

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра тепловые энергетические установок

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » 20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

на тему: Модернизация ТЭЦ-2

Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика

Выполнил (а) Самжанов Д.М. БТЭУ-10
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Рубович В.П., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Наринисов Б.Г., кандидат техн. наук, профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« и » июля 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бекмашева А.В., старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« и » июля 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

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

Нормоконтролер: Рубович В.П., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« и » июля 2014 г.
(подпись)

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

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет экономического управления и переноса технологий
Специальность 5В071700 - "Технологическая"
Кафедра технологии энергетических установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Саманчаев Вигар Жуманбаевич
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Модернизация АЭС-2

Утверждена приказом ректора № ___ от «___» сентября 20__ г.
Срок сдачи законченной работы «___» 20__ г.
Исходные данные к проекту: требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Углеводородная смесь: электрическая - 510 МВт
тепловая - 1176 Ккал/с
Топливо - коксовый уголь: Фриблitzского разряда
3 турбины типа ПТ-80/100-130/13
1 турбина типа Р-50-130
1 турбина типа Т-100/100-130
1 турбина типа БК-420-140

Цели и задачи, подлежащие разработке дипломного проекта в вопросах и частях содержания дипломного проекта:

1. Анализ исходных данных
2. Выбор топлива
3. Выбор типа и параметров котла АЭС-2
4. Выбор типа котла АЭС-2
5. Модернизация АЭС-2
6. Расчет КПД турбоустановки Т-100/100-130
7. Проверка надежности конструкции
8. Экономическая часть


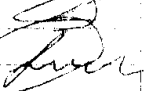
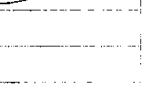
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Генеральный план
Примысливаемый скважина ТЭЦ
Исторический разрез главного корпуса

Рекомендуемая основная литература

1. Роткин В.А. Тепловые электростанции. Выходные
данные турбинных узлов 3-е изд. - М: Энергостроитель,
1985 - 328с.
2. Изотурбинные и паротурбинные установки. Учебное пособие для вузов,
пер. редакцией С.В. Цанева. - М: Энергостроитель,
М.И. 2000 - 578 с. ил.
3. Г.С. Соловьев. Историческое значение и развитие
паро-ТЭС. "Энергостроитель" для всех форм обучения.
Книжки: АИЭС 2002 - 18с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эксплуатация	Нарошкин С.Г.	11.04.14	
ЭМД	Крыжовников А.С.	11.04.14	
Нормоконтроль	Кубовик В.И.	11.06.14	

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте рассмотрена модернизация Алматинской ТЭЦ-2 и предусматривается строительство бойлерной с учетом проектной мощности тепломагистрали «ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1». Произведены расчет тепловых нагрузок по режимам, расчет ПНД ТА Т-100/120-130, выбор и описание вспомогательного тепломеханического оборудования. В экономической части проекта рассчитаны себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии.

АНДАТПА

Бұл дипломдық жобада Алматы ЖЭО-2 жаңартуы қарастырылды және «ЖЭО-2 – ЖЭО-1» жылу магистралының жобалық қуатын ескере отырып, бойлер құрылысы көзделінді. Режимдер бойынша жылу жүктемелерінің және ТҚҚ ТА Т-100/120-130 есебі шығарылды, сондай-ақ көмекші жылу механикалық жабдықтың талдауы мен сипаты берілді. Жобаның экономикалық бөлімінде электр және жылу энергиясын босатудың өзіндік құны есептелді.

ANNOTATION

In this degree project modernization of Almaty WES-2 is considered and boiler room construction taking into account design capacity of the heathighway of «WES-2 - WES-1» is provided. Calculation of thermal loadings for model, HLP TU T-100/120-130 calculation, choice and the description of the service heatmechanical equipment are made. In economic part of the project are calculated cost leave electric and thermal energy.

Содержание

Аннотация.....	
Введение.....	
1. Компоновка главного корпуса АТЭЦ-2.....	
2. Описание основного и вспомогательного оборудования.....	
2.1. Описание основного оборудования.....	
2.2. Описание вспомогательного оборудования.....	
3. Тепловая схема АТЭЦ-2.....	
3.1. Описание тепловой схемы.....	
3.2. Расчет тепловой схемы.....	
4. Модернизация АТЭЦ-2.....	
4.1. Описание Модернизации.....	
4.2. Тепловой расчет после модернизации.....	
5. Расчет ПНД Турбоагрегата Т-100-130.....	
6. Безопасность жизнедеятельности.....	
6.1. Экологический паспорт предприятия.....	
6.2. План санитарно защитной зоны.....	
7. Экономическая часть.....	
7.1. Введение.....	
7.2. Расчет себестоимости отпуска тепла и электроэнергии.....	
8. Заключение.....	
9. Список литературы.....	

ВВЕДЕНИЕ

Алматинская ТЭЦ-2 расположена в 15 км западнее г. Алматы, в районе пос. Алгабас Карасайского района. АТЭЦ-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 АТЭЦ-2 осуществляется в горячей воде для зоны теплофикации г. Алматы.

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

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

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

На сегодняшний день на АТЭЦ-2 сжигаются, в основном, экибастузский и карагандинский уголи с высокой зольностью.

В данной работе ведется тепловой расчет АТЭЦ-2 до и после модернизации, тепловой расчет ПНД турбины ПТ-80/100-130/13

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

1.1 Компоновка главного корпуса.

В объёмно-планировочном решении главный корпус 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 и представляет четырех пролетное здание из продольно расположенных:

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

2 Описание основного и вспомогательного оборудования АТЭЦ-2.

2.1 Описание основного оборудования АТЭЦ-2:

а) шесть паровых турбин

три турбины типа ПТ-80/100-130/13;

одна турбина типа Р-50-130;

две турбины типа Т-100/120-130.

б) семь паровых котлов типа БК-420-140.

2.1.1. Технические описания и характеристики турбин.

Паровая турбина ПТ-80/100-130/13, конденсационная с регулируемым отбором пара производственным и отопительными, номинальной мощностью 80 мвт. Представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат и предназначен для непосредственного привода генератора типа ТВФ-120-2 мощностью 120 мвт.

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

ЦВД – литой конструкции из жаропрочной стали. Проточная часть имеет одновенечную регулируемую ступень и 16 ступеней давления.

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

ЦНД состоит из трех частей:

- первая до верхнего отопительного отбора имеет регулируемую ступень и семь ступеней давления;
- вторая между верхним и нижним отопительными отборами т.е. промежуточный отсек, имеет две ступени давления;
- третья часть имеет регулируемую ступень и две ступени давления.

Давление теплофикационных отборов регулируется одной поворотной диафрагмой.

Ротор высокого давления (РВД) – цельнокованный, а ротор низкого давления (РНД) комбинированный т.е. десять дисков цельнокованных а три насадных. Оба ротора РВД и РНД - гибкие. Роторы турбин соединены между собой и ротором генератора жесткими муфтами и имеют общий упорный подшипник.

Вращение ротора по часовой стрелке если смотреть со стороны переднего подшипника. Фикс-пункт турбины расположен на задней фундаментной раме ЦНД.

Основные параметры турбины ПТ-80\100-130\13

1) Электрическая мощность:

максимальная ,	N_{max}	100 мвт
номинальная ,	N_{nom}	80 мвт

2) Параметры пара перед стопорным клапаном:

давление ,	P_0	12,75 мпа
температура ,	t_0	555°C

3) Давление в конденсаторе , P_k 0,0035 мпа

4) Параметр пара в регулируемых отборах:

производственный	P_n	1.3 мпа
	t_n	265°C
верхний отопительный	$P_{вот}$	0,25-0,05 мпа
нижний отопительный	$P_{нот}$	0,10-0,05 мпа

5) Параметры пара нерегулируемых отборов, т.е. давление пара, P_i :

I, ПВД – 7	4.5 мпа
II, ПВД – 6	2,6 мпа
III, ПВД – 5 (деаратор)	1,3 (0,6) мпа
IV, ПНД – 4	0,4 мпа
V, ПНД – 3	0,17 мпа
VI, ПНД – 2	0,085 мпа
VII, ПНД – 1	0,033 мпа

6) Максимальный расход пара на турбину,

D_{max}	470 т/ч
-----------	---------

7) Номинальный расход пара на турбину,

D_{min}	420 т/ч
-----------	---------

Паровая турбина Р-50-130/13 , с противодавлением, представляет собой одновальный и одноцилиндровый агрегат предназначенный для непосредственного привода генератора типа ТВФ -63-2 мощностью 63 мва.

Турбина имеет одну регулируемую ступень и 16 ступеней давления.

Параметры пара перед турбиной:

давление,	P_0	12,75 мпа
температура,	t_0	555°C

Давление за турбиной в противодавлении,

P_n 1,3 мпа

Число регулируемых отборов, давления P :

I, ПВД-3 3,63 мпа

II, ПВД-2 2,16 мпа

III, ПВД-1 1,3 мпа

Максимальный расход пара на турбину,

D_{max} 470 т/ч

Номинальный расход пара на турбину,

D_{nom} 385 т/ч

Паровая турбина Т-110/120-130, конденсационная с двумя регулируемыми отопительными отборами, номинальной мощностью 110 мвт, представляет собой трехцилиндровый агрегат и предназначен для непосредственного привода генератора типа ТВФ-120-12, и отпуска тепла на нужды теплофикации в количестве 175 гкал/ч .

Номинальная мощность теплофикационных отборов 175 гкал/ч , обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара:

давление, P_o 12,75 мпа

Пар подается через стопорный и регулирующие клапаны на ЦВД. ЦВД односточный, имеет двухвенечную регулиющую ступень и восемь дисков ротора среднего давления (РДС) откованы заодно с валом, остальные шесть – насадные.

ЦСД однопоточный, имеет по две ступени в каждом потоке, т.е. по одной регуливающей и одной ступени давления.

Турбина имеет семь нерегулируемых отбора. Параметры отборов представлены в виде таблицы 2.1.

Параметры нерегулируемых отборов турбины Т-110/120-130

Таблица 2.1

№ отбора	Подогреватель	P , мПа	t , °С	x
I	ПВД – 7	3,32	379	
II	ПВД – 6	2,28	337	
III	ПВД – 5 (деаэратор)	1,22	266	
IV	ПВД – 4	0,57	190	

V	ПНД – 3	0,294	130	
VI	ПНД – 2	0,98	-	0,983
VII	ПНД – 1	0,037	-	0,964

2.1.2. Техническое описание и характеристика котлов БКЗ-420-140

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

Топочная камера призматическая открытого типа, выполнена из цельносварных мембранных газоплотных панелей, из цельносварных мембранных газоплотных панелей, изготовленных из труб диаметром 60 мм с толщиной стенки 6 мм (ст. 20), с варной полосой 20 x 6 мм. Шаг труб в панелях – 80 мм.

Шлакоудаление твердое, со шнековыми транспортерами и дробилкой.

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

Барабан котла сварной конструкции с внутренним диаметром 1600 мм с толщиной стенки 112 мм (ст. 16 ГНМА).

Пароперегреватель радиационно – конвективный. Состоит из ширм

$$d \times S = 42 \times 5 \text{ мм (ст. 12 X 1 МФ)}$$

и конвективной части из труб

$$d \times S = 38 \times 4 \text{ мм ; } 38 \times 4,5 \text{ мм ; } 38 \times 5 \text{ мм ; } 38 \times 6 \text{ мм (ст. 20 ; 12 X 1 МФ) .}$$

Температура перегрева пара регулируется впрыскивающим пароохладителем, установленном в рассечку между ступенями пароперегревателя.

В конвективной шахте размещены водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель, скомпонованные в « рассечку ». Водяной экономайзер состоит из гладких труб из стали 20 с

$$d \times S = 32 \times 4 \text{ мм .}$$

Кубы воздухоподогреватель выполнены из труб

$$d \times S = 40 \times 1,5 \text{ мм, сталь 3 .}$$

Техническая характеристика котла БКЗ – 420 140

Паропроизводительность ,	420 т/ч
Давление пара на выходе из пароперегревателя ,	13,8 мпа
Температура ,	
-перегретого пара	560 °С
-питательной воды	230 °С
-уходящих газов	143 °С
КПД (брутто) гарантийный ,	90 %
Габаритные размеры котла ,	
- ширина по осям колон	19,5 м
-глубина по осям колон	20,0 м
-высота	42,0 м

2.2 Выбор и описание вспомогательного оборудования .

2.2.1.Оборудование тепловой схем .

1) Расширители непрерывной продувки (РНП)

По нормам проектирования величина продувки составляет 1,0-1,5 % от паропроизводительности котла .

Величина продувки на один котел

$$D_{пр} = \alpha_{пр} D_{ка} = 0,012 \cdot 420 = 5,0 \text{ т/ч}$$

Коэффициент сепарации

$$K_{сеп} = \frac{h_{кв} \eta_{сеп} - h'_{пр}}{h''_p - h'_{пр}} = \frac{1620 \cdot 0,98 - 697,1}{2763 - 697,1} = 0,431 ;$$

где энтальпии пара и воды:

-на выходе из РНП $h_p'' = 2763$ кДж/кг

при $P_{рпн} = 0,7$ мПа;

- воды из РНП $h_p' = 697,1$ кДж/кг

- котловой воды $h_{кв} = 1620$ кДж/кг

КПД расширителя непрерывной продувки

$$\eta_{сеп} = 0,98$$

Количество пара , образующегося в РНП

$$D_{рпн} = K_{сеп} D_{пр} = 0,431 \cdot 5,0 = 2,17 \text{ т/ч} = 2170 \text{ кг/ч}$$

Объем пара, образующегося в РНП

$$V=D_{рн} V''=2170\cdot 0.2727=591,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где $V''=0,2727 \text{ м}^3/\text{ч}$ удельный объем сухого насыщенного пара при $P_{рпн}=0,7$ мПа.

Необходимый объем расширителя

$$V_{рпн} = (n_k \cdot V)/H = (2 \cdot 591,7)/1000 = 1,2 \text{ м}^3$$

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

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

По данным заводских каталогов РНП выбираем расширитель типа СП-1,5

Емкость расширителя $1,5 \text{ м}^3$

Наружный диаметр корпуса 820мм

Изготовитель Таганрогский завод «Красный котельщик»

2) Подогреватели схемы регенерации

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

Регенеративные подогреватели устанавливаются без резерва [1].

Для турбинной установки типа Т-110-130 по каталогу «Теплообменное оборудование» выбираем комплект подогревателей:

ПВД-7 ПВ-425-230-35 М

ПВД-6 ПВ-425-230-23 М

ПВД-5 ПВ-425-230-13 М

ПНД-4 ПН-250-16-7 IV

ПНД-3 ПН-250-16-7 IV

ПНД-2 ПН-250-16-7 IV

ПНД-1 ПН-250-16-7 III

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

Для турбинной установки ПТ-80-130/13 по каталогу имеем:

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

ПВД-6 ПВ-425-230-37 - I

ПВД-5 ПВ-425-230-25- I

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

ПНД-3 ПН-200-16-7 I (СЗЭМ)

ПНД-2 ПН-130-16-7 II

ПНД-1 ПН-130-16-7 II

Оборудование конденсационной установки 80 КЦС-1 поставляется в комплекте с турбоустановкой.

3) Выбор деаэраторов питательной воды

На каждую турбоустановку устанавливается один деаэрататор.

Суммарный запас питательной воды на неблочных ТЭС в баках основных деаэрататоров должен обеспечить работу в течении не менее семи минут.

Для котла БКЗ –420-140 максимальный расход питательной воды

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

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

Минимальная полезная вместимость деаэрататорного бака (БДП)

$$V_{БДП} = \tau_{мин} \frac{V \cdot D_{пв}}{60} = 7 \frac{1,1 \cdot 433}{60} = 55,6 \text{ м}^3$$

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

выбираем по ГОСТ деаэрататор типа ДП-500 с деаэрататорным баком БДП-65 полезной емкостью 65 м^3 , производительность деаэрататорной колонки ставит 500 т/ч.

Абсолютное давление в деаэрататорной колонке 0,6 мПа.

4) Выбор питательных насосов

По нормам [1] на ТЭС включенных в энергосистему, суммарная подача всех питательных насосов должна быть такой, чтобы в случае остановки любого из них оставшиеся в работе должны обеспечивать номинальную паропроизводительность всех установленных котлов.

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

Расход питательной воды на котел

БКЗ-420-140

$$D_{\text{пв}} = 433 \text{ т/ч}, t_{\text{пв}} = 230^\circ\text{C}$$

Удельный объем воды $V_{\text{пв}} = 1,1 \text{ м}^3/\text{т}$

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

Объемный расход питательной воды

$$D_{\text{пв}}' = V_{\text{пв}} \cdot D_{\text{пв}} = 1,1 \cdot 433 = 476,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

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

Завод изготовитель ПО “Насосэнергомаш”, г. Сумы.

2.2.2 Выбор котельно-вспомогательного оборудования

1) Максимальный часовой расход топлива на котел

$$B = \frac{D_{\text{не}}(h_{\text{не}} - h_{\text{нв}})}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \eta_{\text{ка}}} = \frac{420 \cdot 10^3 (826,9 - 237,1)}{3790 \cdot 0,91} = 72618 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

где паропроизводительность котла

$$D_{\text{ка}} = 420 \text{ т/ч}$$

энтальпии перегретого пара и питательной воды $h_{\text{пе}} = 826,9 \text{ ккал/ч}$, $h_{\text{пв}} = 237,1 \text{ ккал/ч}$.

Теплотворность топлива (экибастузского угля) $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 3790 \text{ ккал/кг}$, КПД котла $\eta_{\text{ка}} = 0,91$.

2) Выбор тягодутьевых установок

а) Выбор дутьевого вентилятора

Расход воздуха на вентилятор

$$V_{\text{хв}} = B \cdot V_{\text{в}}^0 (\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{пп}} + \Delta\alpha_{\text{вп}}) \frac{t_{\text{хв}} + 273}{273} =$$

$$= 72618 \cdot 4,25 (1,2 - 0,05 - 0 + 0,03) \frac{30 + 273}{273} = 404200 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

где объем воздуха на горение одного килограмма топлива $V_B^0=4,25\text{ м}^3/\text{кг}$; температура холодного воздуха $t_{хв} = 30^\circ\text{С}$; коэффициент избытка воздуха на выходе из топки $\alpha_T = 1/2$; присосы в топке котла $\Delta\alpha_T = 0,05$; в пылесистеме $\Delta\alpha_{пп} = 0$, утечки в ТВП $\Delta\alpha_{вп} = 0,03$.

Производительность вентилятора

$$Q_{вент} = 1,1 \cdot V_{хв} = 1,1 \cdot 404200 = 444620 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Напор вентилятора

$$H_{вент} = 1,15 \cdot \Delta H_{п} = 1,15 \cdot 3,5 = 4,025 \text{ кПа}$$

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

По стандартному выбираем к установке два вентилятора типа ДН-26ГН

Подача $260300 \text{ м}^3/\text{ч}$

Напор $4,12 \text{ кПа}$

Мощность на валу 403 кВт

Б) Выбор дымососа

Расход газов на дымососы:

$$V_d = B[V_r^0 + [(\alpha_{yx} - \Delta\alpha) - 1] V_B^0] \frac{V_g + 273}{273} =$$

$$= 72618 [4.56 + [(1.33 - 0.05) - 1] 4.25] \frac{130 + 273}{273} = 616300 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где объем газов $V_r^0 = 4,56 \text{ м}^3/\text{кг}$

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

температура газов $V_d = V_{yx} - 10 = 140 - 10 = 130^\circ\text{С}$

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

Производительность дымососа

$$Q_{дс} = 1,1 V_d = 1,1 \cdot 616300 = 677930 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Напор дымососа

$$H_{дс} = 1,2 \cdot \Delta H_{п} = 1,2 \cdot 3,65 = 4,38 \text{ кПа}$$

где сопротивление тракта газов

$\Delta H_{п} = 3,65 \text{ кПа}$

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

Подача $351000 \text{ м}^3/\text{ч}$

Напор $4,668 \text{ кПа}$

Мощность на валу 749 кВт

3) Расчет и выбор оборудования пылесистемы

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

А) Выбор бункера сырого угля (БСУ)

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

Объем бункера сырого угля:

$$V_{\text{БСУ}} = \frac{B_m}{\psi_{\delta} \gamma Z_B} = \frac{72,618 \cdot 8}{0,8 \cdot 1,0 \cdot 2} = 363 \text{ м}^3$$

где расход топлива на котел $B = 2,618$ т/ч;

запас угля в бункере $m = 8$ час;

насыпной вес угля $\gamma = 1,0$ т/м³

количество бункеров на котел $Z_B = 2$.

Б) Выбор мельниц

По нормам [1], при установке на котел четырех мельниц производительность каждой выбирается такой. Чтобы при остановке одной мельницы остальные обеспечили 90%-ную производительность котла:

$$B_m = \frac{0,9B}{Z_m - 1} = \frac{0,9 \cdot 72,618}{4 - 1} = 21,78 \text{ т/ч}$$

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

Производительность 22,4т/ч

Частота вращения 750об/мин

Диаметр 2000мм

Длина 2590мм

В) Выбор питателей угля

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

3.1 ТЕПЛОВАЯ СХЕМА АТЭЦ-2

3.1.1 Описание тепловой схемы

Тепловая схема АТЭЦ-2 представлена на рис.1. На ТЭЦ установлены семь котлов БКЗ-420-140, работающие на общий коллектор 140 ата.

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

На станционный коллектор 13 ата пар подается из турбины Р-50-130/13 и отборов турбин ПТ-80/100-130/13. Из коллектора 13 ата питаются пиковые бойлера, покрывающие пиковые тепловые нагрузки, подается пар на собственные нужды ТЭЦ, т. е. выдача пара на производство от АТЭЦ-2 отсутствует.

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

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

3.2. Расчет тепловой схемы АТЭЦ-2

3.2.1 Тепловые нагрузки ТЭЦ

По данным ТОО "Алматыэнерго" и ТОО "Алматинский тепловые сети" максимальная тепловая нагрузка АТЭЦ-2 составляет $Q_{\max}=1065$ Гкал/ч, из них нагрузка горячего водоснабжения $Q_{\text{ГВС}}=195$ Гкал/ч,, нагрузка отопления и вентиляции $Q_{\text{от}}=870$ Гкал/ч.

Климатологические данные для г. Алматы

Температура наружного воздуха:

- Расчетная отопления $t_{\text{H}}^{\text{P}} = -25^{\circ} \text{C}$
- Средняя холодная месяца $t_{\text{H}}^{\text{XM}} = -7,4^{\circ} \text{C}$
- Средняя отопительного периода $t_{\text{H}}^{\text{CP}} = -2,1^{\circ} \text{C}$
- Средняя летнего периода $t = +20^{\circ} \text{C}$

Расчет тепловых нагрузок по режимам:

1-режим, максимально-зимний

$$Q^{\text{I}} = Q_{\text{max}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{ГВС}} = 870 + 195 = 1065 \text{ Гкал/ч}$$

11-режим, расчетно-контрольный

$$Q^{11} = Q_{\text{от}} + \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{H}}^{\text{KM}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{H}}^{\text{P}}} + Q_{\text{ГВС}} = 870(18 + 7.4)/(18 + 25) + 195 = 708 \text{ Гкал/ч}$$

111- режим, среднеотопительный

$$Q^{111} = Q_{\text{от}} + \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{H}}^{\text{CP}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{H}}^{\text{P}}} + Q_{\text{ГВС}} = 870(18 + 2.1)/(18 + 25) + 195 = 600 \text{ Гкал/ч}$$

1V - режим, летний

$$Q^{\text{IV}} = Q_{\text{ГВС}} = 195 \text{ Гкал/ч}$$

Тепловая мощность основного оборудования

Теплофикационных отборов турбин

3хПТ-80/100-130/13, $\Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{ПТ}} = 3 \times 80 = 240 \text{ Гкал/ч}$

2хТ-110/120-130, $\Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{T}} = 2 \times 175 = 350 \text{ Гкал/ч}$

Суммарная мощность отборов

$$Q_{\text{отб}} = \Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{ПТ}} + \Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{T}} = 240 + 350 = 590 \text{ Гкал/ч}$$

Мощность пиковых бойлеров

ПТ-80/100-130, $\Sigma Q_{\text{пб}}^{\text{ПТ}} = 3 \times Q_{\text{пб}}^{\text{ПТ}} = 3 \times 130 = 390 \text{ Гкал/ч}$

Р-50-130, $\Sigma Q_{\text{пб}}^{\text{P}} = 230 \text{ Гкал/ч}$

Суммарная мощность пиковых бойлеров

$$\Sigma Q_{\text{пб}} = \Sigma Q_{\text{пб}}^{\text{ПТ}} + \Sigma Q_{\text{пб}}^{\text{P}} = 390 + 230 = 620 \text{ Гкал/ч}$$

Для г. Алматы по нормам рекомендуется коэффициент теплофикации

$$\alpha_{\text{тэц}} = 0,5 \div 0,55$$

Расчетный коэффициент теплофикации

$$\alpha_{\text{тэц}} = Q_{\text{отб}} / Q^{\text{I}} = 0,52$$

Нагрузка отборов турбин

$$Q_{\text{отб}} = \alpha_{\text{тэц}} Q^{\text{I}} = 0,52 \times 1065 = 554 \text{ Гкал/ч}$$

Пиковая нагрузка АТЭЦ-2

$$Q_{\text{пик}} = Q^1 - Q_{\text{отб}} = 1065 - 554 = 551 \text{ Гкал/ч}$$

Данные по тепловым нагрузкам сведем в таблицу 1.1.

Сводная таблица тепловых нагрузок

Таблица 3.1

№п /п	Наименование потребителя	Обозна- чение	Един. изм.	Режимы			
				1	11	111	1V
1	Отопление и вентиляция	$Q_{\text{от}}$	Гкал/ч	870	513	405	-
2	Горячего водоснабжения	$Q_{\text{гвс}}$	Гкал/ч	195	195	195	195
3	Итого по ТЭЦ	Q	Гкал/ч	1065	708	600	195
4	Основные сетевые подогреватели	$Q_{\text{осп}}$	Гкал/ч	554	554	554	195
5	Пиковые сетевые подогреватели	$Q_{\text{пб}}$	Гкал/ч	511	154	46	-

3.2.1. Определение расходов пара на собственные нужды ТЭЦ

а) Расход пара на мазутохозяйство

На АТЭЦ-2 мазут используется как растопочное топливо.

Теплотворная способность мазута

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 38940 \text{ кДж/кг}$$

Расход мазута на растопку энергетических котлов

$$B_{\text{расч}}^{\text{эк}} = \frac{D_{\text{расч}} (h_{\text{пл}} - h_{\text{пе}})}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_r} = \frac{252(3480 - 994)}{38940 \cdot 0.91} = 17.68 \text{ т/ч}$$

где количество пара от двух растапливаемых котлов с 30 % производительностью [1], определяется как

$$D_{\text{раст}} = \frac{30 \cdot 2 \cdot D_{\text{ка}}}{100} = \frac{30 \cdot 3 \cdot 420}{100} 252 \text{ т/ч}$$

энтальпия пара и воды [] :

$$h_{\text{пп}} = 3480 \text{ кДж/кг при } P=140 \text{ ата, } t = 545^{\circ}\text{C}$$

$$h_{\text{пв}} = 994 \text{ кДж/кг при } t_{\text{пв}} = 230^{\circ}\text{C}, P_{\text{пв}} = 175 \text{ ата}$$

Расход пара на слив мазута из ж/д цистерн

$$D_{\text{сл}} = n (0,636 - 0,0106 t_{\text{нв}}), \text{ т/ч}$$

где $n = 5$ число цистерн в одной ставке слива мазута, $t_{\text{нв}}$ - температура наружного воздуха.

Расчет ведем по режимам:

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

$$D_{\text{сл}}^{11} = 5(0,636 - 0,0106 (-7,4)) = 3,6 \text{ т/ч}$$

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

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

Расход пара на подогрев мазута в резервуарах мазутохранилища.

На АТЭЦ-2 имеем три резервуара по 1000 м^3 . Расход пара на один резервуар 1000 м^3 .

$$D_{\text{под}}^1 = 0,876 - 0,0146 (\pm t_{\text{нв}}); \text{ т/ч}$$

Расход пара на три резервуара:

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

Расчет по режимам:

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

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

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

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

Расход пара на разогрев при транспортировке мазута

$$D_{\text{раз}} = 0,0665 \cdot V_{\text{раст}}^{\text{ЭК}} = 0,0665 \cdot 17,68 = 1,2 \text{ т/ч}$$

где расход мазута на котлы $V_{\text{раст}}^{\text{ЭК}} = 17,68 \text{ т/ч}$.

Полный расход пара на мазутохозяйство

$$D_{\text{мх}} = D_{\text{сл}} + D_{\text{под}} + D_{\text{раз}}, \text{ т/ч}$$

Расчет по режимам:

$$D_{\text{мх}}^1 = 4,5 + 3,7 + 1,2 = 9,4 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{мх}}^{11} = 3,6 + 3,0 + 1,2 = 7,8 \text{ т/ч}$$

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

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

б) Расход сырой воды на ХВО

$$G_{св} = 1,25(G_{ут} + G_{под}^{тс} + G_{мх}^{пот} G^B_{сеч}); \text{ Т/ч}$$

где утечки пара при его выработке энергетическими котлами

$$G_{ут} = 0,02 D^1_k = 0,02 \cdot 2884 = 57 \text{ Т/ч.}$$

где расход пара на турбины от котлов ТЭЦ

$$D^1_k = 1,03(n_{пт} D^{пт}_{макс} + D^p_{макс} + n_T D^T_{макс}) = 1,03(3 \cdot 470 + 420 + 2 \cdot 485) = 2884 \text{ Т/ч}$$

Расход воды на подпитку теплосети

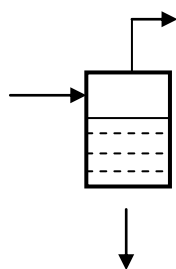
$$G_{под}^{тс} = G_{сет. \text{ воды}} = \frac{Q^1}{(t_{нм} - t_{ог}) C_v} = \frac{1065 \cdot 10^3}{(150 - 30) \text{л}} = 8875 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

где температуры воды в подающей магистрали $t_{нм} = 150^\circ\text{C}$, температура подпиточной воды теплосети

$$t_{ов} = 30^\circ\text{C.}$$

Потери пара на мазутохозяйстве

$$G_{мх}^{пот} = 0,2 D_{мх} = 0,2 \cdot 9,4 = 1,8 \text{ Т/ч}$$



Количество продуваемой воды из РНП

Расход воды на продувку котлов

$$G_{прод} = 0,01 D^1_k = 0,01 \cdot 2884 = 28,8 \text{ Т/ч}$$

Расход пара из РНП

$$D_{сеп} = G_{прод} \frac{h_{прод} \eta_{сеп} - h_{сеп}^e}{h_{сеп}^n - h_{сеп}^e} = 28,8 \frac{1573 \cdot 0,98 - 671}{2756 - 671} = 12,0 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

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

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

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

Тепло отданное продувкой в теплообменнике

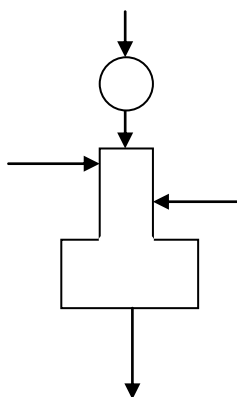
$$G^B_{сеч} = G_{прод} - D_{сеп} = 28,8 - 12,0 = 16,8 \text{ Т/ч}$$

Расход сырой воды на ХВО

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

в) Расчет деаэратора подпитки цикла

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



Температура воды в деаэраторе

$$t_{\text{д}}^{\text{в}} = \frac{(G_{\text{сеч}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мх}}^{\text{ном}}) 38 + (D_{\text{мх}} - G_{\text{мх}}^{\text{ном}}) 100}{G_{\text{подл}}^{\text{цикла}}} = \frac{(16,8 + 57 + 1,8) 38 + (9,4 - 1,8) 100}{83,2} =$$

$$= 43,7^{\circ} \text{C}$$

По значению $t_{\text{д}}^{\text{в}}$ и температура воды в деаэраторном баке $t_{\text{бак}}^{\text{в}} = 43^{\circ} \text{C}$ находим коэффициент $k = 4,6 \cdot 10^{-3}$.

Расход пара из эжектора в ДСВ

$$D_{\text{п}}^{\text{д}^1} = G_{\text{подл}}^{\text{цикла}} k \cdot 10^{-3} = 83,2 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} = 0,38 \text{ т/ч}$$

Расход пара на эжекторы

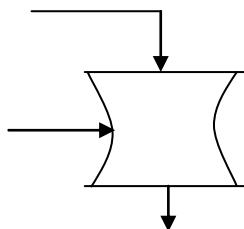
$$D_{\text{п}}^{\text{эж}} = U D_{\text{п}}^{\text{д}^1} = 0,3 \cdot 0,38 = 0,12 \text{ т/ч}$$

Суммарный расход пара

$$D_{\text{эж}}^1 = D_{\text{п}}^{\text{эж}} + D_{\text{п}}^{\text{д}^1} = 0,12 + 0,38 = 0,5 \text{ т/ч}$$

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

$$G_{\text{сет.в}} \frac{G_{\text{подл}}^{\text{мс}} (h_{\text{д}}^1 - h_{\text{подл}})}{h_{\text{св}} - h_{\text{д}}^1} = \frac{8875(167 - 159)}{482 - 167} = 221 \text{ т/ч}$$



где энтальпии:

перегретой воды $h_{\text{д}}^1 = 167 \text{ кДж/кг}$

подпиточной воды $h_{\text{подл}} = 159 \text{ кДж/кг}$

сетевой воды $h_{\text{св}} = 482 \text{ кДж/кг}$

Данные расчета сводятся в таблицы 3.2,3.3.

Сводная таблица тепловых нагрузок внешних потребителей и СН АТЭЦ-2

Таблица 3.2

№ п/п	Наименование величин	Обозна- чение	Един. изм.	Режимы			
				1	11	111	1V
I	Нагрузка по пару 13 ата:						
1	Пар 13 ата на пиковые бойлера	$D_{п}^{ПБ}$	т/ч	698	210	63	
2	Расход пара 13 ата на мазутохозяйство	$D_{п}^{МХ}$	т/ч	9.4	7,8	7.2	5.1
3	Расход пара 13 ата на эжекторы вакуумного деаэрата	$D_{п}^{ЭЖ}$	т/ч	0.5	0,5	0,5	0,5
4	Расход пара 13 ата на подогрев подпиточной воды	$D_{п}^{ПОД}$	т/ч	7,7	7,7	7,7	7,7
5	Итого:	$D_{п}^{ПБ}$	т/ч	715,6	226	78,4	13,3
		$Q_{п}$	Гкал/ч	524	166	57	9,7
II	Нагрузка по пару 1,2 ата:						
4	На основные сетевые подогреватели	$Q_{осп}$	Гкал/ч	554	554	554	554
5	На подогреватели сырой воды	$Q_{св}$	Гкал/ч	36	36	36	36
	Итого:	Q	Гкал/ч	590	590	590	225
	Всего:	Q_{Σ}	Гкал/ч	1114	756	647	234,7

4.Модернизация АТЭЦ-2

4.1. Введение

Алматинская ТЭЦ-2 обеспечивает более 30% суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации АО "АлЭС" и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

ТЭЦ-2 работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), который работает в пиковом режиме. ЗТК и ТЭЦ-2 объединены центральным тепловым пунктом (ЦТП), расположенным на территории ЗТК.

Выдача тепла от ТЭЦ-2 производится по однетрубной магистрали ТЭЦ-2 – ЗТК по безвозвратной схеме. Она состоит из двух подающих трубопроводов Ду1000 + Ду800 мм.

От ЦТП обеспечивается теплоснабжение Западного и Центрального тепловых районов города Алматы. Часть тепла через тепловые сети Центрального теплового района передается по распределительным сетям в зону ТЭЦ-1 в Восточный тепловой район города Алматы, зону теплоснабжения ТЭЦ-1.

В настоящее время теплоснабжение зоны ТЭЦ-1 обеспечивается от ТЭЦ-1 и, частично, нагрузка горячего водоснабжения покрывается от ТЭЦ-2 через ЗТК по распределительным сетям. Это связано с необходимостью повышения загрузки ТЭЦ-2, работающей по однетрубной схеме.

Таким образом, избытки тепловой мощности ТЭЦ-2 не могут быть выданы по существующей тепломагистрали "ТЭЦ-2 - ЗТК " без строительства новой тепломагистрали от ТЭЦ-2.

Для выдачи избытков тепловой мощности ТЭЦ-2, снижения экологической нагрузки в центре города от ТЭЦ-1 и обеспечения тепловых нагрузок в зоне ТЭЦ-1 утвержденными ТЭО и проектами было предусмотрено:

- строительство соединительной тепломагистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1 с насосной станцией;
- реконструкция ТЭЦ-1 для обеспечения приёма тепла от ТЭЦ-2;
- поэтапная реконструкция и расширение ТЭЦ-2 за счет установки котла ст. №8, бойлерной, коллекторной и насосной первого подъема и реконструкции котлов ст. №1-7.

Реализация решений по расширению и реконструкции ТЭЦ-2 для выдачи тепла от ТЭЦ-2 по соединительной тепломагистрали "ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1" позволит:

- задействовать в базовом режиме неиспользуемую тепловую мощность ТЭЦ-2, расположенную за городом и использующую дешевый экибастузский уголь;

- повысить производство продукции на ТЭЦ-2 с использованием наиболее эффективного метода комбинированного производства тепла и электроэнергии;
- изменить соотношение сжигаемого на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 топлива с увеличением доли дешевого экибастузского угля и снижением доли дорогого газомазутного топлива;
- перевести ТЭЦ-1, находящуюся в центре города, в режим совместной работы с ТЭЦ-2, сократив годовое количество сжигаемого ТЭЦ-1 топлива за счёт изменения режима её работы с соответствующим снижением выбросов загрязняющих веществ в атмосферу города;
- обеспечить подачу в летнем режиме горячей воды от ТЭЦ-2 в зону ТЭЦ-1 в летний период, что позволит останавливать ТЭЦ-1 и обеспечить возможность проведения масштабной реконструкции и замены основного оборудования;

Реконструкция и расширение ТЭЦ-2 по настоящему проекту для подачи тепла по ТМ "ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1" выполняется с учетом следующего:

- Сохраняется состав существующего оборудования и производительность существующих котлов (380 т/ч) ТЭЦ-2;
- Горячее водоснабжение зоны ТЭЦ-1 в отопительный период обеспечивается от установок ТЭЦ-1, от ТЭЦ-2 по тепломагистрали "ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1". На первом этапе сохраняется подача подпиточной воды теплосети в зону ТЭЦ-1 по распределительным сетям от ТЭЦ-2 через ЗТК.
- Горячее водоснабжение зоны ТЭЦ-1 в летнем режиме может обеспечиваться от ТЭЦ-2 с полным остановом в летний период ТЭЦ-1 для проведения реконструкции.

В настоящем проекте, в соответствии с Задаaniem, предусматривается строительство бойлерной с учетом проектной мощности тепломагистрали «ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1».

5. Расчет ПНД ТА Т-100/120-130

Регенеративные подогреватели низкого давления
ПНД-4

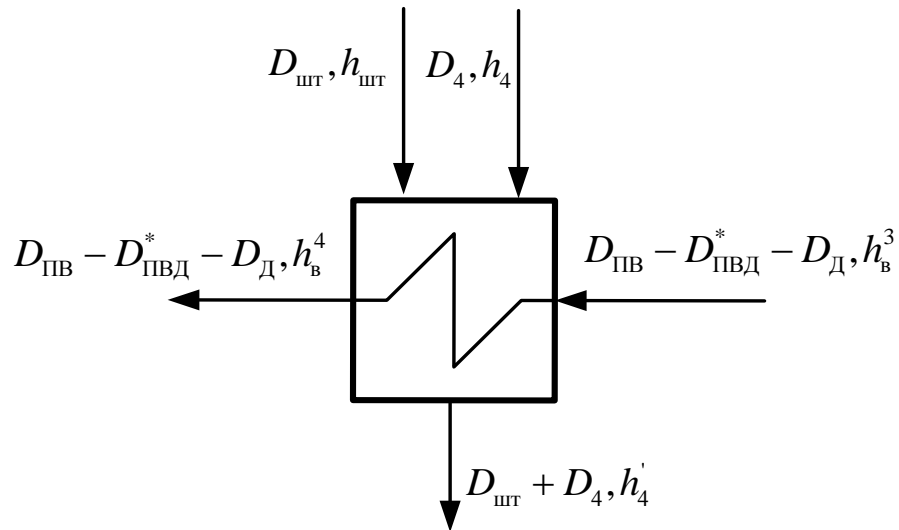


Рисунок 10.7 - К определению D_4

КПД подогревателей низкого давления $\eta_{i \hat{A}} = 0,98$.

Уравнение теплового баланса:

$$D_4 h_4 + D_{\phi \delta} h_{\phi \delta} + (D_{i \hat{A}} - D_{i \hat{A}\hat{A}}^* - D_{\hat{A}}) h_{i \hat{A}}^3 =$$

$$= (D_{i \hat{A}} - D_{i \hat{A}\hat{A}}^* - D_{\hat{A}}) h_{i \hat{A}}^4 + (D_4 + D_{\phi \delta}) h_4'$$

$$D_{\phi \delta} = 0,00431 \cdot 102 = 0,44 \text{ т/ч},$$

$$D_{\hat{E}\hat{A}} = D_{i \hat{A}} - D_{i \hat{A}\hat{A}}^* - D_{\hat{A}} =$$

$$= 104,28 - 12,032 - 2,082 = 90,166 \text{ т/ч}.$$

Расход греющего пара на ПНД-4:

$$D_4 = \frac{(D_{i \hat{A}} - D_{i \hat{A}\hat{A}}^* - D_{\hat{A}}) h_{i \hat{A}}^4 + D_{\phi \delta} h_4' - D_{\phi \delta} h_{\phi \delta} - (D_{i \hat{A}} - D_{i \hat{A}\hat{A}}^* - D_{\hat{A}}) h_{i \hat{A}}^3}{q_{i \hat{A}} \eta_{i \hat{A}}},$$

$$D_4 = \frac{90,166 \cdot 629 + 0,44 \cdot 644 - 0,44 \cdot 2755 - 90,166 \cdot 546}{2207 \cdot 0,98} = 1,9 \text{ т/ч}.$$

ПНД-3

ПНД-3 рассматривается совместно со смесителем СМ1.

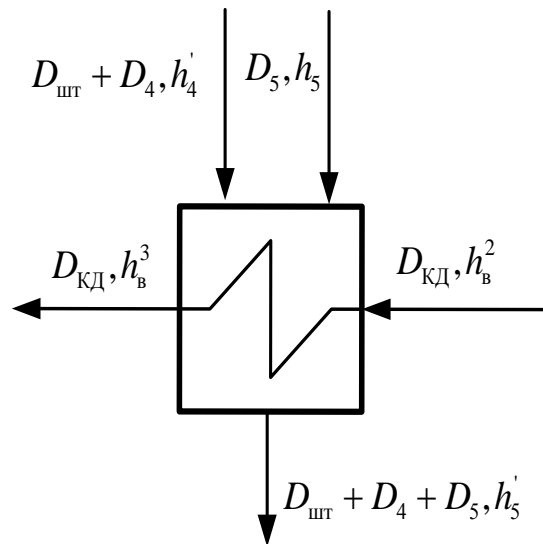


Рисунок 10.8 - К определению D_5

Уравнение теплового баланса:

$$(D_{\hat{E}\hat{A}} - D_{\hat{A}\hat{N}})h_{\hat{I}\hat{A}}^2 + D_{\hat{A}\hat{N}}h_{\hat{A}\hat{N}}' + D_5h_5 + (D_4 + D_{\phi\delta})h_4' = D_{\hat{E}\hat{A}}h_{\hat{I}\hat{A}}^3 + D_5h_5' + D_4h_5'$$

Расход греющего пара на ПНД-3:

$$D_5 = \frac{D_{\hat{E}\hat{A}}h_{\hat{I}\hat{A}}^3 - (D_{\hat{E}\hat{A}} - D_{\hat{A}\hat{N}})h_{\hat{I}\hat{A}}^2 - D_{\hat{A}\hat{N}}h_{\hat{A}\hat{N}}' - (D_4 + D_{\phi\delta})h_4'}{q_{i5}\eta_5}$$

$$D_5 = \frac{91 \cdot 546 - (91 - 27,1) \cdot 437,64 - 27,1 \cdot 369,2 - (1,9 + 0,44) \cdot 644}{2204 \cdot 0,98} = 3,6635 \text{ т/ч}$$

ПНД-2 и ПНД-1

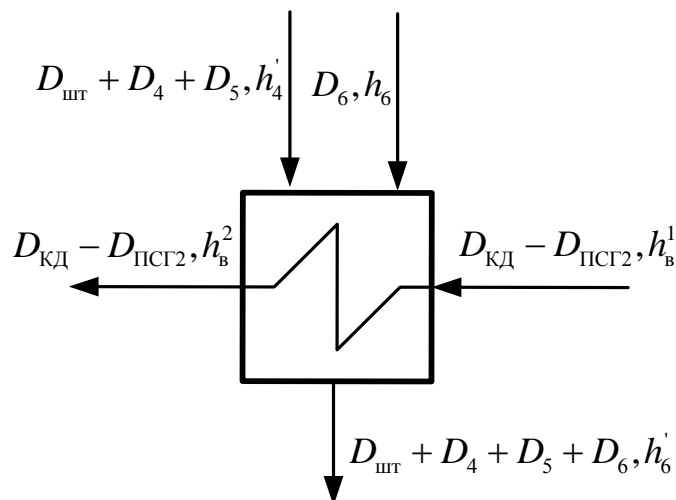


Рисунок 10.9 - К определению D_6

ПНД2 рассматривается совместно с СМ2:

$$D_{\hat{E}} = D_0 - D_1 - D_2 - D_3 - D_4 - D_5 - D_6 - D_7 - D_{\hat{I} \hat{N} \hat{A} 2} - D_{\hat{I} \hat{N} \hat{A} 1} - D_{\hat{A}} - D_{\hat{A} \hat{A}},$$

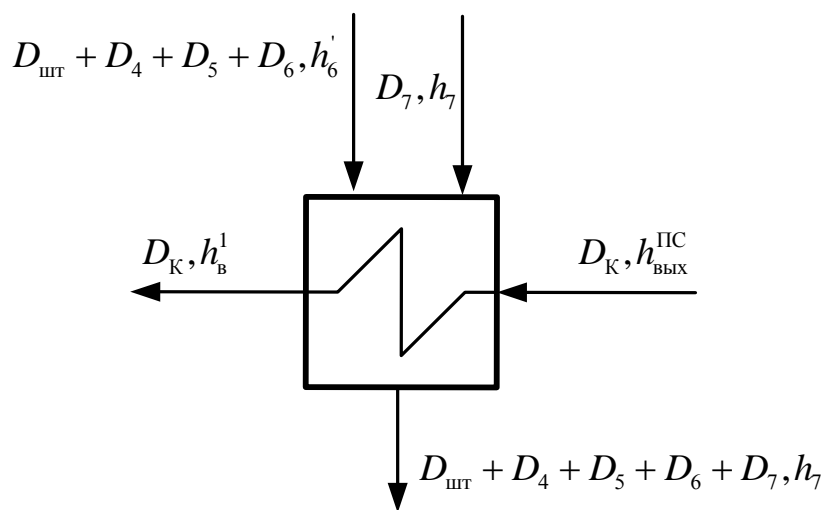


Рисунок 10.10 - К определению D_7

Уравнение теплового баланса ПНД-1:

$$\begin{aligned} D_7 h_7 + D_{\hat{E}} h_{\hat{E}} + (D_4 + D_5 + D_6 + D_{\phi \delta}) h_6' &= \\ = \left[D_{\hat{E}} \cdot h_{\hat{A}}' + (D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_{\phi \delta}) \cdot h_7' \right] / \eta_{\hat{I} \hat{A}}, & \\ 2544 \cdot D_7 + (6,631 - D_6 - D_7) \cdot 143 + (1,9 + 3,664 + 0,44 + D_6) \cdot 449,57 &= \\ = \left[(6,631 - D_6 - D_7) \cdot 350,7 + (1,9 + 3,664 + 0,44 + D_6 + D_7) \cdot 362 \right] / 0,98. & \end{aligned}$$

Уравнение теплового баланса ПНД-2:

$$\begin{aligned} D_{\hat{E}} h_{\hat{A}}^1 + (D_7 + D_6 + D_5 + D_4) h_7' + D_{\hat{I} \hat{N}} h_{\hat{I} \hat{N}}' + (D_4 + D_5 + D_{\phi \delta}) h_5' + D_6 h_6 &= \\ = \left[h_{\hat{A}}^2 (D_0 - D_1 - D_2 - D_3 - D_{\hat{A} \hat{N}} - D_{\hat{A}}) + (D_4 + D_5 + D_6) h_6' \right] / \eta_{\hat{I} \hat{A}}, & \\ (6,631 - D_6 - D_7) \cdot 350,7 + (D_7 + D_6 + 3,664 + 1,9) \cdot 360 + 40,35 \cdot 298,2 + & \\ + (1,9 + 3,664 + 0,44) \cdot 558 + D_6 \cdot 2625 = & \\ = \left[437,64 \cdot (102,22 - 3,943 - 5,774 - 1,553 - 27,08 - 2,081) + \right. & \\ \left. + (1,9 + 3,664 + 0,44 + D_6) 449,57 \right] / 0,98. & \end{aligned}$$

Решая совместно уравнения теплового баланса ПНД6 и ПНД7, получаем расходы греющего пара на ПНД6 и ПНД7 соответственно $D_6 = 0,12 \text{ т/ч}$, $D_7 = 0,2859 \text{ т/ч}$.

6. Безопасность жизнедеятельности.

6.1 Экологический паспорт 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.

Предельно-допустимые концентрации вредных веществ.

Таблица 6.1

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

С учетом розы ветров на территорию Алматы падает в среднем 13% от годовых выбросов (таблица 6.2).

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

Таблица 6.2

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

6.1.1 Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов ТЭЦ.

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

6.1.2 Выброс золы.

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

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

$A^P = 38,0$ %-зольность топлива на рабочую массу,

$q_4^{УН} = 1,5$ % -потеря теплоты от механического недожога топлива

$a_{УН} = 0,95$ —доля частиц уносимая из топки,

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

$B = B * 8 = 17,5 * 8 = 140 \text{ кг/с} = 140000 \text{ г/с}$ – расход натурального топлива,

6.1.3 Выброс сернистого ангидрида.

$$M_{SO_2} = 0.02 * B * S^P * (1 - \eta'_{SO_2}) * (1 - \eta''_{SO_2})$$

$$M_{SO_2} = 0.02 * 140000 * 0.9 * (1 - 0.2) * (1 - 0.02) = 1975.68 \text{ г/с}$$

$B = 140000 \text{ г/с}$ —расход натурального топлива,

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

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

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

6.1.4 Количество выбросов оксидов азота на ТЭЦ

$$M_{NO_x} = 0.34 * 10^{-7} * K * B * Q_H^P * (1 - \frac{q_4}{100}) * (1 - E_1 * r) * \beta_1 * \beta_2 * \beta_3 * E_2$$

$$M_{NO_x} = 0.34 * 10^{-7} * 140000 * 7.355 * 16965 * (1 - \frac{1,5}{100}) * (1 - 0) * 0.83 * 1 * 1 * 1$$

=487.332 г/с

$$K = \frac{12 * D_{\phi}}{D + 200} = \frac{380 * 12}{420 + 200} = 7,355 \text{ -коэффициент, характеризующий выход}$$

оксидов азота на 1т сожжённого топлива, кг/т, D=420 т/ч –номинальный,

D_{ϕ} =380 т/ч–фактический

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

влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого угля.

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

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

β_3 –коэффициент учитывающий вид шлакоудаления (т.к. шлакоудаление твердое, то $\beta_3=1$). На котле БКЗ–420–140 отсутствует рециркуляция воздуха, следовательно ϵ_1 –коэффициент рециркуляции, равен нулю. Кроме того нет 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:

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

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

6.1.5 Количество выбросов оксидов ванадия

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} * q_{V_2O_5} * V * (1 - \eta_{oc}) * (1 - \eta_y) = 10^{-6} * 159.2 * 1333 * (1 - 0.007) = 0.211$$

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

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

Мазут используемый на ТЭЦ–2 Шымкентского и Атырауского нефтеперегонных заводов– $S_p=2$ %.

$q_{V_2O_5} = 95.4 * S_p - 31.6 = 95.4 * 2 - 31.6 = 159.2 \text{ г/т}$ - содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчёте на V_2O_5 г/т .

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

η_{OC} —доля твёрдых частиц продуктов сгорания мазута улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов ≈ 0 .

6.1.6 Определение минимальной высоты трубы.

$$H = \sqrt{\frac{A * M * F * \eta * m * n}{(ПДК - C_{\Phi}) * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 * 4268,057 * 2 * 1 * 0,72 * 1}{(0,5 - 0) * \sqrt[3]{713 * 99,7}}} = 243,61 \text{ м.}$$

где $M = M_{SO_2} + 5.88 * 389.86 = 4268.057 \text{ г/с}$

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

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

Объём дымовых газов на одну трубу:

$$V'_{\Gamma} = \frac{V_{\Gamma}}{7} * N * 2 = \frac{1248}{7} * 2 * 2 = 713 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

$T = T_{УХ} - T_{ЛЕТ}^{CP.MAKC} = 99,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$ —разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года в 13.00 часов дня (принимается по СНиП 2.01.01.- 82 «Строительная климатология и геофизика »).

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

$C_{\text{ф}}$ –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:

$$f = 1000 * \frac{W_0^2 * D}{H^2 * \Delta T} = 1000 * \frac{35 * 35 * 5.1}{129 * 129 * 99.7} = 3.765$$

$$v_m = 0.65 * \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} * \Delta T}{H}} = 0.65 * \sqrt[3]{\frac{713 * 99.7}{129}} = 5.329$$

Откуда :

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

при $v_m > 2$ $n=1$.

ПДК $C_{\text{SO}_2} = 0.5 \text{ мг/м}^3$ из

Диаметр устья дымовой трубы:

$$D = \sqrt{\frac{4 * V'_{\Gamma}}{\pi * W_0}} = \sqrt{\frac{4 * 713}{3.14 * 35}} = 5.1 \text{ м}$$

$W_0 = 35 \text{ м/с}$ –скорость выхода дымовых газов.

6.1.7 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:

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

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

$$C_{M_{\text{SO}_2}} = \frac{A * M_{\text{SO}_2} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}} = \frac{200 * 1975,68 * 2 * 0,72 * 1 * 1}{129 * 129 * \sqrt[3]{713 * 99,7}} = 0,825 \text{ мг / м}^3$$

$$C_{M_{\text{NO}_x}} = \frac{A * M_{\text{NO}_x} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}} = \frac{200 * 487,332 * 2 * 0,72 * 1 * 1}{129 * 129 * \sqrt[3]{713 * 99,7}} = 0,204 \text{ мг / м}^3$$

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.

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

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

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 (мг/м³) на различных расстояниях χ (м) от источника выброса определяется по формуле:

$$C_i = S_i * C_M$$

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

$$S_i = 3 * \left(\frac{\chi}{\chi_m}\right)^4 - 8 * \left(\frac{\chi}{\chi_m}\right)^3 + 6 * \left(\frac{\chi}{\chi_m}\right)^2 = 3 * 0,445^4 - 8 * 0,445^3 + 6 * 0,445^2 = 0,60082$$

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

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 * \left(\frac{\chi}{\chi_m}\right)^2 + 1} = \frac{1,13}{0,13 * (1,3367)^2 + 1} = 0,917$$

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 $\frac{\chi}{\chi_m} = 2,228$, $S_1 =$

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 6.3

Таблица 6.3

$C_i, \text{мг/м}^3$	$X_i, \text{м}$					
	1000	2244,407	3000	5000	7000	10000
$C_{\text{SO}_2 + \text{NO}_2}$	1,069	1,78	1,632	1,223	0,888	0,562
$C_{\text{ЗОЛ(ТВ)}}$	0,389	0,647	0,593	0,444	0,323	0,204
C_{SO_2}	0,496	0,825	0,756	0,567	0,412	0,2607
C_{NO_x}	0,123	0,204	0,187	0,140	0,102	0,064

6.1.8 Определение границ санитарной защитной зоны.

$$l = L_0 * \frac{P}{P_0}, \text{ м из (7.9)}$$

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

P (%) – среднегодовая повторяемость направления ветров рассматриваемого румба.

P_0 (%) - повторяемость направления ветров одного румба при годовой розе ветров.

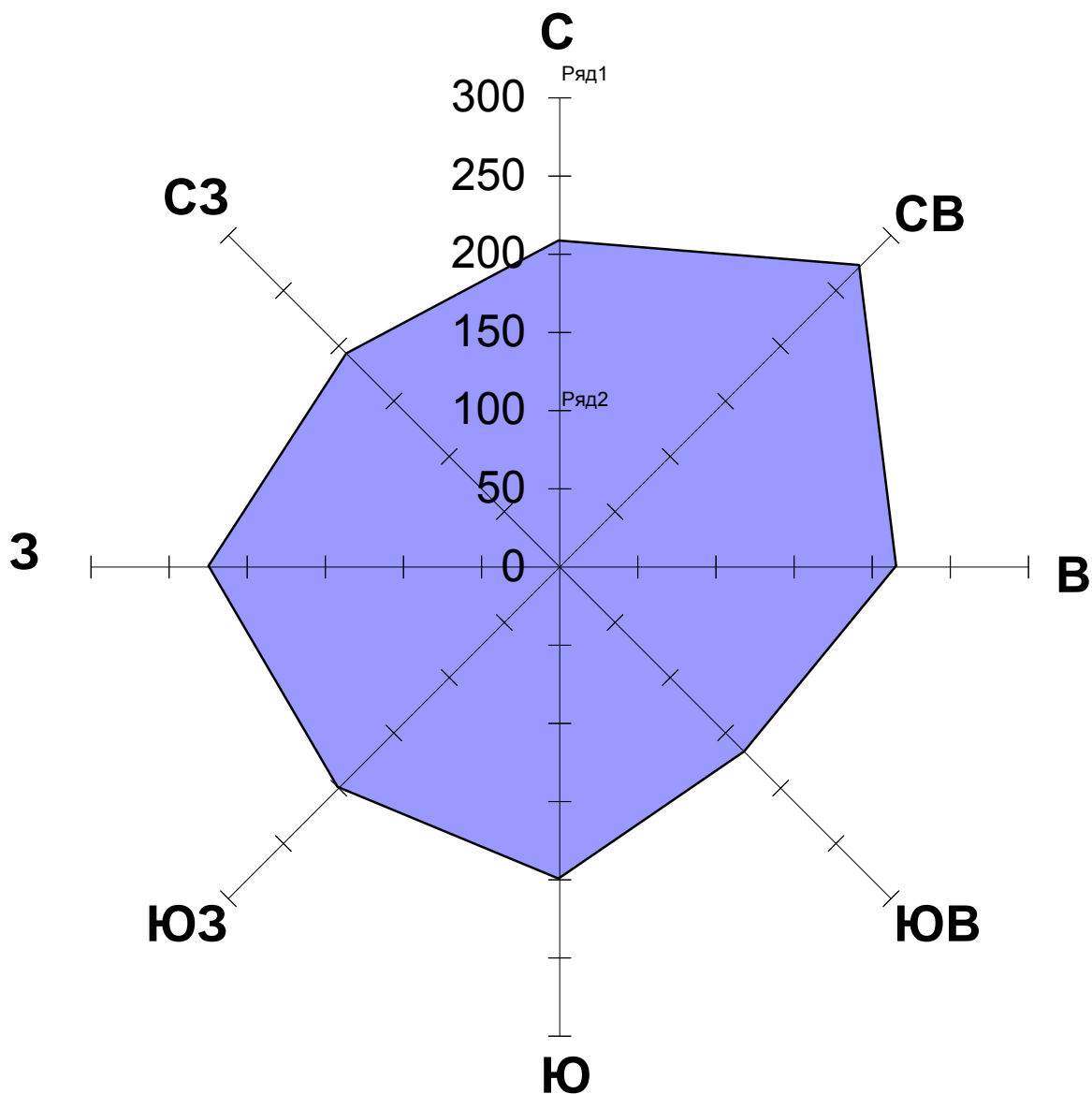
l_0 (м) – размер С З З установленный в санитарных нормах проектирования промышленных предприятий .

Среднегодовая роза ветров характеризуемая значениями P для разных румбов принимается по данным “Справочник по климату СССР

По данным таблицы 6.4 строим план санитарно-защитной зоны.
Таблица 6.4

Расчет санитарно-защитной зоны.							
Направления ветров							
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
2,6	3,4	2,7	2,1	2,5	2,5	2,8	2,4
Повторяемость направлений ветров одного румба или круговой розе ветров, %							
12,55							
Величина санитарно-защитной зоны, м (расчетная)							
1000							
Санитарно-защитная зона, м							
208	272	216	168	200	200	224	192

План санитарно-защитной зоны, м



6.1.9 Расчет золоулавливающей установки с трубой Вентури

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

1. Расход дымовых газов (при $t'_r = 140$ °С) и номинальной нагрузке котла составляющей $V_r=642,2 \cdot 10^3$ м³/ч.
2. Дисперсный состав золы перед золоуловителем при сжигании Экибастузского угля марки СС и при молотковых мельницах .

Таблица 6.5 Дисперсный состав золы .

Тип золоуловителя	Фракция пыли , мкм						
	>5	>10	>15	>20	>30	>40	>60
Мокрый золоуловитель с коагулятором Вентури $\eta = 96,5$ %	94,5	83,5	75	66,6	54,3	46,0	33,8

3. Минимально допустимая температура охлаждаемых газов после золоуловителя $t''_r = 68$ °С.

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

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

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

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

$$\Delta h_{\text{ТР}} = (\xi_c + \xi_{\text{УСЛ}}) * \frac{U_{\Gamma}}{2} * \rho_{\Gamma} = (0,2 + 0,18) * \frac{70^2}{2} * 0,87 = 810 \text{ кПа} \quad \text{где } \rho_{\Gamma} = 0,87 \text{ кг/м}^3 -$$

плотность дымовых газов

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

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

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

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

Общее сопротивление установки составляет:

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

6. Выполним тепловой расчёт установки:

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

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

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

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

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

г) Количество передаваемого тепла:

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

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

д) Температура охлажденных газов

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

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

где $C_{Г0} = 0,32$ кДж/м³К – объемная теплоемкость газов.

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 6.6. Расчёт степени очистки.

Размерность величины	Размер частиц, мкм				
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50
$\left \frac{v'_3 - v_K}{v'_3} \right _{\text{CP}}$	0,186	0,177	0,165	0,151	0,124
Безразмерный комплекс	1.478	1.407	1.311	1.200	0.985
$1 - \eta'_i$	0.19	0.22	0.231	0.26	0.38

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

$1,5 * \frac{Q_{Э}}{Q_0} * \left| \frac{v'_3 - v_K}{v'_3} \right|_{\text{CP}} * L$, где L-полная длина трубы Вентури в метрах. Поэтому

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

$$\epsilon_1 = 1 - \eta'_i = \sum \Phi'_i * (1 - \eta'_i)$$

где Φ'_i - доля каждой фракции в летучей золе

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

б) Каплеуловитель

Дисперсный состав на входе в каплеуловитель по формуле

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

Результат расчета по этой формуле приведен в таблице 6.7

Таблица 6.7. Дисперсный состав проскока.

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

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

Общая неполнота сгорания улавливаемой золы в каплеуловителе

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

В) Общая эффективность золоуловителя:

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

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

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

Примем по формуле:

$$G_B = q * V_{ГО} = \frac{0,16 * 642,2 * 10^3 * 273}{273 + 140} = 68 * 10^3 \text{ кг/с}$$

Принимаем к установке в каждой трубе Вентури по одной форсунке

Производительностью:

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

Тип таких форсунок УО ОРГРЭС с диаметром выходного отверстия $d=26$ мм при давлении воды на орошение трубы Вентури 25 кгс/см^2 с углом распыла

75-80⁰ наклона. Орошение каплеуловителя осуществляется через 30 сопел равномерно расположенных по окружности. Устанавливаем на котел 4 золоуловителя МС-ВТИ-4000 производительностью $200 \cdot 10^3$ м³/ч с вертикальными трубами Вентури L=5465 мм.

7. Экономическая часть

7.1. Исходные данные

ТЭЦ-2

Годовой объём выработки электрической энергии: $\mathcal{E}_в = 1,9$ млрд. кВтч

Годовой объём выработки тепловой энергии: $Q_в = 2,2$ млн. Гкал

Количество часов использования установленной мощности: $T_м = 3730$ часов

Удельный расход топлива на выработку одного кВтч электроэнергии для турбин типа Т (тепловая энергия отпускается только на цели

теплофикации): $b_э = 200$ гут/кВтч;

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии: $b_т = 170$ кгут/Гкал.

Выполнение работы

7.2.1. 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 расчете принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 10% ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии 1% ($Q_{сн}$).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяем по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в * (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 1,9 * 10^6 (1 - 0,1) = 1,71 \text{ млрд. кВтч.}$$

$$Q_{от} = Q_в * (1 - Q_{сн}) = 2,2 * 10^5 (1 - 0,01) = 2,178 \text{ млн. Гкал,}$$

где $\mathcal{E}_в$ и $Q_в$ – годовая выработка электрической и тепловой энергии (табл.1).

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

$$B_э = \mathcal{E}_в * b_э = 1,9 * 200 = 380 \text{ тыс тут}$$

$$B_T = Q_B * b_T = 2,2 * 170 = 374 \text{ тыс тут}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_{\text{э}} + B_T = 380 + 374 = 754 \text{ тыс тут}$$

7.2.2 Определение затрат на топливо

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. Принимается, что на станции используется уголь Экибастузского месторождения, со средней по бассейну удельной низшей теплотой сгорания $Q_{н}^P = 4050$ ккал/кг.

Расход натурального топлива будет:

$$B_H = B_y * K_{п} = 754 * (7000/4050) = 1303 \text{ тыс. тнт,}$$

где $K_{п} = (7000/Q_{н}^P)$ – коэффициент перевода условного топлива в натуральное.

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$И_T = B_H * Ц_T = 1303 * 2200 = 2867,061 \text{ млн тенге}$$

где $Ц_T = 2200$ тенге – цена топлива с учетом его транспортировки (за тонну натурального топлива).

7.2.3. 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:

$$КПД_{\text{э}} = 123 : b_{\text{э}} * 100\% = (123/200) * 100\% = 61,5\%$$

$$КПД_T = 143 : b_T * 100\% = (143/170) * 100\% = 84,11\%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = \frac{0,86 * \mathcal{E}_{omn} + Q_{omn}}{7 * B} * 100\% = \frac{0,86 * 1,71 + 2,178}{7 * 754} * 100\% = 69,7\%$$

где

0,86 – коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

7 – теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

7.2.4. 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 (прямая, обратная) станции, зависит и величина затрат на воду. На примере работы одной из станций Казахстана установлено, что затраты на воду находятся в пределах 0,13 – 0,15 тенге/кВтч. Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять:

$$Ив = \mathcal{E}_в * (0,13 - 0,15) = 1900 * 0,14 = 266 \text{ млн. тенге}$$

7.2.5. 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 определить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции

$$N_y = 510 \text{ МВт}$$

Согласно литературных данных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента (Кш): 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:

$$ЧП = Кш * N_y = 1,8 * 510 = 918 \text{ чел}$$

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 (Изпд) 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:

$$\text{Изп} = \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн}, \text{ млн. тенге}$$

Величина среднегодовой основной заработной платы Изпо принимается в размере 720 тыс. тенге на одного работающего:

$$\text{Изпо} = 918 * 720 = 660960 \text{ тыс. тенге}$$

Величина Изпд берется в размере 10-15% от значения Изпо:

$$\text{Изпд} = 0,15 * 660960 = 99144 \text{ тенге}$$

Начисления на заработную плату Изпн (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 21,5% от суммы Изпо и Изпд:

$$\text{Изпн} = 0,215 * (660960 + 99144) = 163,422 \text{ млн. тенге}$$

Тогда:

$$\text{Изп} = 660960 + 99144 + 163422 = 923,526 \text{ млн. тенге}$$

7.2.6. 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. Стоимость одного доллара США принимаем 182 тенге.

$$K = K_{уд} * N_{у} = 2000 * 182 * 510 = 185640,000 \text{ млн тенге}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 6-8%. Поэтому норму амортизационных отчислений принимаем 7% от величины K :

$$I_{ао} = 0,07 * K = 0,07 * 185640,000 = 12994,800 \text{ млн тенге}$$

7.2.7. 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:

$$I_{рем} = 0,15 * I_{ао} = 0,15 * 12994,800 = 1949,220 \text{ млн тенге}$$

7.2.8. 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 110-120 тенге за тнт, следовательно:

$$I_{выб} = (110-120) * V_{н} = 115 * 1303 = 149,845 \text{ млн тенге}$$

7.2.9. 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:

$$\text{Иобщ} = 0,2-0,25 * (\text{Иао} + \text{Изп} + \text{Итр}) = 0,25*(12994,800+923526+2867,061) = 4183 \text{ млн тенге}$$

7.2.10. Расчет себестоимости отпуска энергии

В связи с тем, что ТЭЦ вырабатывает электрическую и тепловую энергию, необходимо провести разнесение затрат по этим составляющим. Это производится с помощью коэффициента распределения затрат:

$$K_p = \frac{B_{\text{э}}}{B_{\text{т}}} = \frac{380}{754} = 0,50$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы, или в %) 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.

$$(1 - K_p) = 1 - 0,5 = 0,5$$

Затем разносим затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии и заносим результаты в таблицу 7.1:

Таблица 7.1 Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, всего, млн тг	И _т , тепло, млн тг.	И _э , эл. энергия млн. тг
Топливо, И _т	2867,061	1433,5	1433,5
Вода, И _в	266	133	133
Фонд заработной платы, И _{зп}	923,526	461,763	461,763
Амортизационные отчисления, И _{ао}	12944,800	6472,4	6472,4
Ремонт, И _р	1949,220	974,61	974,61
Общестанционные, И _{об}	4183	2091,5	2091,5
Плата за выбросы, И _{выб}	149,845	74,9	74,945
Итого	23283,452	11641,7	11641,752

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}}{\mathcal{E}_{\text{от}}} = \frac{11641,752}{1710} = 6,8 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{\text{т}} = \frac{I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}}{Q_{\text{от}}} = \frac{11641,7}{2178} = 5345 \text{ тенге/Гкал}$$

8 Заключение

В данном дипломном проекте рассмотрена модернизация Алматинской ТЭЦ-2.

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

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

Модернизация приведет к улучшению технико-экономических показателей ТЭЦ.

Список литературы

1. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. Учебное пособие для вузов / Под редакцией С.В. Цанева – М.: Издательство МЭИ, 2002 - 578 с., ил.
2. Котлы-утилизаторы и энерготехнологические агрегаты/ А. П. Воинов, В. А. Зайцев, Л. И. Куперман, Л. Н. Сидельковский; Под редакцией Л. Н. Сидельковского. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 272 с., ил.
3. Промышленные теплообменные процессы и установки; Учебник для вузов / А. М. Бакластов, В.А. Горбенко, О. Л. Данилов и др.; Под редакцией А. М. Бакластова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 328 с., ил.
- 4.
5. Чи С. Тепловые трубы: Теория и практика / Пер. с англ. В. Я. Сидорова. – М.: Машиностроение, 1981 – 207с., ил.
6. Л.Л. Васильев, В. Г. Киселев, Ю. Н. Матвеев, Ф. Ф. Молодкин. Теплообменники-утилизаторы на тепловых трубах / Под ред. Л. И. Колыхана. – Мн.: Наука и техника, 1987. – 200 с.
7. Ривкин С. Л., Александров А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. Справочник. Рек. Гос. Службой стандартных справочных данных – 2-е издание., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984, 80 с. с ил.
8. Т.С. Санатова. Методические указания к выполнению РГР по «Экологии», для всех форм обучения. – Алматы: АИЭС, 2002.- 25 с.
9. СНИП 23-03-2003. «Защита от шума».
10. Мананбаева С.Е. “Безопасность жизнедеятельности. Защита от производственного шума” –Методические указания к выполнению расчетно-графической работы.- А,2009.
- 11.Парамонов С.Г. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы, -Алматы: АИЭС, 2007.-20 с.