text{рнп}} \cdot (h''_{\text{р}} \cdot \eta_{\text{д}} - h_{\text{в4}}) - D_{\text{пвд}} \cdot (h_{\text{ок3}} - h_{\text{в4}})] / (h_{\text{з}} \cdot \eta_{\text{д}} - h_{\text{в4}}) =$$

$$= [149,2 \cdot (670,4 - 619) - 0,8 \cdot (2763 \cdot 0,98 - 619) - 17,9 \cdot (705 - 619)] / (2940 \cdot 0,98 - 619) = 2,0 \text{ кг/с};$$

$$D_{\text{кн}} = D_{\text{пв}} - (D_{\text{рнп}} + D_{\text{пвд}} + D_{\text{д}}) = 149,2 - (0,8 + 17,9 + 2,0) = 128,5 \text{ кг/с};$$

$$\text{П4: } D_4 \cdot (h_4 - h'_4) = D_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в4}} - h_{\text{в5}}) \cdot k;$$

$$D_4 = [D_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в4}} - h_{\text{в5}}) \cdot k] / (h_4 - h'_4) = [128,5 \cdot (619 - 524) \cdot 1,02] / (2850 - 640) = 5,6 \text{ кг/с};$$

$$\text{П5: } D_5 \cdot (h_5 - h'_5) + D_4 \cdot (h'_4 - h'_5) = D_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в5}} - h_{\text{в6}}) \cdot k;$$

$$D_5 = [D_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в5}} - h_{\text{в6}}) \cdot k - D_4 \cdot (h'_4 - h'_5)] / (h_5 - h'_5) =$$

$$= [128,5 \cdot (524 - 454) \cdot 1,02 - 5,6 \cdot (640 - 545)] / (2750 - 545) = 4,4 \text{ кг/с};$$

Уравнения теплового баланса для П6, СМ, П7:

$$\text{П6: } D_6 \cdot (h_6 - h'_6) + (D_4 + D_5) \cdot (h'_5 - h'_6) = D_{\text{KH}} \cdot (h_{\text{B6}} - h_{\text{CM}}) \cdot k ;$$

$$\text{СМ: } D_{\text{KH}} \cdot h_{\text{CM}} = (D_{\text{СПН}} + D_{\text{СПВ}}) \cdot h'_7 + (D_4 + D_5 + D_6 + D_7) \cdot h'_7 + D'_{\text{KH}} \cdot h_{\text{B7}} ;$$

$$D_{\text{KH}} = (D_{\text{СПН}} + D_{\text{СПВ}}) + (D_4 + D_5 + D_6 + D_7) + D'_{\text{KH}} ;$$

$$\text{П7: } D_7 \cdot (h_7 - h'_7) + (D_4 + D_5 + D_6) \cdot (h'_6 - h'_7) = D'_{\text{KH}} \cdot (h_{\text{B7}} - h_{\text{BK}}) \cdot k ;$$

Решаем совместно эти уравнения:

$$D_6 \cdot (2674 - 475) + (5,6 + 4,4) \cdot (545 - 475) = 128,5 \cdot (454 - h_{\text{CM}}) \cdot 1,02;$$

$$128,5 \cdot h_{\text{CM}} = (56,33 + 47,13) \cdot 415 + (5,6 + 4,4 + D_6 + D_7) \cdot 415 + D'_{\text{KH}} \cdot 391;$$

$$128,5 = (56,33 + 47,13) + (5,6 + 4,4 + D_6 + D_7) + D'_{\text{KH}} ;$$

$$D_7 \cdot (2596 - 415) + (5,6 + 4,4 + D_6) \cdot (475 - 415) = D'_{\text{KH}} \cdot (391 - 242) \cdot 1,02;$$

Определяем расходы пара  $D_6 = 0,51$  кг/с;  $D_7 = 1,06$  кг/с;  $D'_{\text{KH}} = 13,4$  кг/с;

$$h_{\text{CM}} = 440 \text{ кДж/кг};$$

### 7) Энергетический баланс

Проверка правильности определения расходов пара в отборы:

$$N_i = D_i \cdot (h_o - h_i) \cdot \eta_m \cdot \eta_r = D_i \cdot H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r ;$$

$$N_1 = 7,13 \cdot 311 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 2128 \text{ кВт};$$

$$N_2 = 7,5 \cdot 385 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 2843 \text{ кВт};$$

$$N_3 = (3,26 + 2,0) \cdot 515 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 2659 \text{ кВт};$$

$$N_4 = 5,6 \cdot 605 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 3337 \text{ кВт};$$

$$N_5 = 4,4 \cdot 705 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 3041 \text{ кВт};$$

$$N_6 = (0,51 + 56,33) \cdot 781 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 43508 \text{ кВт};$$

$$N_7 = (1,06 + 47,13) \cdot 859 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 40566 \text{ кВт};$$

$$N_K = 13,4 \cdot 952 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 12275 \text{ кВт};$$

$$\sum N_i = 110357 \text{ кВт};$$

$$\Delta N = [(110357 - 110000) / 110000] \cdot 100\% = 0,32 \% < 0,5 \% ;$$

## 8) Технико-экономические показатели турбоустановки

Расход тепла на турбоустановку

$$Q_{\text{ту}} = D_o \cdot (h_o - h_{\text{пв}}) = 144,5 \cdot (3456 - 972) = 358944,5 \text{ кВт};$$

Расход тепла на производство электрической энергии

$$Q_{\text{э}} = Q_{\text{ту}} - Q_{\text{т}} = 358944,5 - 200000 = 158944,5 \text{ кВт};$$

где расход тепла на теплофикацию  $Q_{\text{т}} = Q''' = 200 \text{ МВт} = 200000 \text{ кВт};$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии

$$\eta_{\text{ту}} = N / Q_{\text{э}} = 110000 / 158944,5 = 0,694 ;$$

КПД ТЭЦ по отпуску тепловой энергии

$$\eta_{\text{т}} = \eta_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ка}} = 0,98 \cdot 0,98 \cdot 0,90 = 0,8644;$$

Абсолютный КПД турбоустановки по производству электроэнергии

$$\eta_{\text{э}} = \eta_{\text{ту}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ка}} = 0,694 \cdot 0,98 \cdot 0,90 = 0,61;$$

Удельный расход условного топлива по производству электроэнергии

$$b_{\text{э}} = 0,123 / \eta_{\text{э}} = 0,123 / 0,61 = 0,202 \text{ кг ут/кВтч};$$

Удельный расход условного топлива по отпуску тепла

$$b_{\text{т}} = 143 / \eta_{\text{т}} = 143 / 0,8644 = 165,5 \text{ кг ут/Гкал} = 39,48 \text{ кг ут/ ГДж};$$

Годовая выработка электроэнергии

$$\mathcal{E}_{\text{т}} = N_{\text{уст}} \cdot \tau_{\text{у}} = 110000 \cdot 6000 = 660 \cdot 10^6 \text{ кВтч/год};$$

где  $\tau_{\text{у}} = 6000 \text{ ч/год}$  – число часов использования установленной мощности.

Годовой отпуск тепла  $Q_{\text{т}}^{\text{Г}} = Q_{\text{т}} \cdot \tau_{\text{у}} = 200 \cdot 6000 = 1200 \text{ ГДж/год};$

## 1.4. Выбор вспомогательного оборудования

### 1.4.1. Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции

#### 1.4.1.1. Оборудование, поставляемое в комплекте с турбиной Т-110/120-130

Регенеративные подогреватели высокого давления (ПВД)

	Тип	Поверхность, м <sup>2</sup>	Расход воды, т/ч	Давление, МПа
1	ПВ-425-230-35	425	500	18,5
2	ПВ-425-230-23	425	500	18,5
3	ПВ-425-230-13	425	500	18,5

Регенеративные подогреватели низкого давления (ПНД)

	Тип	Поверхность, м <sup>2</sup>	Расход воды, т/ч	Давление, МПа
4	ПН-250-26-8	425	480	1,6
5	ПН-250-26-8	425	480	1,6
6	ПН-250-26-7	425	480	1,6
7	ПН-250-26-7	425	480	1,6

Охладитель пара сальниковый типа ПН-100-16-7-II ,  
поверхность  $H = 100 \text{ м}^2$  , расход воды  $D_B = 470 \text{ т/ч}$ ;

Конденсатор турбины КГ2-6200-2

- поверхность  $H = 6200 \text{ м}^2$  ;

- расход охлаждающей воды  $G_B = 16000 \text{ м}^3/\text{ч}$  ;

- давление в паровом пространстве  $P_K = 0,0035 \text{ МПа}$ .

Конденсатные насосы

- типа КСВ-500-150 , подача  $Q_B = 500 \text{ т/ч}$ ; напор  $H = 150 \text{ м}$  ; (3 насоса).

Эжекторы

- основной пароструйный типа ЭП-3-2 (2шт.);

- пусковой типа ЭП-1-1100-1;
- эжектор отсоса уплотнений ХЭ-90-550

#### 1.4.1.2. Выбор сепараторов непрерывной продувки

Величина продувки котлов, составляет 1% от их паровой производительности

$$D_{\text{пр}} = 0,01 \cdot D_{\text{ку}} = 0,01 \cdot 420 = 4,2 \text{ т/ч},$$

Параметры продувки:

энтальпия продувочной воды при  $P_6 = 15,8 \text{ МПа}$ ,  $h_{\text{прод}} = 1620 \text{ кДж/кг}$ ,  
энтальпия отсепарированного пара при  $P_{\text{рнп}} = 0,7 \text{ МПа}$ ,  $h_{\text{сеп}} = 2693 \text{ кДж/кг}$ ,

энтальпия воды из РНП при  $P_{\text{рнп}} = 0,7 \text{ МПа}$ ,  $h_{\text{в сеп}} = 467,2 \text{ кДж/кг}$ ,

Количество отсепарированного пара в РНП

$$D_{\text{сеп}} = D_{\text{пр}}(h_{\text{прод}} \cdot \eta_{\text{сеп}} - h_{\text{в сеп}})/(h_{\text{сеп}} - h_{\text{в сеп}}),$$
$$= 4,2 \cdot (1620 \cdot 0,98 - 467,2)/(2693 - 467,2) = 2,1 \text{ т/ч}$$

Объем пара образующегося в РНП

$$v_{\text{рнп}} = v'' \cdot D_{\text{сеп}} = 0,2727 \cdot 2100 = 580 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где при  $P_{\text{рнп}} = 0,7 \text{ МПа}$ , удельный объем сухого пара  $v'' = 0,2727 \text{ м}^3/\text{кг}$

Необходимый объем РНП

$$V_{\text{рнп}} = v_{\text{рнп}} / H = 580/1000 = 0,58 \text{ м}^3$$

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

Выбираем к установке (РНП) сепаратор непрерывной продувки типа СП-0,7 емкость одного РНП  $0,7 \text{ м}^3$ , давление  $0,7 \text{ МПа}$ , наружный диаметр  $D_{\text{нар}} = 630 \text{ мм}$ , выпускаемый котельным заводом г. Таганрог (ТКЗ).

Количество воды из РНП

$$G_{\text{в сеп}} = D_{\text{пр}} - D_{\text{сеп}} = 4,2 - 2,1 = 2,1 \text{ т/ч},$$

Вода поступает в охладитель продувки.



### 1.4.1.3. Расчет и выбор деаэратора

Производительность деаэраторов высокого давления выбирается по максимальному расходу питательной воды на котлы.

На ТЭЦ с поперечными связями устанавливаются деаэраторы устанавливаются с запасом работы на 7 мин. согласно нормам проектирования [1].

Максимальный расход питательной воды

$$D_{пв} = (1 + \alpha_{сн}) \cdot n_{ка} \cdot D_{ка} = (1 + 0,01) \cdot 1 \cdot 420 = 424 \text{ т/ч};$$

Минимальная полезная вместимость всех деаэраторных баков (БДП)

$$V_{БДП} = \tau \cdot \frac{v \cdot D_{пв}}{60} = 7,0 \cdot \frac{1,1 \cdot 424}{60} = 54,4 \text{ м}^3;$$

где удельный объем воды  $v = 1,1 \text{ м}^3/\text{т}$ .

По стандарту выбираем деаэратор типа ДП-500-65 с деаэраторным баком БДП-65 повышенного давления, полезной емкостью  $65 \text{ м}^3$ . Абсолютное давление в деаэраторе  $0,6 \text{ МПа}$ .

### 1.4.1.4. Выбор питательных насосов

По нормам [1] подача питательных насосов определяется максимальным расходом питательной воды с запасом не менее 5 %.

Подача питательных насосов

$$D_{пн} = 1,05 \cdot D_{пв} = 1,05 \cdot 420 = 441 \text{ т/ч};$$

где расход питательной воды  $D_{пв} = 420 \text{ т/ч}$ ;

С учетом подачи питательных насосов, давления  $18 \text{ МПа}$  и температуры питательной воды  $240 \text{ }^\circ\text{C}$ , по стандарту выбираем к установке четыре питательных электронасоса типа ПЭ-580-185/200-2 с электроприводом.

### 1.4.1.5. Выбор оборудования сетевой установки

По заданной тепловой мощности отборов турбин выбираются сетевые подогреватели.

Турбина Т-110/120-130 имеет мощность теплофикационных отборов

равный 200 МВт.

Производительность по воде

$$G_{\text{св}} = 3,6 \cdot Q_{\text{пт}} / C_{\text{в}} \cdot (t_{\text{пм}} - t_{\text{ом}}) = 3,6 \cdot 200 \cdot 10^3 / 4,19 \cdot (108 - 60) = 3580 \text{ т/ч}$$

Выбираем два подогревателя вертикального типа: ПСГ-1300-3-8, производительность по воде 3600 т/ч.

4.1.6. Выбор типоразмера главных паропроводов и питательных линий

Схема расположения паропроводов и питательных линий показана на принципиальной расчетной тепловой схеме рис.1.

1) Паропроводы острого пара от магистрали к турбинам

Внутренний диаметр паропровода

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{D \cdot v}{w \cdot n}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{485 \cdot 0,0245}{60 \cdot 1}} = 0,265 \text{ м};$$

где  $D_{\text{ка}} = 485 \text{ т/ч}$  – расход пара на турбину;  
 $v = 0,0245 \text{ м}^3/\text{кг}$  – удельный объем пара;  
 $w = 60 \text{ м/с}$  – скорость перегретого пара в паропроводе;  
 $n = 1$  – число ниток паропроводов.

По стандарту выбираем стальную трубу из Ст. 12Х1МФ,  $D_{\text{вн}} = 287 \text{ мм}$ ;  $D \times S = 377 \times 45 \text{ мм}$ , ТУ 14-3-460-95.

2) Питательная линия на котел

Внутренний диаметр питательного трубопровода

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{D \cdot v}{w \cdot n}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{433 \cdot 0,0012}{6 \cdot 1}} = 0,175 \text{ м};$$

где  $D = 440 \text{ т/ч}$  – расход питательной воды на котел;  
 $v = 0,0012 \text{ м}^3/\text{кг}$  – удельный объем воды;  
 $w = 6 \text{ м/с}$  – скорость воды в трубопроводе;  
 $n = 1$  – число ниток трубопроводов.

По стандарту выбираем стальную трубу из Ст. 15ГС,  $D_{\text{вн}} = 187 \text{ мм}$ ;  $D \times S = 219 \times 16 \text{ мм}$ , ТУ 14-3-460-95.

## 1.4.2. Котельно-вспомогательное оборудование

1) Определение часового расхода топлива на котельную установку

По данным теплового расчета выбран к установке котел типа БКЗ-420-140.

Котельный агрегат предназначен для работы на твердом топливе Экибастузском угле. Котел барабанный, на высокие параметры пара, выполнен по Т-образной сомкнутой компоновке, однокорпусный, устанавливается в закрытом здании.

Котел выполнен с твердым шлакоудалением.

### Техническая характеристика котла

Номинальная паропроизводительность, т/ч	420
Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup> :	140
Температура острого пара, °С:	555
Температура: питательной воды	230
уходящих газов	130
КПД (брутто) гарантийный, %	91
Габаритные размеры котла, м:	
ширина по осям колонн	11,15
глубина по осям колонн	17,44
Высота до верхней балке	39,1
Изготовитель Барнаульский котельный завод (БКЗ)	

Элементарный состав топлива – Экибастузского каменного угля

$W^P$ , %	$A^P$ , %	$S^P$ , %	$C^P$ , %	$H^P$ , %	$O^P$ , %	$N^P$ , %	$\text{г}^P$ , %	$K_{\text{ло}}$	$Q^P_{\text{н}}$ , кДж/кг
7,0	38,1	0,8	43,4	2,9	0,8	7,0	30	1,35	16760

### 1.4.2.1. Расчет КПД котла

Расчет производится по обратному тепловому балансу:

$$\eta_{\text{ка}} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6 = 100 - 5,08 - 0 - 1,5 - 0,4 - 0,07 = 92,95 \%$$

где потери тепла с уходящими газами

$$q_2 = (J_{\text{yx}} - \alpha_{\text{yx}} \cdot J^0_{\text{xb}}) \cdot (100 - q_4) / Q^P_{\text{p}} = (1085 - 1,28 \cdot 176) \cdot (100 - 1) / 16760 =$$

5,08 %

где энтальпия уходящих газов при температуре уходящих газов  $t_{yx} = 130$  °С, с учетом сжигания Экибастузского угля.

$$J_{yx} = J_{\Gamma}^0 + (\alpha_{yx} - 1) \cdot J_{\text{в}}^0 = 871 + (1,28 - 1) \cdot 764 = 1085 \text{ кДж/кг}$$

где  $\alpha_{yx} = \alpha_{\Gamma} + \Delta\alpha_{\text{шпп}} + \Delta\alpha_{\text{пп}} + \Delta\alpha_{\text{вэ}} + \Delta\alpha_{\text{твп}} = 1,2 + 0 + 0,03 + 0,02 + 0,03 = 1,28$

По данным Нормативного метода для Экибастузского угля имеем:

Энтальпии воздуха и газов:

$$\begin{aligned} J_{\text{хв}}^0 &= 176 \text{ кДж/кг} \quad \text{при} \quad t_{\text{хв}} = 30 \text{ °С} \\ J_{\text{в}}^0 &= 764 \text{ кДж/кг} \quad \text{при} \quad t_{\text{в}} = t_{\text{yx}} = 130 \text{ °С} \\ J_{\Gamma}^0 &= 871 \text{ кДж/кг} \quad \text{при} \quad t_{\text{yx}} = 130 \text{ °С}; \end{aligned}$$

Потери тепла с :

- механическим недожогом  $q_4 = 1,5 \%$  ,
- химическим недожогом  $q_3 = 0 \%$  ,
- через обмуровку  $q_5 = 0,4 \%$  .

Для котла БКЗ-420-140 на твердом топливе, без подвода внешнего тепла

$$Q_{\text{р}}^{\text{п}} = Q_{\text{н}}^{\text{п}} .$$

Потери тепла со шлаком

$$q_6 = a_{\text{шл}} \cdot (c_{\text{в шл}}) \cdot A^{\text{п}} / Q_{\text{р}}^{\text{п}} = 0,05 \cdot 560,6 \cdot 38,1 / 16760 = 0,07 \%$$

при твердом шлакоудалении  $a_{\text{шл}} = 1 - a_{\text{yh}} = 1 - 0,95 = 0,05$ ;  $t_{\text{шл}} = 600$  °С

тогда  $(c_{\text{в шл}}) = 560,6$  кДж/кг .

#### 1.4.2.2. Расчет расхода топлива на котел

$$B = (Q_{\text{ка}} / Q_{\text{р}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{ка}}) \cdot 100 = (416820 / 16760 \cdot 92,95) \cdot 100 = 26,75 \text{ кг/с} = 96,3 \text{ т/ч}$$

где полезно использованное тепло в котельном агрегате

$$\begin{aligned} Q_{\text{ка}} &= D_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{пе}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пр}} \cdot (h_{\text{кв}} - h_{\text{пв}}) = \\ &= 166,67 \cdot (3460 - 966) + 1,75 \cdot (1620 - 966) = 416820 \text{ кВт} \end{aligned}$$

где энтальпии воды и пара по таблицам воды и пара:

$h_{пе} = 3470$  кДж/кг при  $P_{пе} = 14$  МПа,  $t_{пе} = 555$  °С;

$h_{пв} = 966$  кДж/кг при  $t_{пв} = 230$  °С;

$h_{кв} = 1620$  кДж/кг при  $P_{кв} = 15,4$  МПа,

Расходы пара: на выходе из котла  $D_{пе} = 420$  т/ч = 166,67 кг/с,

на продувку  $D_{пр} = p \cdot D_{пе} = 0,015 \cdot 166,67 = 1,75$  кг/с,

Расчетный расход топлива

$$B_p = B \cdot (100 - q_4) / 100 = 96,3 \cdot (100 - 1,5) / 100 = 94,86 \text{ т/ч.}$$

#### 1.4.2.3. Расчет и выбор тягодутьевых машин

##### 1) Выбор дутьевых вентиляторов

Расход воздуха через вентилятор

$$V_{хв} = B_p \cdot V_B^0 \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пл} + \Delta\alpha_{вп}) \cdot (t_{хв} + 273) / 273 =$$

$$= 96,3 \cdot 10^3 \cdot 4,42 \cdot (1,2 - 0,05 - 0,04 + 0,03) \cdot (30 + 273) / 273 = 491200 \text{ м}^3/\text{ч};$$

где расчетный расход топлива  $B_p = 96,3 \cdot 10^3$  кг/ч.

Принимаем к установке два дутьевых вентилятора.

Производительность одного вентилятора:

$$Q_{вен} = 1,1 \cdot V_{хв} / 2 = 1,1 \cdot 491200 / 2 = 271000 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Напор вентилятора

$$H_B = 1,15 \cdot \Delta H_{п} = 1,15 \cdot 3,2 = 3,68 \text{ кПа}$$

где потери напора в системе  $\Delta H_{п} = 3,68$  кПа ,

Выбираем к установке два дутьевых вентилятора типа ВДН-24-Пу

Производительность 275000 м<sup>3</sup>/ч

Напор 3,95 кПа

Частота вращения 740 об/мин

Мощность 350 кВт

##### 2) Выбор дымососов

Расход газов через дымосос

$$V_{дым} = B_p \cdot [V_{г}^0 + [(\alpha_{ух} - \Delta\alpha) - 1] \cdot V_B^0] \cdot (t_{ух} + 273) / 273 =$$

$$= 96,3 \cdot 10^3 \cdot [4,79 + [(1,28 - 0,1) - 1] \cdot 4,42] \cdot (130 + 273) / 273 = 794000 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Принимаем к установке на один котел два дымососа.

Производительность одного дымососа:

$$Q_{\text{дс}} = 1,1 \cdot V_{\text{дым}}/2 = 1,1 \cdot 794000/2 = 436000 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Напор дымососа

$$H_{\text{дс}} = 1,15 \cdot \Delta H_{\text{с}} = 1,15 \cdot 3,5 = 4,0 \text{ кПа}$$

где потери напора в системе  $\Delta H_{\text{п}} = 4,0 \text{ кПа}$ ,

Выбираем к установке два дымососа типа ДН-26х2-0,62

Производительность 477000 м<sup>3</sup>/ч

Напор 4,52 кПа

Частота вращения 750 об/мин

Мощность 749 кВт.

### 1.5. Топливное хозяйство ТЭЦ

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

В тракте топливоподачи установлены молотковые дробилки тонкого дробления. На конвейерах устанавливаются металлоотделители и металоуловители.

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 №1 и транспортируется до узла пересыпки. В узле пересыпки уголь пересыпается на одну из ниток контейнера №2 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 №3 которыми транспортируются в узел пересыпки главного корпуса ТЭЦ.

#### 1) Емкость топливного склада

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

$$V = 24 \cdot n_{\text{ка}} \cdot B \cdot t = 24 \cdot 8 \cdot 96,3 \cdot 30 = 554688 \text{ т}$$

где число котлов на ТЭЦ  $n_{\text{ка}} = 8$ ; расход топлива на один котел  $B = 96,3 \text{ т/ч}$ ; запас топлива на складе  $t = 30 \text{ суток}$ .

## 2) Площадь склада топлива

Площадь склада нетто:

$$F_H = \frac{V}{kH_M\gamma_y} = \frac{554688}{0,8 \cdot 20 \cdot 1,0} = 34668 \text{ м}^2;$$

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

высота штабеля угля  $H_M = 20$  м;

удельный вес угля  $\gamma_y = 1,0$  т/м<sup>3</sup>.

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

$$F_{бр} = 1,3 F_H = 1,3 \cdot 34668 = 45068 \text{ м}^2$$

## 1.6. Компоновка главного корпуса.

В главном корпусе тепловой электростанции размещается основное и связанное с ним вспомогательное энергетическое оборудование, осуществляющее главный технологический процесс преобразования теплоты сгорания топлива в электрическую энергию.

Среди производственных установок и сооружений ТЭС главный корпус занимает особое, центральное место, к которому стекаются и от которого отходят разнообразные технологические потоки. В главный корпус подается топливо, подлежащее сжиганию, вода для охлаждения отработавшего пара турбин и других целей и т.д.

Из главного корпуса отводятся охлаждающая вода после конденсаторов турбин, дымовые газы, шлак и зола при использовании твердого топлива.

Из главного корпуса выводится выработанное на ТЭС тепло и электроэнергия. В состав главного корпуса входят два основных помещения (отделения): котельное и турбинное (машинный зал), кроме того, промежуточное помещение между котельным и турбинным отделениями, называемое бункерно-деаэрационным отделением, т.к. в них обычно располагаются деаэраторы с баками, бункера топлива,

Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительных конструкций, а также отдельных его помещений.

Выбор компоновки главного корпуса имеет большое техническое и Экономическое значение. Основным при этом является принцип размещения оборудования главного корпуса в соответствии с последовательностью технологического процесса.

При правильной и целесообразной компоновке главного корпуса должны соблюдаться следующие технико-экономические требования.

- 1) Обеспечение надежного, бесперебойного и удобного осуществления технологического процесса.

- 2) Экономичность сооружения и эксплуатации. Стоимость сооружения главного корпуса, затрата материалов на строительные конструкции и различные технологические линии должны быть возможно наименьшими.
- 3) Удобство эксплуатации, сооружения и монтажа оборудования главного корпуса, возможность дополнительного расширения главного корпуса.

Обеспечение должных санитарно-гигиеничных условий труда персонала электростанции, а также жизни населения в районе расположения тепловой электростанции.

В объёмно-планировочном решении главный корпус АТЭЦ-2 выполнен в заглубленном варианте и спроектирован для установки:

трех турбоагрегатов типа ПТ – 80/100 - 130/13 ЛМЗ с ТВФ 120 – 2,  
одного Р – 50 – 30/13 ЛМЗ с ТВФ 63 – 2УЗ,

двух Т – 110/120 – 130 УТМЗ с ТВФ 110 – 2ЕУЗ,

а также восьми пылеугольных котлов типа БКЗ – 420 – 140 – 7С.

Главный корпус АТЭЦ-2 представляет четырех пролетное здание из продольно расположенных:

машинного отделения пролётом 39 м, ряд «А – Б» с пристройкой 12 м конденсационном отделении ряд «а – А».

деаэраторного отделения пролётом 12 м, ряды «Б – В»

бункерного отделения пролётом 12 м, ряды «В – Г»

котельного отделения пролётом 39 м, ряды «Г – Д» с двенадцатиметровой пристройкой. Продольный шаг колонн каркаса принят равным 6 метрам.

Машинное отделение выполнено с поперечным расположением турбогенераторов и оборудовано двумя мостовыми кранами грузоподъёмностью 50/10 т.

Основные отметки машинного отделения:

пол конденсационного отделения минус 12,00 метров.

отметка обслуживания турбогенераторов 0,00 м.

низ ферм перекрытия плюс 16,70 м

В конденсационном отделении маш. зала размещены фундаменты турбогенераторов, конденсаторы, питательные, конденсатные и дренажные насосы, пусковые и резервные электрические маслонасосы, насосы охл. воды конденсаторов, регенеративные и сетевые подогреватели.

Турбины и генераторы установлены на сборном железобетонном фундаменте, не связанном с другими строительными конструкциями (по островному принципу), чтобы вибрация турбогенераторов не передавалась на них.

Вокруг турбогенераторов установлены площадки обслуживания, соединённые между собой продольными проходами, идущими вдоль стен машинного зала.

Отметка площадки обслуживания турбогенераторов + 0,15 м.

Регенеративные подогреватели ПНД, ПВД установлены на



металлическом каркасе, если смотреть с переднего стула турбины на генератор, с правой стороны турбины. Сетевые подогреватели размещены в места, с учётом удобной трассировки трубопроводов.

Для обслуживания вспомогательного оборудования предусмотрены промежуточные площадки на двух уровнях между площадками обслуживания турбины и полом конденсационного помещения.

В кармане (ряд «а-А») размещены насосы сырой воды СЭ-1250 - 70 и циркуляционные насосы, и их трубопроводы.

Для обеспечения монтажа, обслуживания и ремонта вспомогательного оборудования, арматуры и трубопроводов в пролёте «кармана» смонтирована кран-балка с грузоподъёмностью 10 т.

Бункерно-деаэраторное отделение, пролёты «Б-В-Г», является основным ядром жёсткости каркаса главного корпуса. В пролёте «В-Б» располагаются:

на отметке – 8,4 м РУСН-10 и 0,4 кВт

на отметке – 4,00 м кабельные полуэтажи РУСН,

на отметке – 12,00 м кабельные полуэтажи ГЩУ и ГрЩУ.

на отметке 0,15 м главный щит управления аккумуляторная, групповые щиты управления.

на отметке +6,10 м размещены общестанционные трубопроводы высокого давления (питательной воды и острого пара), РОУ. Площадка оборудована подвесными кран-балками грузоподъёмностью 5 т .

на отметке + 10,00 м расположены трубопроводы низкого давления ПДУ и деаэраторов теплофикационной установки.

на отметке + 20,10 м в полуоткрытом исполнении установлены деаэраторы 6 и 1,2 ата. Для обеспечения их ремонта и обслуживания установлены 2 кран-балки грузоподъёмностью 10 т .

В пролёте «В-Г» расположены бункеры сырого угля.

на отметке - 12,00 м установлены молотковые мельницы

ММТ-2000/2590/730 и мельничные вентиляторы ВГДН – 15 φ = 900

на отметке 0,15м питатели сырого угля

на отметке +12,50 м ленточные конвейеры загрузки бункеров сырого угля.

От котельного отделения бункерно-деаэраторное отделение отделено сплошной стеной по ряду «В» (отметка 0,00 + 10,00 м), перекрытием на отметке +10,00 м и сплошной стеной по ряду «Г» (отметка +10,00 до +20,00 м).

В котельном цехе расположены котлы БКЗ – 420 – 140 – 7С от – 12,00 до +20,40 м. На отметке - 12,00 м (зольное помещение) расположено оборудование гидрозолоудаления (ГЗУ) и дутьевые вентиляторы ДН – 26 - ГМ, а также багерные насосные. Котлы установлены на собственных каркасах. Для выполнения ремонтных работ используются кран-балки грузоподъёмностью 10 т, подвешенные к фермам перекрытия котельного цеха.

Дымососы ДН – 26·2 - 0,65 установлены вне главного корпуса

открыто, за рядом «Е». Со стороны постоянного и временного торцов и в осях 24 - 25 главного корпуса предусмотрены монтажно-ремонтные площадки с автомобильными въездами.

### **1.7. Генеральный план ТЭЦ**

Генеральный план (генплан) электростанции представляет собой план размещения на основной производственной площадке ТЭС ее основных и вспомогательных сооружений. Генплан важнейшая составная часть ситуационного плана ТЭС, включающего кроме производственной площади источник и систему водоснабжения, жилой поселок, золошлакоотвалы, примыкающие железнодорожные пути и автодороги, выходы линий электропередачи, электрических кабелей и теплопроводов, топливный склад, шлакозолопроводы. Генплан ТЭС включает производственные и подсобные здания, сооружения и устройства.

В генплане электростанции рядом с основной территорией предусматривают. Место для строительного-монтажного полигона. Между зданиями, сооружениями и установками в генплане предусматривают необходимые пожарные разрывы и проезды.

Компоновка генплана АТЭЦ-2 разработана из условия максимального

сокращения занятия сельскохозяйственных земель сооружениями ТЭЦ, а также с учетом просадочностей грунтов. С этой целью применена максимальная блокировка зданий с учетом их технической взаимосвязи, топографических и ситуационных условий, возможности дальнейшего расширения ТЭЦ, а также соблюдения санитарных и противопожарных мер.

Главный корпус заблокирован с ОВК-1, размещен в центральной части площади и постоянным торцом ориентирован на Юг, в сторону города. Котельное отделение направлено в сторону золоотвала.

Железнодорожная станция ТЭЦ с вагоноопрокидывателем и со всеми устройствами размещена со стороны котельного отделения за пределами ограждения площади ТЭЦ, что позволит в дальнейшем железнодорожное хозяйство передать в ведение железной дороги.

ОВК-2 и маслохозяйство размещается в юго-западной части площадки из расчета удобного подвода железнодорожных путей и автомобильных дорог.

Ацитилено-кислородная, склад карбида, растворы углеводорода и углекислоты размещаются между ОВК-1 и ОВК-2. С восточной стороны главного корпуса непосредственно у ряда А, размещены силовые трансформаторы.

Вентиляционные градирни, ОРУ-110 и резервная под ОРУ-220 кв размещаются в восточной части площадки.

Административно-служебное здание, проходную, столовую, медпункт и т.д. располагают непосредственно у входа на площадку АТЭЦ-2.

## 2. **Специальный вопрос:** «Реконструкция тепловой схемы деаэрационной установки подпитки теплосети Алматинской ТЭЦ – 2».

### 2.1. Характеристика подпиточной установки.

Особенность тепловой схемы Алматинской ТЭЦ – 2 в том, что подпиточная вода теплосети одновременно является и сетевой водой. Поэтому химочищенная вода подпитки теплосети, пройдя деаэрацию, поступает на основные сетевые подогреватели, пиковые сетевые подогреватели а далее отправляется в город. Вся подпиточная установка построена в 2 очереди. На первой очереди установлены 5 вакуумных деаэраторов типа ДВ-800, которые реконструированы на производительность 1200 т/ч каждый, два аккумуляторных бака емкостью по 3000 м<sup>3</sup>, пять насосов подпитки теплосети. Перекачиваемая подпиточными насосами вода поступает на основные сетевые подогреватели турбин ст. №1-3, затем сетевыми насосами 1 ступени подается на пиковые сетевые подогреватели ПБ ст. №1-4, и потом сетевыми насосами 2 ступени подается в город.

На второй очереди установлены 6 вакуумных деаэраторов ДВ-800 с промежуточными бачками 15 м<sup>3</sup> на каждый деаэратор, шесть насосов подпитки теплосети. Перекачиваемая подпиточными насосами деаэрированная вода поступает на основные сетевые подогреватели турбин ст. № 5-6, затем сетевыми насосами ст. № 5-8 подается на пиковые сетевые подогреватели ст. № 5-8 и после них через регуляторы в трубопровод du 1000 мм на город и в трубопровод du 800 мм подачи сетевой воды на город от первой очереди.

Очереди имеют между собой слабые связи:

- По напорным линиям подпиточных насосов – один трубопровод диаметром du 500 мм.
- По всасывающим линиям сетевых насосов после основных сетевых подогревателей – один трубопровод диаметром du – 600 мм

Как видно из описания схемы излишки подаваемой на первую очередь химводы могут уйти на заполнение аккумуляторных баков

Регулирование количества подачи подпиточной воды в теплосеть осуществляется регуляторами на напорных коллекторах НПТС 1–5. Кроме того излишки воды могут быть сброшены на всас НПТС с напорного коллектора сетевых насосов первой ступени СН 1-4. Из этого описания видно, что схема регулирования поддается управлению.

На второй очереди вся химвода, поступающая на деаэрацию, должна быть подана в теплосеть, поскольку емкость промежуточного бачка может быть заполнена всего за 45 секунд при полной производительности деаэратора. Так как регуляторы на напоре НПТС 6-11 должны решать одну задачу – поддерживать уровень в промежуточных бачках, то регуляторы на линии выхода после пиковых бойлеров не имеют никакой роли. Постоянно менять подачу химводы на деаэратор нельзя по технологии вакуумных

деаэраторов. Таким образом, схема регулирования расхода подпиточной воды не годится для автоматического отслеживания изменений режима работы теплосети.

## 2.2. Анализ тепловой схемы, схемы автоматизации режимов работы подпиточной установки.

В работе вакуумно-деаэрационной установки Алматинской ТЭЦ – 2 имеются серьезные недостатки, отмечающиеся в следующем:

- Принятая схема управления, автоматизации режимов вакуумно-деаэрационной установки не обеспечивает качественного регулирования параметров как отдельного оборудования, так и всей установки в целом;
- В результате воздействия отмеченных негативных факторов в подпиточной воде теплосети не обеспечивается нормативное содержание кислорода, возникают значительные сложности в управлении режимами вакуумно-деаэрационной установки и всей водоподогревательной установки в целом.

Рассмотрим подробнее имеющиеся недостатки:

Как следует из описания на Алматинской ТЭЦ – 2 существует две независимые технологические нитки водоподготовительной установки, начиная от вакуумных деаэраторов и кончая выходом сетевой воды в город, объединенные слабыми поперечными связями по подпиточной и сетевой воде теплосети.

На начальном участке эти линии различаются в следующем.

Из деаэраторов ВД № 1-5 деаэрированная вода свободно сливается в два аккумуляторных бака емкостью по 3000 м<sup>3</sup> расположенных на отметке 0,00 м, а также в коллекторы деаэрированной химочищенной воды, расположенные на отметке –12,0 м машзала, которые служат всасывающими коллекторами НПТС № 1-5, подающими подпиточную воду на подогрев в подогреватели сетевые горизонтальные ПСГ турбоагрегатов № 1-3.

Из деаэраторов № 6-11 деаэрированная вода по индивидуальным сливным трубопроводам откачивается включенными параллельно по всасу и напору насосами подпитки теплосети НПТС № 6-11.

Сливные трубопроводы имеют промежуточные бачки емкостью 15 м<sup>3</sup>, которые расположены на отметке 6 м.

Нагнетательный трубопровод каждого НПТС оснащен регулятором уровня в промежуточной бачке соответствующего деаэратора. Такая схема откачки деаэрированной воды из вакуумных деаэраторов в качестве обязательного условия нормальной работы предполагает жесткое и точное автоматическое регулирование уровня в промежуточных бачках.

Необходимость увеличения или уменьшения подачи химочищенной воды в вакуумные деаэраторы на подпитку теплосети устанавливается

персоналом турбинного цеха по дистанционным уровнемерам в аккумуляторном баке, установленном на блочном щите управления №1. При понижении уровня в аккумуляторном баке, подача химочищенной воды на вакуумные деаэратеры увеличивается и наоборот при повышении уровня в аккумуляторном баке, подача химочищенной воды на вакуумные деаэратеры уменьшается.

Персонал турбинного цеха регулирует уровень в аккумуляторных баках изменением расхода химочищенной воды только через первую очередь вакуумных деаэратеров. При этом снижение (увеличение) расхода химочищенной воды на вакуумные деаэратеры осуществляется дистанционным прикрытием (открытием) клапанов химочищенной воды либо увеличением расхода химочищенной воды персоналом химического цеха по заявке турбинного цеха.

Та как подающие линии химочищенной воды на вакуумные деаэратеры первой и второй очереди запараллелены, то изменение расхода химочищенной воды на первой очереди зачастую сопровождается резким колебанием расхода химочищенной воды на второй очереди, что может приводить в ряде случаев и приводило:

- к уменьшению расхода химочищенной воды на вакуумные деаэратеры второй очереди, вплоть до аварийного падения давления подпиточной воды перед ПСГ турбоагрегатов №5,6;
- к увеличению расхода химочищенной воды на вакуумные деаэратеры второй очереди, вплоть до срабатывания аварийных переливов промежуточных бачков вакуумных деаэратеров.

Первопричиной такого положения являются описанные выше недостатки по схеме подачи и регулирования подпиточной воды теплосети, приводящие в конечном итоге к отсутствию достаточного запаса по перепаду давления на клапанах подачи химочищенной воды на вакуумные деаэратеры. Проектной схемой обвязки второй очереди вакуумных деаэратеров предусматривались меры по предотвращению нерегулируемой раскачки расходов химочищенной воды на второй очереди, при регулировании расхода химочищенной воды на первой очереди вакуумных деаэратеров. Эти меры предусматривали автоматическое поддержание заданного расхода химочищенной воды в каждый работающий вакуумный деаэратор второй очереди регуляторами химочищенной воды по импульсу от соответствующих расходомеров химочищенной воды при обязательном условии: наличии достаточного диапазона регулирования на клапанах регуляторов при всех возможных режимах.

Поскольку последнее условие не выполнялось с момента монтажа вакуумных деаэратеров, второй очереди автоматика всех регуляторов расхода химочищенной воды в эти деаэратеры не могла быть включена и в настоящее время находится в неработоспособном состоянии. Клапана могут управляться только дистанционно.

Другими причинами, усугубляющими отрицательные последствия резких нерегулируемых изменений расходов в вакуумные деаэратеры

второй очереди, являются недостатки схемы откачки деаэрированной воды из вакуумных деаэраторов, недостатки схемы и исполнительных органов регулирования уровня в промежуточных бачках вакуумных деаэраторов. Эти недостатки состоят в следующем.

Проектной схемой второй очереди предусматривалась работа вакуумных деаэраторов и соответствующих насосов подпитки теплосети только по блочной индивидуальной схеме (вакуумный деаэратор – промежуточный бачок – насос подпитки теплосети – регулятор уровня).

При этом предусматривалось регулирование уровня в промежуточных бачках соответствующих вакуумных деаэраторов только регулятором своего насоса подпитки теплосети, что должно было обеспечить качественное регулирование уровня. Однако в период монтажа оборудования второй очереди по предложению работников АТЭЦ – 2 насосы подпитки теплосети №6-11 в отступление от проекта были дополнительно обвязаны общим всасывающим коллектором, что мотивировалось улучшением резервирования насосов подпитки теплосети. В настоящее время насосы подпитки теплосети №6-11 постоянно объединены по всасу, что сводит на нет принцип индивидуального автоматического регулирования уровня в промежуточных бачках, заложенный проектом. Совместная работа насосов подпитки теплосети недопустима из-за следующих факторов:

- большая производительность насосов подпитки теплосети –  $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$  по сравнению с малой компенсирующей емкостью промежуточного бачка –  $15 \text{ м}^3/\text{ч}$ , что требует точной настройки регулятора уровня в автоматическом режиме;
- большая разница вакуума, создаваемого в различных вакуумных деаэраторах из числа №6-11;
- значительное удаление друг от друга насосов подпитки теплосети №6-11 и вакуумных деаэраторов №6-11, что предполагает значительный перекося гидравлического сопротивления сливных трубопроводов различных работающих вакуумных деаэраторов.

Указанные факторы явились главной причиной вывода из работы автоматики регулирования уровня в промежуточных бачках вакуумных деаэраторов, которая оказалась неработоспособной в этих условиях.

В настоящее время уровни в промежуточных бачках и сливных трубопроводах вакуумных деаэраторов №6-11 подвержены глубоким колебаниям, что в крайних положениях может приводить и приводит к:

- срабатыванию аварийного перелива промежуточных бачков;
- подосу воздуха в деаэрированную химочищенную воду, через воздушник сообщающий полость промежуточного бака с атмосферой.

Другим недостатком тепловой схемы вакуумных деаэраторов №6-11, усугубляющим трудность с откачкой и регулированием уровнем в этих вакуумных деаэраторах, является недопустимо низкая пропускная способность установленных на нагнетании НПТС №6-11 клапанов регуляторов уровня в вакуумных деаэраторов проходным сечением  $d_n 250 \text{ мм}$ .

Указанное обстоятельство явилось причиной дополнительного оснащения персоналом турбинного цеха всех этих клапанов рабочими обводами  $du$  150 мм. Таким образом деаэрированная вода постоянно прокачивается как через клапаны, так и через байпасы, что:

- во-первых, ухудшает возможность регулирования уровня в промежуточных бачках вакуумных деаэраторов;
- во-вторых, тоже не гарантирует полной откачки деаэрированной воды при нагрузке вакуумного деаэратора свыше 400-500 т/ч.

Такое ограничение пропускной способности линии деаэрированной воды вакуумных деаэраторов №6-11 наряду с отмеченными выше ограничениями по подачи деаэрированной химочищенной воды в эти деаэраторы не позволяющее загружать эти деаэраторы до номинальной производительности заставляют персонал ТЭЦ включать в работу на второй очереди большее количество деаэраторов, чем это необходимо.

### 2.3. Предложения по совершенствованию схемы.

На основании анализа существующих недостатков тепловой схемы, схемы автоматизации и режимов работы вакуумно – деаэрационной установки предлагается произвести следующие мероприятия с целью достижения номинальных (проектных) параметров пароводяных потоков, оптимизации режимов работы вакуумно – деаэрационной установки и надежной эксплуатации.

а) сливной коллектор вакуумных деаэраторов второй очереди продолжить трубопроводом диаметром не менее  $du$  800-1000 мм и соединить его с аккумуляторными баками теплосети. Трубопровод проложить на промплощадке вне корпуса машзала на нулевой отметке вдоль эстакады трубопроводов. При пересечении автодороги трубопровод прокладывать в туннеле. Задвижки, отключающие сливной трубопровод вакуумных деаэраторов второй очереди от аккумуляторных баков теплосети при эксплуатации вакуумно – деаэрационной установки должны постоянно находится в открытом положении. Это условие должно выполняться для деаэрационной установки первой очереди.

б) с вводом в эксплуатацию трубопровода, связывающего сливной коллектор вакуумно – деаэрационной установки второй очереди с аккумуляторными баками теплосети, включить в параллельную работу вакуумные деаэраторы и насосы подпитки теплосети второй очереди. Это позволит работать деаэраторам с самосливом деаэрированной воды.

в) регулирование расхода химочищенной воды на подпитку теплосети осуществлять регуляторами подачи химочищенной воды на деаэраторах второй очереди. При понижении уровня в аккумуляторных баках теплосети их заполнение осуществлять постепенно, не допуская резких колебаний расходов химочищенной воды на вакуумные деаэраторы первой и второй очереди. Либо по условию постоянно заданного расхода, на первую очередь в пределах 2000-2600 т/ч на вторую очередь 1400-2000 т/ч.

г) регуляторы уровня на напоре насоса подпитки теплосети ст. № 6-11 перенастроить по давлению подпиточной воды перед подогревателями сетевыми горизонтальными турбин ст. № 5,6, которое не должно превышать  $8 \text{ кгс/см}^2$  по условиям прочности основных сетевых подогревателей.

д.) уравнивательные бачки исключить из схемы деаэрационной установки второй очереди защитой от переполнения водой деаэраторов ст. № 6-11 будет являться свободный слив из них деаэрированной воды в аккумуляторные баки теплосети аналогично схеме защиты от переполнения деаэраторов первой очереди. При этом необходимо предусмотреть невозможность самопроизвольного или ошибочного закрытия задвижек на сливных трубопроводах деаэраторов ст. № 6-11 к сливному коллектору и задвижек, отключающих аккумуляторные баки теплосети от сливного коллектора второй очереди.



### 3. Экономическая часть

Алматинская ТЭЦ-2 расположена в 15 км западнее г. Алматы, в районе пос. Алгабас Карасайского района. АЛЭС ТЭЦ-2 построена в две очереди.

Первая 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.

Вторая очередь строительства осуществлялась в 1985-1989 годы.

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

С 1995 года ведется третья очередь строительства, по сей день, которая предполагает ввод еще одного котла БКЗ-420-140-7с, реконструкцию скрубберов с трубами Вентури, строительство нового золоотвала, реконструкцию конвективной шахты котлов БКЗ-420-140-7с.

Отпуск тепла от АЛЭС ТЭЦ-2 осуществляется в горячей воде для зоны теплоснабжения г. Алматы.

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

Отпуск электроэнергии от АЛЭС ТЭЦ-2 производится и распространяется на напряжении 110 кв. схема распределительного устройства 110 кв выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин, с одним выключением. Обе рабочие системы шин секционированы.

Установленная мощность АТЭЦ-2 :

- электрическая - 510 мВт

- тепловая - 1176 Гкал/ч.

В настоящее время в Алматинском регионе имеется дефицит электрической и тепловой мощности, в связи с развитием производства и интенсивного жилищного строительства.

На АТЭЦ-2 имеются проблемы с подготовкой подпиточной воды.

В настоящем проекте предусматривается реконструкция тепловой схемы деаэрационной установки подпитки теплосети.

#### Исходные данные к расчету

Годовая выработка электроэнергии, Эв, млн.кВтч	2800
Годовая выработка тепловой энергии, Qв, тыс.Гкал	3860
Топливо уголь	
Теплотворная способность топлива, Qр, ккал/кг	4050
Цена топлива, Цт, тенге/тнт	3800
Расстояние транспортировки топлива, R, км	800
Удельный расход условного топлива на выработку:	
электроэнергии, бэ, гут/кВтч	240
тепловой энергии, вт, кгут/Гкал	205
Стоимость транспорта твердого топлива, тенге/т·км	1,5

Расход энергии на собственные нужды	
электроэнергии, эсн, %	9,0
тепловой энергии, Q <sub>сн</sub> , %	1,0
Максимальное число часов использования	
установленной мощности, Т <sub>м</sub> , час	5500

### 3.1 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ

#### 3.1.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

При работе электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций. Этот расход электроэнергии зависит от типа оборудования и его единичной мощности агрегатов, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и правильного ведения технической и финансовой политики на станции. Разброс величины расхода электроэнергии на собственные нужды станций очень велик - от 6 до 16%.

В расчетах принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 9% (Э<sub>сн</sub>), а тепловой энергии 1% (Q<sub>сн</sub>).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}), \text{ млн.кВтч} \quad (1)$$

$$Q_{от} = Q_в \cdot (1 - Q_{сн}), \text{ тыс.Гкал}, \quad (2)$$

где Э<sub>в</sub> и Q<sub>в</sub> - годовая выработка электрической и тепловой энергии.

Годовой отпуск электрической энергии

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 2800 \cdot (1 - 0,09) = 2550,0 \text{ млн.кВтч}$$

Годовой отпуск тепловой энергии

$$Q_{от} = Q_в \cdot (1 - Q_{сн}) = 3860 \cdot (1 - 0,01) = 3821,4 \text{ тыс.Гкал}$$

#### 3.1.2 Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$B_э = \mathcal{E}_{от} \cdot b_э, \text{ тыс.тут}, \quad (3)$$

$$B_т = Q_{от} \cdot b_т, \text{ тыс.тут}. \quad (4)$$

$$V_{\text{э}} = \text{Эот} \cdot b_{\text{э}} = 2550 \cdot 0,240 = 611,6 \text{ тыс.тут}$$
$$V_{\text{т}} = \text{Qот} \cdot b_{\text{т}} = 3821,4 \cdot 0,205 = 783,4 \text{ тыс.тут}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$V_{\text{у}} = V_{\text{э}} + V_{\text{т}}, \text{ тыс.тут. (5)}$$
$$V_{\text{у}} = V_{\text{э}} + V_{\text{т}} = 611,6 + 783,4 = 1395 \text{ тыс.тут}$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет:

$$V_{\text{н}} = V_{\text{у}} : K_{\text{п}}, \text{ тыс. тнт, (6)}$$

где  $V_{\text{у}}$  - расход условного топлива в год;

$K_{\text{п}}$  - коэффициент перевода условного топлива в натуральное.

$$V_{\text{н}} = V_{\text{у}} : K_{\text{п}} = 1395 : 0,579 = 2410 \text{ тыс. тнт}$$

где коэффициент перевода  $K_{\text{п}} = Q_{\text{р}} / Q_{\text{у}} = 4050/7000 = 0,579$

Затраты на транспорт 1 тнт ( $\text{Ц}_{\text{тр}}$ ) твердого топлива определяются:

$$\text{Ц}_{\text{тр}} = R \cdot (1,4 - 1,6), \text{ тенге/тнт (7)}$$

В отпускной цене газа учтены затраты на передачу природного газа по магистральному газопроводу и его отводу до станции.

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$\text{Ит} = V_{\text{н}} \cdot (\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}), \text{ млн. тенге. (8)}$$

$$\text{Ит} = V_{\text{н}} \cdot (\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}) = 2410 \cdot (3800 + 800 \cdot 1,5) = 12050 \text{ млн. тенге}$$

где затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива  $\text{Ц}_{\text{тр}} = R \cdot 1,5$  тенге/тнт

### 3.1.3 Расчет КПД использования топлива

Известно, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут, а для получения 1 Гкал тепловой энергии требуется 143 кгут при КПД установок, равных единице. Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды определяется:

$$\text{КПД}_э = 123:b_э \cdot 100\%, \quad (9)$$

$$\text{КПД}_т = 143:b_т \cdot 100\%, \quad (10)$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = [(0,86 \cdot \mathcal{E}_{от} + Q_{от}) / (7 \cdot B_y)] \cdot 100\%, \quad (11)$$

где 0,86 - коэффициент перевода электроэнергии в тепло;  
7 - теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

КПД использования топлива при выработке и отпуске:  
электроэнергии

$$\text{КПД}_э = 123:b_э \cdot 100\% = 123:0,240 \cdot 100\% = 51,25 \%$$

$$\text{КПД}_т = 143:b_т \cdot 100\% = 143:0,205 \cdot 100\% = 69,8 \%$$

Коэффициент использования топлива станцией

$$\begin{aligned} \text{КПД} &= [(0,86 \cdot \mathcal{E}_{от} + Q_{от}) / 7 \cdot B_y] \cdot 100\% = \\ &= [(0,86 \cdot 2550 + 3821,4) / 7 \cdot 1395] \cdot 100\% = 62,86 \% \end{aligned}$$

### 3.1.4 Расчет затрат на воду

Вода на ТЭЦ расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. В зависимости от системы водоснабжения станции, зависит и величина затрат на воду. Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять затраты на воду равными 0,9 тенге/кВтч:

$$\text{Ив} = \mathcal{E}_в \cdot 0,9, \text{ млн. тенге} \quad (12)$$

тогда  $\text{Ив} = \mathcal{E}_в \cdot 0,9 = 2800 \cdot 0,9 = 2520$  млн. тенге

### 3.1.5 Расчет затрат на заработную плату

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП) ТЭЦ, занятого на производстве и его обслуживании, необходимо знать его численность. ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий персонал. Его количество зависит, в основном, от единичной мощности и количества основного

энергооборудования, вида используемого топлива, способа проведения ремонтов.

Численность ППП можно получить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции определяется через максимальное число часов использования установленной мощности и годовую выработку электрической энергии, т.е.:

$$N_y = \frac{Эв}{T_m}, \text{ МВт} \quad (13)$$

$$N_y = \frac{Эв}{T_m} = \frac{2800}{5500} = 510 \text{ МВт}$$

Максимальное число часов использования установленной мощности  $T_m$  в расчетах принимать 5500 часов.

Согласно литературных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ( $K_{ш}$ ): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт - 1,3 - 1,5 чел/МВт, для ТЭЦ меньшей мощности - 1,6 - 1,8 чел/МВт.

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y, \text{ чел} \quad (14)$$

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,3 \cdot 510 = 660 \text{ чел}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

основную заработную плату (Изпо), в которую входит заработная плата работников, занятых в технологическом процессе производства энергии и включает в себя выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочим из фонда заработной платы, доплата за работу праздничные дни и ночное время и др.);

дополнительная заработная плата ( $I_{зпд}$ ) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

начисления на заработную плату (Изпн) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$Изп = Изпо + Изпд + Изпн, \text{ млн.тенге} \quad (15)$$

Величина среднегодовой основной заработной платы Изпо, принимается в размере 800 - 1000 тыс. тенге на одного работающего. Величина Изпд берется в размере 10-15% от значения Изпо. Начисления на

заработную плату Изпн (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 21% от суммы Изпо и Изпд .

Суммарный фонд заработной платы

$$\begin{aligned} \text{Изп} &= \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн} = 900 \cdot \text{ЧП} + 0,12 \cdot \text{Изпо} + 0,21 \cdot (\text{Изпо} + \text{Изпд}) \\ &= \\ &= 900 \cdot 660 + 0,12 \cdot 900 \cdot 660 + 0,21 \cdot (900 \cdot 660 + 0,12 \cdot 900 \cdot 660) = 770 \\ &\text{млн.тенге} \end{aligned}$$

### 3.1.6 Расчет амортизационных отчислений

Известно, что амортизационные отчисления представляют собой денежное возмещение физического и морального износа оборудования и расходуются на проведение капитального ремонта и приобретение нового оборудования, взамен изношенного (реновация). Амортизационные отчисления берутся в % от величины суммарных капитальных вложений в станцию (именуемые в литературе: основные производственные фонды, основные активы предприятия, основной капитал). На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации в зависимости от срока службы и назначения производственных фондов в производственном процессе. Предельные нормы амортизации устанавливаются согласно Указа Президента РК, имеющего силу закона №2235 от 24.04.95г., выше которых норму амортизации использовать нельзя.

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ

и за рубежом, широко используется показатель удельных капитальных вложений  $K_{уд}$ . Его величина, даже для станций одного типа, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований. В расчетах принимать

величину  $K_{уд}$  для ТЭЦ 800 МВт - 1700 \$/кВт, для ТЭЦ 200 МВт - 2000 \$/кВт

установленной мощности. Для станций, лежащих в этом диапазоне мощностей, принимать в соответствующей пропорции. Стоимость доллара США принимать из расчета 180 тенге.

$$K = K_{уд} \cdot N_{у}, \text{ млн.тенге.} \quad (16)$$

Капиталовложения в строительство ТЭЦ

$$K = K_{уд} \cdot N_y = 1800 \cdot 510 = 918000 \text{ тыс. \$} = 165240 \text{ млн. тг}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации в целом по станции находится в пределах 5-7%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимать в размере 6% от величины K:

$$I_{ао} = 0,06 \cdot K, \text{ млн. тенге.} \quad (17)$$

Амортизационные отчисления

$$I_{ао} = 0,06 \cdot K = 0,06 \cdot 165,24 = 991,4 \text{ млн. тенге}$$

### 3.1.7 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

В эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере:

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ао}, \text{ млн. тенге.} \quad (18)$$

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ао} = 0,15 \cdot 991,4 = 1487 \text{ млн. тенге}$$

### 3.1.8 Расчет платы за выбросы

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы ...). В нашем случае, эту составляющую целесообразнее всего определять методом аналогий по сравнению с действующими станциями. Установлено, что при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 150-180 тенге за тнт, следовательно:

$$I_{выб} = (150 - 180) \cdot V_n, \text{ млн. тенге}$$

$$I_{выб} = 170 \cdot V_n = 170 \cdot 2410 = 410 \text{ млн. тенге}$$

### 3.1.9 Общестанционные и цеховые расходы

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств, испытания, исследования, рационализация и

охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$И_{общ} = 0,2 * (И_{ао} + И_{зп} + И_{рем}) \quad , \text{ млн. тенге.} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} И_{общ} &= 0,2 * (И_{ао} + И_{зп} + И_{рем}) = \\ &= 0,2 * (9914 + 770 + 1487) = 2434 \quad \text{млн. тенге} \end{aligned}$$

### 3.1.10 Расчет себестоимости отпуска энергии

Известно, что если на ГЭС и КЭС вырабатывается один вид энергии - электрическая, и все затраты станции относятся на нее, то на ТЭЦ вырабатывается как электрическая, так и тепловая энергия. В этом случае очень важно провести разнесение общих затрат станции на тепловую и электрическую энергию, потому, что от этого зависит себестоимость выработки тепловой и электрической энергии, а следовательно, и экономическая эффективность работы ТЭЦ по сравнению с отдельным производством электрической и тепловой энергии.

Существует целый ряд методических подходов к разнесению затрат между тепловой и электрической энергией на ТЭЦ. Наиболее известные методы - физический, нормативный, энергетический (введен в России с 01.02.1996г.), ОРГРЭС, эксергетический. Естественно, что у каждого метода есть свои сторонники и противники. Научная дискуссия по выбору метода разнесения затрат между тепловой и электрической энергией ведется не один десяток лет и наверняка будет продолжаться.

На территории Казахстана наибольшее распространение получил физический метод (эффект экономии от применения комбинированного способа производства электрической и тепловой энергии относится на электрическую энергию). В последнее время утвержден и используется на ряде станций Казахстана эксергетический метод (основан на распределении топлива по термодинамической ценности пара разных параметров и весь эффект относится на тепловую энергию).

При выполнении данной курсовой работы используем разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии на основе физического метода с помощью коэффициента:

$$K_p = V_{э} / V_{т} ,$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница  $(1 - K_p)$  - показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии. Расчет



проводить или в натуральном или в условном топливе.

Затем следует разнести затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занести результаты в таблицу.

Коэффициент распределения затрат

$$K_p = V_{\text{э}} / V_{\text{т}} = 611,6/1395 = 0,438$$

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющая затрат, млн.тенге	И		
	И	э	т
Топливо, Ит	1 2050	52 78	6 772
Вода, Ив	2 520	11 04	1 416
Фонд зарплаты, Изп	7 70	33 7	4 33
Амортизационные отчисления, Иао	9 914	43 42	5 572
Ремонт, Ирем	1 487	65 1	8 36
Общестанционные, Иобщ	2 434	10 66	1 368
Плата за выбросы, Ивыб	4 10	18 0	2 30
Итого затрат, И	2 9585	12 958	1 6627

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\text{э}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{общ}} + I_{\text{выб}}) / \text{Эот} , \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{\text{т}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{общ}} + I_{\text{выб}}) / Q_{\text{от}} , \text{ тенге/Гкал}$$

Себестоимость отпуска электрической энергии

$$S_{\text{э}} = I_{\text{ээ}} / \text{Эот} = 12958/2550 = 5,08 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии

$$St = It_{\text{тэ}} / Q_{\text{от}} = 16627/3821,4 = 4351 \text{ тенге/Гкал}$$

## **3.2 Экономическая оценка строительства и эксплуатации ТЭЦ**

### **3.2.1 Определение первоначальных инвестиций и денежного потока на возврат кредита**

Экономическая оценка строительства и эксплуатации ТЭЦ на предварительных этапах принятия решений обычно производится на основе составления бизнес-плана, а в случае его положительного вывода, разрабатывается инвестиционный проект. Это современный метод оценки принятия технико-экономических решений, учитывающий изменение стоимости денег по времени и весь комплекс затрат на реализацию проекта: цены и ценовая политика на перспективу; объем реализации продукции; доход и прибыль от реализации проекта; часть прибыли, идущая на возврат кредита; процентная ставка банка, под которую предприятие берет кредит; срок кредита.

Сложность финансово-экономической оценки строительства и эксплуатации крупных энергетических объектов связана с тем, что инвестиции поступают в несколько этапов, и имеет место длительность срока получения результатов от реализации проекта. Длительность таких операций приводит к неопределённости оценки инвестиций и риску ошибок. Поэтому в практике используются методы оценки инвестиционных проектов, чтобы свести к минимуму уровень погрешности проектов. Это методы: определения чистой текущей стоимости (NPV), срока окупаемости проекта (PP), расчета внутренней нормы прибыли (IRR), расчета рентабельности инвестиций (PI), определения бухгалтерской рентабельности инвестиций (ROI). Естественно, что в практике не всегда применяются все пять методов оценки инвестиционных проектов, поэтому и данной работе будут использованы только первые три метода.

Как уже указывалось во введении, строительство таких крупных объектов, как электрические станции, в развитых странах обычно происходит при преобладающей финансовой и правовой поддержке государства, позволяя ему контролировать стратегические объекты. Остальная часть денежных средств обеспечивается за счет создания, чаще всего, акционерных обществ, пользующихся льготным кредитом.

В расчетах, долевое распределение капитала (К) на строительство ТЭЦ следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает АО «Энергоинвест». Эти денежные средства идут только на строительство станции. Суммарные эксплуатационные расходы заложены в себестоимости электрической и тепловой энергии, а значит и в тарифе на них. Здесь 70% эксплуатационных затрат оплачивает государство, а остальные 30% - АО «Энергоинвест».

Таким образом, объем инвестиций  $I_0$ , которые АО «Энергоинвест» берет в банке под льготный кредит (10%) будет составлять 10% от суммарных капвложений в строительство ТЭЦ и 30% от суммарных эксплуатационных расходов.

Известно, что при оценке инвестиционного проекта используются всего четыре показателя:

$I_0$  - первоначальные инвестиции;

CF - денежный поток, направляемый на возврат кредита;

$r$  - процентная ставка банка по кредиту (10%);

$n$  - календарный год кредита.

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 \cdot И, \text{ итого, млн.тенге. (24)}$$

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 \cdot И = 0,1 \cdot 165240 + 0,3 \cdot 29585 = 25400 \text{ млн.тенге}$$

При разработке и анализе инвестиционных проектов наиболее сложным является расчет прибыли и денежного потока CF, направляемого на возврат кредита.

Определимся, что отпускной тариф на электрическую и тепловую энергию от нашей ТЭЦ будет иметь рентабельность 20%, т.е.

$$T_{оэ} = S_э \cdot 1,2, \text{ тенге/кВтч} \quad (25)$$

$$T_{от} = S_т \cdot 1,2, \text{ тенге/Гкал} \quad (26)$$

$$T_{оэ} = 5,08 \cdot 1,2 = 6,1 \text{ тенге/кВтч}$$

$$T_{от} = 4351 \cdot 1,2 = 5221 \text{ тенге/Гкал}$$

где  $S_э$  - себестоимость отпуска электрической энергии

$S_т$  - себестоимость отпуска тепловой энергии

Доход от реализации электрической и тепловой энергии от ТЭЦ составит:

$$Д = T_{оэ} \cdot Э_{от} + T_{от} \cdot Q_{от} = 6,1 \cdot 2550 + 5221 \cdot 3821,4 = 35506 \text{ млн.тенге,} \quad (27)$$

Суммарные затраты

$$З = S_э \cdot Э_{от} + S_т \cdot Q_{от} = 5,08 \cdot 2550 + 4351 \cdot 3821,4 = 29581 \text{ млн.тенге} \quad (28)$$

Разница между ними даст прибыль  $ПР = Д - З$ , млн.тенге

$$ПР = Д - З = 35506 - 29581 = 5925 \text{ млн.тенге} \quad (29)$$

После оплаты налога на прибыль, в размере 20%, образуется чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{ПР} \cdot (1 - 0,2) = 5925 \cdot (1 - 0,2) = 4740 \text{ млн.тенге}, \quad (30)$$

которая целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток CF.

### 3.2.2 Метод определения чистой текущей стоимости NPV

Это метод анализа инвестиций, показывающий, на какую ценность фирма может прирасти в результате реализации инвестиционного проекта и определяется:

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0,$$

$I_0$  - первоначальные вложения средств.

Расчёт NPV идёт до первого положительного значения PV. Если расчёт не устраивает по годам, то нужно пересмотреть стратегию проекта - увеличить CF, или найти банк, с меньшим  $r$ .

Если NPV в нужные фирме сроки положителен, то значит в результате проекта ценность фирмы возрастает, и его следует принять.

Широкое использование этого метода объясняется тем, что он устойчив в разных комбинациях исходных условий, позволяя во всех случаях находить экономически рациональное решение. Результаты расчёта заносятся в таблицу.

$$R = 1/(1 + r)^n$$

$$R = 1/(1 + 0,1)^n$$

$$PV = CF \cdot R$$

Таблица. Расчет NPV

Год	CF	R10	PV10
0	-25400	1	-25400
1	4740	0,90909	4309,1
2	4740	0,82645	3917,4
3	4740	0,75131	3561,2
4	4740	0,68301	3237,5

5	4740	0,62092	2943,2
6	4740	0,56447	2675,6
7	4740	0,51316	2432,4
8	4740	0,46651	2211,2
9	4740	0,4241	2010,2
NPV			1897,8

### 3.2.3 Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Это значение  $r$ , при котором  $NPV=0$ . Формализовано, это уравнение:

$$\sum(CF_n/(1 + r)^n - I_0 = 0, \text{ решаемое относительно } r.$$

IRR при  $NPV=0$ , - это проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведёт к её снижению. Этот коэффициент дисконта  $R= 1: (1+r)^n$  разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учётом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент).

Результаты расчета занести в таблицу.

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + [NPV_{r_1} / (NPV_{r_1} - NPV_{r_2})] \cdot (r_2 - r_1) , \%$$

Расчет внутренней нормы прибыли IRR

Г од	CF	R 10	PV1 0	R15	PV15
0	- 25400	1	- 25400	1	- 25400
1	474 0	0 ,9091	430 9	0,86 96	4122
2	474 0	0 ,8264	391 7	0,75 61	3584
3	474 0	0 ,7513	356 1	0,65 75	3117
4	474 0	0 ,683	323 7	0,57 18	2710
5	474 0	0 ,6209	294 3	0,49 72	2357

6	474 0	0 ,5645	267 6	0,43 23	2049
7	474 0	0 ,5132	243 2	0,37 59	1782
8	474 0	0 ,4665	221 1	0,32 69	1550
9	474 0	0 ,4241	201 0	0,28 43	1347
N PV			189 7,8		-2783

IRR служит индикатором уровня риска по проекту - чем больше IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем больше запас прочности проекта и тем менее страшны ошибки при оценке будущих денежных поступлений.

Величина IRR:  $IRR = 10 + [1897,8 / (1897,8 + 2783)] \cdot (15-10) = 12,03\%$

### 3.2.4 Метод расчёта окупаемости инвестиций PP

Метод состоит в определении того срока, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций:

$$PP = I_0 / CF_n \quad (33)$$

Есть два метода: когда CF равен по годам и когда CF идёт различными суммами, то есть неравномерно.

В нашем случае, денежные потоки по годам будут одинаковы и следует пользоваться первым примером расчета.

Расчет окупаемости инвестиций PP

$$PP = I_0 / CF_n = 25400 / 4740 = 5,35 \text{ лет}$$

т.е. срок окупаемости 5 лет и 4 месяца.

### Выводы

Из расчетов видно, что проект окупается за 5 лет и 4 месяца, для реализации проекта можно брать кредит под 12 % годовых.

### Список литературы

1. С.Г. Парамонов. Экономика отрасли. Методические указания к

выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения специальности 050717 - Теплоэнергетика. Алматы.2013.

## 4 Безопасность жизнедеятельности.

### 4.1 Основные сведения о предприятии.

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

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой  $H=129$  м, диаметром устья  $Dy=6$  метров (1 труба), и диаметром устья  $Dy=6.6$  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  $NO_x$  и  $CO_2$  определяется химическим путем.

Таблица 4.1- Предельно-допустимые концентрации вредных веществ.

Диокси д ванадия	Оксид азота	Диокси д азота	Пятиок ись 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 выбросов (таблица 4.2).

Таблица 4.2- Годовые выбросы вредных веществ от АТЭЦ-2.

Вредные выбросы	Годовые выбросы, тонн в год		
	1997	1998	1999
Зола	1838	1930	2025,8
Диоксид серы	4526	4700	4927
Диоксид азота	1203	1263	1326
Моноксид 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

#### 4.1.1 Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов ТЭЦ.

Расчет производим по методическому указанию, Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосферу для тепловых электростанций и котельных



на ПЭВМ: Методические указания к выполнению дипломного проекта, Алматы, АИЭС.

#### 4.1.2 Выброс золы.

$$M_{ТВ} = 0,01 * B * (a_{уН} * A^P + q_4^{уН} * \frac{Q_H^P}{32680}) * (1 - \eta) \quad (4.1)$$

$$M_{ТВ} = 0,01 * 140000 * (0,95 * 38,0 + 1,5 * \frac{16965}{32680}) * (1 - 0,97) = 1548,905 \text{ г/с}$$

где  $A^P = 38,0$  % - зольность топлива на рабочую массу, %;  
 $q_4^{уН} = 1,5$  % - потеря теплоты с уносом от механической неполноты сгорания топлива, %;

$a_{уН} = 0,95$  - доля частиц, уносимая из топки,

$\eta = 0,97$  - доля твёрдых частиц, улавливаемых в золоуловителях;

$B$  - расход натурального топлива, г/с;

$$B = B * 8 = 17,5 * 8 = 140 \text{ кг/с} = 140000 \text{ г/с} \quad (4.2)$$

$Q_H^P$  - низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг.

#### 4.1.3 Выброс сернистого ангидрида.

Выброс в атмосферу сернистого ангидрида (г/с) рассчитывается по формуле

$$M_{SO_2} = 0,02 * B * S^P * (1 - \eta'_{SO_2}) * (1 - \eta''_{SO_2}) \quad (4.3)$$

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

где  $B = 140000$  - расход натурального топлива, г/с;

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

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

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

#### 4.1.4 Количество выбросов оксидов азота на ТЭЦ

Количество выбросов оксидов азота ( $NO_x$ , г/с) выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котлов определяется по формуле.

$$M_{NO_x} = 0,34 * 10^{-7} * K * B * Q_H^P * (1 - \frac{q_4}{100}) * (1 - E_1 * r) * \beta_1 * \beta_2 * \beta_3 * E_2 \quad (4.4)$$

$$M_{NO_x} = 0,34 * 10^{-7} * 140000 * 7,355 * 16965 * (1 - \frac{1,5}{100}) * (1 - 0) * 0,83 * 1 * 1 * 1 = 487,332 \text{ г/с}$$

где  $k$  - коэффициент, характеризующий выход оксидов азота на 1 т сожжённого условного топлива, кг/т;

$$K = \frac{12 * D_{\phi}}{D + 200} = \frac{380 * 12}{420 + 200} = 7,355 \quad (4.5)$$

где  $D=420$  – номинальный паропроизводительность котла, т/ч;

$D_{\phi}=380$  – фактический паропроизводительность котла, т/ч;

$\beta_1$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого угля;

$$\beta_1 = 0,178 * 0,47 * N_{\Gamma} = 0,178 + 0,47 * 1,5 = 0,833 \quad (4.6)$$

где  $N_{\Gamma}=1,5\%$  – содержание азота в топливе, %;

$\beta_2$  – коэффициент учитывающий конструкцию горелок (для вихревых горелок БКЗ–420–140–7с  $\beta_2=1$ );

$\beta_3$  – коэффициент учитывающий вид шлакоудаления (т.к. шлакоудаление твердое, то  $\beta_3=1$ ). На котле БКЗ–420–140 отсутствует рециркуляция воздуха, следовательно,  $\epsilon_1$  – коэффициент рециркуляции, равен нулю. Кроме того нет и 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:

$$M_{NO_2} = 0,8 * M_{NO_x} = 0,8 * 487,332 = 389,86 \text{ г/с} \quad (4.7)$$

$$M_{NO} = 0,13 * M_{NO_x} = 0,13 * 487,332 = 63,35 \text{ г/с} \quad (4.8)$$

где  $M_{NO}$  и  $M_{NO_2}$  – молекулярная масса NO и NO<sub>2</sub>.

#### 4.1.5 Количество выбросов оксидов ванадия

Количество оксидов ванадия в пересчёте на V<sub>2</sub>O<sub>5</sub> (г/с) определяется по формуле.

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} * q_{V_2O_5} * B * (1 - \eta_{OC}) * (1 - \eta_y) = 10^{-6} * 159,2 * 1333 * (1 - 0,007) = 0,211 \quad (4.9)$$

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.

$$B = 6 * 0,8 = 0,48 \text{ т/ч} = 1333 \text{ г/с} \quad (4.10)$$

где  $q_{V_2O_5}$  – содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчёте на V<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, г/т ;

$$q_{V_2O_5} = 95,4 * S_p - 31,6 = 95,4 * 2 - 31,6 = 159,2 \text{ г/т} \quad (4.11)$$

где  $S^p$  – содержание серы в мазуте на рабочую массу,%. Мазут, используемый на ТЭЦ–2 Шымкентского и Атырауского нефтеперегонных заводов  $S_p=2\%$  ;

$\eta_{OC}$  – коэффициент оседания V<sub>2</sub>O<sub>5</sub> на поверхностях нагрева котлов. Для котлов с промежуточным пароперегревателями  $\eta_{OC}=0,007$  ;

$\eta_y$  – доля твёрдых частиц продуктов сгорания мазута улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов. Оно примерно равно нулю.

#### 4.1.6 Определение минимальной высоты трубы.

Значение высоты дымовой трубы рассчитывается по формуле.

$$H = \sqrt{\frac{A * M * F * \eta * m * n}{(ПДК - C_{\phi}) * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 * 4268,057 * 2 * 1 * 0,72 * 1}{(0,5 - 0) * \sqrt[3]{713 * 99,7}}} = 118 \text{ м.} \quad (4.12)$$

где А–коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферной феры, для Европейской территории СНГ, для районов России южнее 50 с.ш., для остальных районов нижнего Поволжья, Кавказа, Молдавии, для Азиатской территории СНГ, для Казахстана, дальнего Востока и остальной территории Сибири и Средней Азии, А=200;

М–мощность выбросов вредных веществ, (г/с)

$$M = M_{\text{SO}_2} + 5,88 * M_{\text{NO}_2} = 1975,68 + 5,88 * 389,86 = 4268,057 \text{ г/с} \quad (4.13)$$

$V_{\Gamma}$ – расход газовойоздушной смеси на трубу, м<sup>3</sup>/с;

$$V_{\Gamma} = \frac{V_{\Gamma}^1}{7} * N * 2 = \frac{1248}{7} * 2 * 2 = 713 \text{ м}^3 / \text{с.} \quad (4.14)$$

где  $V_{\Gamma}^1 = 1248 \text{ м}^3/\text{с}$ –объём дымовых газов на АТЭЦ–2 из (годового отчета по станции) при расходе топлива на один котёл  $V = 72 \text{ т/ч}$ .

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

D - диаметр устья дымовой трубы, м;

$$D = \sqrt{\frac{4 * V'_{\Gamma}}{\pi * W_0}} = \sqrt{\frac{4 * 713}{3,14 * 35}} = 5,1 \text{ м} \quad (4.15)$$

где  $W_0 = 35 \text{ м/с}$ –скорость выхода дымовых газов из трубы, м/с , которая определяется в зависимости от высоты дымовой трубы;

$\Delta T$ –разность между температур выбрасываемых дымовых газов (из теплового расчёта котельного агрегата) и средней максимальной температурой наружного воздуха наиболее жаркого месяца года принимается по СНиП 2.01.01.- 82 «Строительная климатология и геофизика » данного района.

$$\Delta T = T_{\text{УХ}} - T_{\text{ЛЕТ}}^{\text{СР.МАКС}} = 99,7 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (4.16)$$

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

$C_{\phi}$ –фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками. (принимается в виду отсутствия данных).

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

Значение коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров f,  $v_m$ :

$$f = 1000 * \frac{W_0^2 * D}{H^2 * \Delta T} = 1000 * \frac{35 * 35 * 5,1}{129 * 129 * 99,7} = 3,765 \quad (4.17)$$

$$v_m = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} * \Delta T}{H}} = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{713 * 99,7}{129}} = 5,329 \quad (4.18)$$

Значение m определяется по формуле:

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 * \sqrt{f} + 0.34 * \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0.67 + 0.1 * \sqrt{3.765} + 0.34 * \sqrt[3]{3.765}} = 0.72 \quad (4.19)$$

при  $f < 100$

коэффициент  $n$  определяется:

$$n = 1 \text{ при } v_m > 2$$

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

#### 4.1.7 Расчёт максимальной концентрации вредных веществ

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

От этой производной начнём определение максимальных концентраций вредных веществ.

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ  $C_M$  для выброса дымовых газов из труб ТЭС с круглым устьем при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии  $\chi_M$  от источника определяется по формуле:

$$C_M = \frac{A * M * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_T * \Delta T}} = \frac{200 * 4268,057 * 2 * 0,72 * 1 * 1}{129^2 * \sqrt[3]{713 * 99,7}} = 1,78 \text{ мг/м}^3 \quad (4.20)$$

$$C_{M_{TB}} = \frac{A * M_{TB} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_T * \Delta T}} = \frac{200 * 1548,905 * 2 * 0,72 * 1 * 1}{129^2 * \sqrt[3]{713 * 99,7}} = 0,647 \text{ мг/м}^3 \quad (4.21)$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A * M_{SO_2} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_T * \Delta T}} = \frac{200 * 1975,68 * 2 * 0,72 * 1 * 1}{129^2 * \sqrt[3]{713 * 99,7}} = 0,825 \text{ мг/м}^3 \quad (4.22)$$

$$C_{M_{NO_x}} = \frac{A * M_{NO_x} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_T * \Delta T}} = \frac{200 * 487,332 * 2 * 0,72 * 1 * 1}{129^2 * \sqrt[3]{713 * 99,7}} = 0,204 \text{ мг/м}^3 \quad (4.23)$$

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

Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение концентрации вредных веществ.

Расстояние  $\chi_M$  (м) от источника выброса, на котором приземная концентрация  $C$  (мг/м<sup>3</sup>) при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения  $C_M$ , определяется по формуле:

$$\chi_m = d * \frac{5 - F}{4} * H = 23,198 * \frac{5 - 2}{4} * 129 = 2244,407 \text{ м} \quad (4.24)$$

где  $d$  – безразмерный коэффициент находится по формуле:

$$d = 7 * \sqrt{V_m} * (1 + 0,28 * \sqrt[3]{f}) = 7 * 5,329 * (1 + 0,28 * \sqrt[3]{3,765}) = 23,198 \quad (4.25)$$

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

При опасной скорости ветра  $U_m$  приземная концентрация вредных веществ  $C_i$  ( $\text{мг}/\text{м}^3$ ) на различных расстояниях  $\chi$  (м) от источника выброса определяется по формуле:

$$C_i = S_i * C_M \quad (4.26)$$

Где  $S_i$ —безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения  $\frac{\chi}{\chi_m}$  и коэффициента F по формулам:

$$S_1 = 3 * \left(\frac{\chi}{\chi_m}\right)^4 - 8 * \left(\frac{\chi}{\chi_m}\right)^3 + 6 * \left(\frac{\chi}{\chi_m}\right)^2 = 3 * 0.445^4 - 8 * 0.445^3 + 6 * 0.445^2 = 0.60082 \quad (4.27)$$

При  $\chi=1000$  м, и  $\frac{\chi}{\chi_m} = \frac{1000}{2244,407} = 0,445$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 * \left(\frac{\chi}{\chi_m}\right)^2 + 1} = \frac{1.13}{0.13 * (1.3367)^2 + 1} = 0.917 \quad (4.28)$$

При  $\chi=3000$  м, и  $\frac{\chi}{\chi_m} = \frac{3000}{2244,407} = 1,3367$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 * \left(\frac{\chi}{\chi_m}\right)^2 + 1} = \frac{1.13}{0.13 * (2,228)^2 + 1} = 0.687$$

При  $\chi=5000$  м, и  $\frac{\chi}{\chi_m} = 2,228$ ,  $S_1=0,687$

При  $\chi=7000$  м, и  $\frac{\chi}{\chi_m} = 3,119$ ,  $S_1=0,499$

При  $\chi=10000$  м, и  $\frac{\chi}{\chi_m} = 4,455$ ,  $S_1=0,316$

При  $\chi=2244,407$  м, и  $\frac{\chi}{\chi_m} = 1$ ,  $S_1=1$

По результатам расчётов составим сводную таблицу 4.3

Таблица 4.3

$C_i$ , $\text{мг}/\text{м}^3$	$X_i$ , м						
	1	2	3	5	6	7	1
	000	053	000	000	000	000	0000

$C_{SO_2+NO_2}$	0,8	0,9	0,71	0,6	0,5	0,4	0,24
$C_{ЗОЛ(ТВ)}$	0,64	0,67	0,51	0,43	0,38	0,3	0,17

#### 4.1.8 Определение границ санитарной защитной зоны.

$$l = L_0 * \frac{P}{P_0}, \text{ м} \quad (4.29)$$

где  $L_0$  – расчётный размер участка местности в данном направлении, где концентрация вредных веществ (с учётом фоновой концентрации от других источников) превышает ПДК, м;

$P$  – среднегодовая повторяемость направления ветров рассматриваемого румба, %;

$P_0$  – повторяемость направления ветров одного румба при годовой розе ветров, %;

$l_0$  – размер санитарной защитной зоны установленный в санитарных нормах проектирования промышленных предприятий, м.

Среднегодовая роза ветров характеризуемая значениями  $P$  для разных румбов принимается по данным "Справочник по климату"

По данным таблицы 4.4 строим план санитарно-защитной зоны.

Таблица 4.4

Расчет санитарно-защитной зоны.							
Направления ветров							
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
9,5	22,4	10,8	9,7	10	9,2	19,9	9,3
Повторяемость направлений ветров одного румба или круговой розе ветров, %							
12,5							
Величина санитарно-защитной зоны, м (расчетная)							
7000							
Санитарно-защитная зона, м							
83 22	96 86	86 42	67 24	80 05	80 05	89 64	78 48

#### 4.1.9 Расчет золоулавливающей установки с трубой Вентури

Электростанция оснащена семью котлами производительностью номинальной (по пару) 420 т/ч. Гидравлическое сопротивление золоулавливающей установке должно превышать 130 кгс/м<sup>2</sup>. По санитарным нормам степень очистки дымовых газов от золы для установок данного типа, должна быть не ниже 97%.

1. Расход дымовых газов (при  $t'_{\Gamma} = 140$  0С) и номинальной нагрузке котла составляющей  $V_{\Gamma}=642,2*10^3$  м<sup>3</sup>/ч.

2. Дисперсный состав золы перед золоуловителем при сжигании Экибастузского угля марки СС и при молотковых мельницах.

Таблица 4.5 Дисперсный состав золы .

Тип золоуловителя	Фракция пыли , мкм							
	> 5	> 10	> 15	> 20	> 30	> 40	> 60	>
Мокрый золоуловитель с коагулятором Вентури $\eta = 96,5$ %	4,5	3,5	5	6,6	4,3	6,0	3,8	3

3. Минимально допустимая температура охлаждаемых газов после золоуловителя  $t''_{\Gamma} = 68$  0С.

4. Принимаем для расчёта скорость газов в горловине  $U_{\Gamma} = 40-70$  м/с. Удельный расход охлаждающей воды  $q = 0,16$  кг/м<sup>3</sup> , откуда  $q * U_{\Gamma} = 11,2$  кг/м<sup>2</sup>\*с

5. Коэффициент гидравлического сопротивления  $\xi_{УСЛ}=0,18$  и приняв  $\xi_{С}=0,2$  находим сопротивления собственным участком трубы Вентури:

$$\Delta h_{TP} = (\xi_{С} + \xi_{УСЛ}) * \frac{U_{\Gamma}^2}{2} * \rho_{\Gamma} = (0,2 + 0,18) * \frac{70^2}{2} * 0,87 = 810 \text{ кПа} \quad (4.30)$$

где  $\rho_{\Gamma} = 0,87$  кг/м<sup>3</sup> –плотность дымовых газов

Принимаем к установке на один котёл четыре золоулавливающих установки с единичной производительностью по газам  $V_{\Gamma}=200\ 000$  м<sup>3</sup>/ч, с диаметром уловителя  $d_{УЛ}=4$  м. Сопротивление каплеуловителя определим по формуле:

$$\Delta h_{KV} = \xi_{KV} * \frac{U_{BX}^2}{2} * \rho_{\Gamma} = 2,25 * \frac{20^2}{2} * 0,87 = 392 \text{ кПа} \quad (4.31)$$

где  $\xi_{KV}$ —коэффициент гидравлического сопротивления каплеуловителя;

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

Общее сопротивление установки составляет:

$$\Delta h = \Delta h_{TP} + \Delta h_{KV} = 810 + 392 = 1202 \text{ Па} \quad (4.32)$$

6. Выполним тепловой расчёт установки:

а) Параметр  $= 72 * 10^{-3}$ . Примем температуру пульпы  $\theta' = 29-50$  0С. Температура орошающей воды  $\theta'' = 20$  0С. Температура охлаждённых газов (зададимся)  $t_{\Gamma}'' = 70$  0С. Тогда по формуле:

$$\Delta t = \frac{(t'_{\Gamma} - \theta') - (t''_{\Gamma} - \theta'')}{2,31 * \lg \frac{t'_{\Gamma} - \theta'}{t''_{\Gamma} - \theta''}} = \frac{(140 - 20) - (70 - 50)}{2,31 * \lg \frac{140 - 20}{70 - 50}} = 56 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (4.33)$$

б) Средний диаметр капель  $D_0 = 165 * 10^{-6}$  м. Суммарная поверхность капель:

$$F = \frac{6 * q * V_{\text{УГ}}}{D_0} = \frac{6 * 0,16 * 200 * 10^3 * 0,16 * 10^3}{165 * 10^{-6} * (273 + 140)} = 0,77 * 10^6 \text{ м}^2 / \text{ч} \quad (4.34)$$

где  $q=0,16$ —удельный расход орошающей воды, кг/м<sup>3</sup>;

$V_{\text{ГО}}=200 * 10^3$ —объемный расход газов при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/ч.

Г) Количество передаваемого тепла:

$$Q = \alpha * F * \Delta t * \tau = 72 * 10^{-3} * 0,77 * 10^6 * 56 = 3,1 * 10^6 \text{ ккал/ч} \quad (4.35)$$

где  $\alpha$ —коэффициент теплоотдачи от газов к стенке;

$\Delta t=56$  0С—температурный напор;

$\tau$ —время пребывания капли в установке.

д) Температура охлажденных газов

$$Q = V_{\text{ГО}} * C_{\text{ГО}} * (t_{\Gamma}' - t_{\Gamma}''), \quad (4.36)$$

откуда выразим  $t_{\Gamma}''$ :

$$t_{\Gamma}'' = 140 - \frac{3,1 * 10^6 * 273}{200 * 10^3 * 0,32 * (273 + 140)} = 107 \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad (4.37)$$

где  $C_{\text{ГО}}=0,32$ —объемная теплоемкость газов, кДж/м<sup>3</sup>К.

Расчет степени очистки газов от золы в установке.

а) Труба Вентури

Вычислим безразмерный коэффициент и соответствующие значения неполноты улавливания для каждой фракции золы. По таблице 3-5 определяем полную длину трубы Вентури

Таблица 4.6. Расчёт степени очистки.

Размерность величины	Размер частиц, мкм					
	0-	10-	20-	30-	40-	50-
	10	20	30	40	50	



$\left  \frac{v'_3 - v_K}{v'_3} \right _{CP}$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Безразмерный комплекс	86	77	65	51	24
$1-\eta'_i$	1.4	1.4	1.3	1.2	0.9
	78	07	11	00	85
	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3
	9	2	31	6	8

По значению  $\left| \frac{v'_3 - v_K}{v'_3} \right|_{CP}$  определяется безразмерный комплекс

$$1,5 * \frac{q_{Э}}{Q_0} * \left| \frac{v'_3 - v_K}{v'_3} \right|_{CP} * L \quad (4.38)$$

где L-полная длина трубы Вентури в метрах.

Поэтому безразмерному комплексу определяется  $1-\eta'_i$ . Общая неполнота улавливания золы в трубе Вентури по формуле:

$$\varepsilon_1 = 1 - \eta'_i = \sum \Phi'_i * (1 - \eta'_i) \quad (4.39)$$

где  $\Phi'_i$ -доля каждой фракции в летучей золе

$$1 - \eta'_i = 0,15 * 0,19 + 0,46 * 0,22 + 0,21 * 0,231 + 0,08 * 0,26 + 0,067 * 0,38 = 0,225 \quad (4.40)$$

б) Каплеуловитель

Дисперсный состав на входе в каплеуловитель по формуле

$$\Phi_i = \frac{(1 - \eta_i) * \Phi_i * 100\%}{1 - \eta_i} \quad (4.41)$$

Результат расчета по этой формуле приведен в таблице 4.7

Таблица 4.7. Дисперсный состав проскока.

Величина частиц, мкм	0-10	10-20	20-30	30-40	40-60	60-40
Содержание проскоке, %	12,7	4,49	21,6	9,2	11,3	
Содержание $\eta''_i$	0.25	0.125	0.1	0.08	0.03	

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

Общая неполнота сгорания улавливаемой золы в каплеуловителе

$$1 - \eta''_I = \sum \Phi''_i * (1 - \eta''_i) \quad (4.42)$$

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

В) Общая эффективность золоуловителя:

$$\eta = 1 - (1 - \eta') * (1 - \eta'') = 1 - 0,025 * 0,12 = 0,973 \quad (4.43)$$

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:

$$GB = q * VГО = \frac{0,16 * 642,2 * 10^3 * 273}{273 + 140} = 68 * 10^3 \text{ кг/с} \quad (4.44)$$

Принимаем к установке в каждой трубе Вентури по одной форсунке

Производительностью:

$$QФ = \frac{68 * 10^3}{4} = 17 * 10^3 \text{ кг/с} \quad (4.45)$$

Тип таких форсунок УО ОРГРЭС с диаметром выходного отверстия  $d=26$  мм при давлении воды на орошение трубы Вентури  $25 \text{ кгс/см}^2$  с 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  $200 * 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$  с вертикальными трубами Вентури  $L=5465$  мм.

## 4.2 Анализ условия труда в котельном цехе.

### 4.2.1 Состояние пожарной безопасности.

Для противопожарной защиты зданий и сооружений на площадке ТЭЦ-2 предусмотрена пожарная часть (ПЧ-13) на два автофона. Для всех зданий и сооружений предусмотрено не менее двух эвакуационных выходов, расположенных рассредоточено. Для зданий высотой 10 м и более предусмотрены выходы на кровлю из лестничных клеток или по наружным стальным лестницам, при высоте зданий более 20 м по стальным маршевым лестницам с уклоном не более 6:1. В местах перепада высот более 1 метра предусмотрены лестницы независимо от высоты здания. В настоящее время на ТЭЦ предусмотрена противопожарная автоматика кабельных сооружений на базе аппаратуры ППС-1 и извещатели пожарной сигнализации. Противопожарной защиты зданий и сооружений соответствующие ГОСТ 12.1.033-81:

Кабельные туннели и короба, проходные полуэтажи, автоматическое тушение высокократной, воздушно – механической пеной. В местах примыкания галереи топливо – подачи к дробильному отделению, разгрузочному устройству, башне пересыпки главного корпуса на основном тракте в местах примыкания галереи конвейера выдачи и на питателях угля предусмотрена разводка от внутриплощадочного противопожарно – хозяйственного водопровода.

В котельном цехе на отметке –11.5и 0.00 метров и в машинном зале на отметке 0.00 метров установлены противопожарные посты, переносные пеногенераторы, которые предназначены для локального пожаротушения в возникновении дыма или повышении температуры в помещении, комбинированные извещатели системы обнаружения подают импульс:

на открытие определенных задвижек с электроприводом  
на включение рабочего насоса, который забирает из резервуара готовый 6% раствор пенообразователя и нагнетает его в сеть противопожарной установки.

В котельном цехе предусмотрена установка сигнализаторов повышения температуры уходящих газов с выводами показателей на щит, а также аварийная блокировка механизмов. При выходе из строя дымососов автоматически отключаются дутьевые вентиляторы горячего угля и питатели пыли. Для тушения очагов тления и загорания топлива у молотковых мельниц и сепараторов пыли предусмотрена установка пенных огнетушителей типа ОП-5 и углекислотных ОУ-5 и ОУ- 8

В турбинном цехе наиболее опасным участком при пожаре является маслосистема турбоустановки. Для предотвращения пропитки маслом изоляции предусмотрено покрытие их кожухом из белой жести. На маслосистеме генераторов установлены

автоматические газоанализаторы, подающие световой и звуковой сигналы на при содержании водорода в воздухе системы не менее 1% по объему так как установка с водородным охлаждением.

На маслوماзутохозяйстве для тушения пожара резервуаров с мазутом предусмотрен закольцованный противопожарный водопровод с установкой пожарных гидрантов и передвижными средствами пожаротушения. Для тушения очагов загорания в помещения мазутонасосной и маслоаппаратной предусмотрен подвод пара с ручным управлением запорной задвижкой, расположенной в безопасном месте с наружной стороны здания.

#### **4.2.2 Микроклимат.**

На щитах управления, в залах вычислительной техники, кабинах, пультах и постах управлением технологическими процессами поддерживается температура воздуха 22-24 оС, относительная влажность 60-40 % и скорость движения ветра не более 0,1 м/с в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СН №4083-86. В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины микроклимата не представляется возможным установить из-за технической недостижимости предусмотрены мероприятия по защите работающих от возможного перегрева: система местного кондиционирования, воздушное душирование, средства индивидуальной защиты.

#### **4.2.3 Тепловая изоляция.**

Тепловая изоляция с покровным слоем покрываются трубопроводы и оборудования с температурой теплоносителя выше +45оС. Выбор теплоизоляционных конструкций произведен по «информационному сообщению ОПРНТ ТЭПа от 29.03.91 г., №1-Т». для изоляции трубопроводов, в зависимости от диаметра и температуры, приняты следующие материалы: базальтовый шнур, шнур минватный в оплетке из ровинга, маты из базальтового супертонкого волокна. В качестве покровного слоя применяется металлический кожух из оцинкованной стали или алюминиевых сплавов.

#### **4.2.4 Расчет зануления.**

Зануление служит для защиты от поражения электрическим током при повреждении изоляции проводов электроустановок.

Цель зануления — быстро отключить электроустановку от сети при замыкании одной (или двух) фазы на корпус. Обеспечить безопасность прикосновения человека к зануленному корпусу в аварийный период.

В связи с вышеизложенным расчет зануления сводится к проверке его отключающей способности и оценке опасности поражения человека

электрическим током, касающегося в момент аварии корпуса электрооборудования.

Исходные данные:

Напряжение сети – 0,4 кВ;

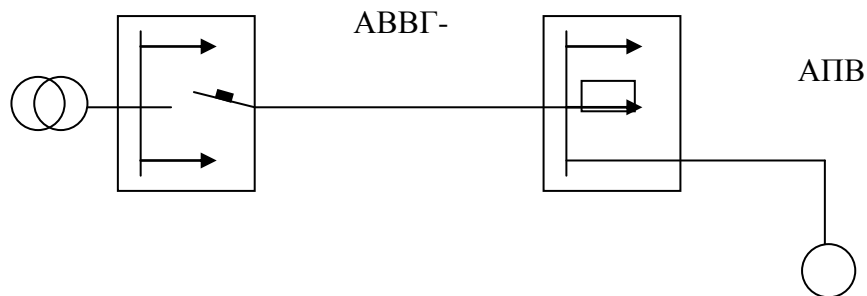
Мощность трансформатора – 250 кВА;

Мощность электроприемника  $P = 55$  кВт;

Ток нагрузки силового пункта (СП)  $I_N = 260$  А;

$l_1 = 50$  м;

$l_2 = 150$  м;



ису

нок

#### 4.2 - Схема замещения

Определение токов нагрузки и выбор аппаратов защиты:

$$I_{ДВ} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{55 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 99,2 \text{ А} \quad (4.46)$$

$$I_{РПВ} = \frac{K_{П} \cdot I_{ДВ}}{K_{Т}} = \frac{6 \cdot 99,2}{2,5} = 238,08 \text{ А} \quad (4.47)$$

$I_{НПВ} = 250$  А;

$I_{НСП} = 260$  А. Установка автомата на ТП.

$I_{НА} = 260$  А.

Определение активных и индуктивных элементов цепи.

$Z_{ТР} = 0,312$  Ом (Табл. данные)

Сопротивление фазных и нулевого защитного проводника:

$$R = \rho \frac{l}{S}, \quad (4.48)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление проводника (0,028 Ом·мм/м);

$l$  – длина проводника, м;

$S$  – сечение проводника, мм<sup>2</sup>.

$$R_{СП1} = 0,028 \frac{50}{185} = 7,6 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} \quad (4.49)$$

$$R_{CP2} = 0,028 \frac{150}{70} = 6 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}$$

(4.50)

$$R_{H1} = 0,028 \frac{50}{95} = 1,47 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}$$

(4.51)

Внутреннее индуктивное и активное сопротивление стальной трубы диаметром 50 мм, длиной 125 м:

$$I'K = 3 \cdot 150 = 450 \text{ А};$$

$$S_{TP} = 1242 \text{ мм}^2.$$

Плотность тока:

$$i = \frac{I'_K}{S_{TP}} = \frac{450}{1242} = 0,36 \text{ А/мм}^2$$

(4.52)

$$r\omega = 1,07 \text{ Ом/км}; \quad x = 0,64 \text{ Ом/км};$$

$$R_{H2} = r\omega \cdot l_2 = 1,07 \cdot 0,015 = 0,016 \text{ Ом};$$

$$X_{H2} = x \cdot l_2 = 0,64 \cdot 0,015 = 0,0096 \text{ Ом};$$

$$X_{CP1} = 0; \quad X_{CP2} = 0;$$

$$X_{П} = 0,1 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$X_{П1} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 50 = 0,005 \text{ Ом};$$

$$X_{П2} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 150 = 0,015 \text{ Ом}.$$

Определение Z<sub>П</sub>:

$$Z_{П} = \sqrt{(R_{CP} + R_{H})^2 + (X_{CP} + X_{H} + X_{П})^2}, \text{ Ом}$$

(4.53)

$$Z_{П1} = \sqrt{(0,0076 + 0,0147)^2 + 0,005^2} = 0,0223 \text{ Ом}$$

(4.54)

$$Z_{П2} = \sqrt{(0,0076 + 0,06 + 0,0147 + 0,016)^2 + (0,005 + 0,015 + 0,096)^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

(4.55)

Определение I<sub>КЗ</sub> производится по формуле:

$$I_{КЗ} = \frac{U_{\Phi}}{Z_T/3 + Z_{П}}$$

(4.56)

$$I_{КЗ} = \frac{220}{\frac{0,312}{3} + 0,0223} = 1741,9 \text{ А}$$

(4.57)

$$I_{КЗ} = \frac{220}{\frac{0,312}{3} + 0,4} = 436,5 \text{ А}$$

(4.58)

Определение кратности тока:

$$(4.59) \quad \frac{I_{КЗ}}{I_{НА}} = \frac{1741,9}{260} = 6,70 ;$$

$$(4.60) \quad \frac{I_{КЗ}}{I_{НА}} = \frac{750}{250} = 3$$

Условие  $I_{КЗ} \geq I_{НОМ} \cdot K$  выполняется,  
где  $KA = 1,25$ ;  $KПВ = 3$ .

Определение времени срабатывания аппарата защиты: плавкой вставки – определяется по защитной характеристике плавкой вставки, для автомата – берется из справочника.

Для предохранителей типа ПН-2:

При  $I_{КЗ} = 588,2$  А и  $I_{НПВ} = 150$  А – время отключения – 0,18 с.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$(4.61) \quad U_{К1} = I_{КЗ} \cdot Z_{Н1} = 1741,9 \cdot 0,0147 = 25,6 \text{ В}$$

$$(4.62) \quad U_{К2} = I_{КЗ} \cdot Z_{Н2} = 588,2 \cdot \sqrt{0,134^2 + 0,08^2} = 91,8 \text{ В}$$

Ток, проходящий через тело человека:

$$(4.63) \quad I_{h1} = \frac{U_{К1}}{R_h} = \frac{25,6}{1000} = 25,6 \text{ мА}$$

$$(4.64) \quad I_{h2} = \frac{U_{К2}}{R_h} = \frac{91,8}{1000} = 91,8 \text{ мА}$$

Согласно ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ такие величины являются допустимыми при времени воздействия соответственно 1,0 и 0,5, т.е. время срабатывания автоматического выключателя и предохранителя не превышает допустимых величин.

## Заключение

По данным выполненной работы делаются следующие выводы:

Деаэратор – это одно из важнейших устройств на электростанции, которое удаляет газообразные примеси из теплоносителя. Из воды следует удалять коррозионно-агрессивные газы и, в первую очередь, кислород и углекислоту.

Наиболее эффективным способом деаэрации является термическая деаэрация, т.к. позволяет удалять из воды любые растворенные в воде газы и не вносят никаких дополнительных примесей в воду. Деаэраторная установка состоит из деаэрационной колонки и деаэраторного бака, куда стекает продеаэрированная вода. Благодаря своей конструкции деаэрационная колонка улучшает процесс деаэрации воды.

Процесс деаэрации – это совокупность физических и химических процессов, благодаря которым достигается основная цель работы деаэратора – удаление из воды коррозионно-агрессивных газов. Основным требованием, предъявляемым к деаэраторам, является необходимость поддерживать постоянное давление в нем. На основе сформулированных выводов можно утверждать, что цель работы достигнута.



## Список использованной литературы

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций., М. 1981 г.
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. М., Энергоатомиздат, 1987 г.
3. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. М. Энергоатомиздат, 1984 г.
4. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод), под ред. Кузнецова Н.В. и др., М. Энергия, 1973 г.
5. Липов Ю.М. и др. Компонировка и тепловой расчет парового котла. М. Энергоатомиздат. 1988г.
6. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник. М. Энергоатомиздат. 1984г.
7. Никитина И.К. Справочник по трубопроводам ТЭС. М.Энергия. 1983г.
8. Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева, т.1, 2. М., Энергия. 1975 г.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М. Энергоатомиздат. 1989г.
10. Рихтер Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. М. Энергоиздат. 1981 г.
11. Охрана окружающей среды. Под ред. С.В. Белова. М.1991 г.
12. Справочная книга по технике безопасности в энергетике. Т.1, 2. М.1978г.
13. Сергеев И.В. Экономика предприятия. М.2000.
14. Чернухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетике. М.1985.
15. Методические указания к экономической части ДП.