

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловое энергетическое оборудование

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой

Кебалиев А.А. к.т.н. доцент

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

«    » 2014 г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Экономическая оценка потерь надува  
мазута на Алиматинской ТЭЦ-1

Специальность 53041700

Выполнил (а) Чамберова Д.С. БТЭУ-10  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Дубовик В.Ф., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономическим частям:

Парамонов С.Г. к.т.н. профессор  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
«09» июль 2014 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Величков А.С. ст. прел.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
«11» июль 2014 г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

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

Нормоконтролер: Дубовик В.Ф. доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
«11» июль 2014 г.  
(подпись)

Рецензент: Тимченко А.В. (инженер)  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
«13» июль 2014 г.  
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет ЭЭиПС  
Специальность ЭЭиПС  
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Чаширова Динара Серимовна  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Высокотемпературной паровой  
машина на ТЭЦ-1 АО «АЭС»

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

Установленная эл. мощность ТЭЦ-1 - 145 МВт  
Установленная тепл. мощн. ТЭЦ-1 - 1203 Гкал/ч  
Производительность котлов - 960 т/ч  
Тепл. нагрузк. - 418,3 Гкал/ч в т.ч. 658,5 Гкал/ч на  
ЗВС; 83,1 т/ч (59,8 Гкал/ч) расход пара 1,3 МПа  
внеш. Netz. Темпер. град. теплоносителя 150/70 °С  
Система ГВС - открытая

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

1. Краткое описание ТЭЦ-1.
2. Конструкция шатного корпуса и цилиндров.
3. Термодинамическая тепловая схема
4. Тепловая сеть станции
5. Безопасность и надежность
6. Эксплуатационная сеть. Расчет параметров пара ЭЭиПС
7. Техническое задание. Разработана программа расчета паровой машины в водородной сети котельной.
8. Заключение
9. Список литературы.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Функциональная тембовая схема АТЭЦ-1.
2. Поперечный разрез махового колеса АТЭЦ-1.
3. Ген. план АТЭЦ-1.

Рекомендуемая основная литература

1. Рабкин В.И., Фрелова электрические станции М. "Энергия"
2. Юрков В.Н. "Теплотехнический справочник" "Энергия" 1988 г.
3. Белоусовский Б.С., Б.Ф. Глухов. Подготовка и монтаж высоковольтных линий на электростанциях и промышленных котельных М. 1993 г. МЭИ.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экспл. зап. БМД	Парамонов С.Г. БСШБЭТВА ДС	09.06.14 г. - 11.06.14 г.	
Экспл. зап. Ревизия	Кудряков В.В. Тимошенко Е.В.	12.06.14 15.06.14	



## АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте рассмотрен высокотемпературный подогрев мазута до температуры 170-180° С, для водогрейных котлов ПТВМ - 100 Алматинской ТЭЦ-1, с целью повышения экономичности и надежности их работы.

Произведены расчет тепловых схем Алматинской ТЭЦ-1, 4 режимов тепловой нагрузки, расчет по балансам тепла и пара котлов БКЗ-160-100 ст.№ 9-13, паровых турбин ПТ-60-90 и Р-25-90, РОУ 100/13.

Раздел безопасности и жизнедеятельности, включает в себя расчёт выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов Алматинской ТЭЦ-1.

В экономической части проекта рассчитаны себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии.

## АНДАТПА

Осы дипломдық жобада 1-ЖЭО Алматылық ПТВМ-100 су жылытқыш қазандықтары үшін, оның жұмысының сенімділігі мен тиімділігін көтеру мақсатында, 170-180° С температураға дейін мазуттың жоғарғы температура қызуы қарастырылған.

ПТ-60-90 және Р-25-90, РОУ 100/13 бу турбиналары, №9-13 ст. БКЗ-160-100 жылу және бу қазандықтары балансы бойынша есеп, жылу жүгінің 4 тәртібі, 1-ЖЭО Алматылық жылу үлгісінің есебі жүргізілді.

Тіршілік әрекеті мен қауіпсіздік бөлімі, 1-ЖЭО Алматылық қазандықтарынан ауаға шығарылуы мен олардың себуі есебі өзіне қосады.

Электрлік және жылу энергия демалысы өзіндік құны жобаның экономикалық бөлігінде есептелінген.

## SUMMARY

In this degree project the high-temperature is considered heating of fuel oil up to the temperature of 170-180 °C, for PTVM boilers - 100 Almaty TES-1, for the purpose of profitability and reliability increase their works.

Calculation of thermal schemes of Almaty TES-1, 4 modes of thermal loading, calculation for balances of heat and steam of coppers of BKZ-160-100 ст.№ 9-13, PT-60-90 and R-25-90 steam turbines, is made by ROU 100/13.

The safety and activity section, includes calculation of emissions and their dispersion in the atmosphere from coppers of Almaty TES-1.

In economic part of the project calculated the purchase price released electric and thermal energy.

# СОДЕРЖАНИЕ

## ВВЕДЕНИЕ

1. Краткое описание ТЭЦ-1
  2. Компановка главного корпуса и генплан
  3. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-1
  4. Тепловая часть станции
  5. Безопасность жизнедеятельности
  6. Экономическая часть
  7. Специальный вопрос
- Заключение
- Список литературы

## ВВЕДЕНИЕ

В последние годы ставится задача всемерного сокращения масштабов сжигания мазута вообще и на ТЭС в особенности. Сегодня перед нефтепереработчиками стоит задача снизить выход мазутных компонентов из нефти с 25-28% до 14-15%, т.е. почти вдвое.

Снижение выхода мазута будет сопровождаться ухудшением его качества как энергетического и печного топлива: увеличатся его вязкость, смолистость, содержание серы, ванадия, других тяжелых элементов; повысится поверхностное натяжение, что может ухудшить условия его распыливания.

Поэтому, актуальной задачей является, его экономное использование.

Одним из перспективных путей эффективного сжигания мазута, особенно высоковязкого и смолистого, получаемого при глубокой переработке нефти, является его высокотемпературный подогрев перед распыливанием через форсунки.

Данная работа представляет проект высокотемпературного подогрева мазута до температуры 170-180<sup>0</sup> С для водогрейных котлов ПТВМ – 100 Алматинской ТЭЦ-1 с целью повышения экономичности и надежности их работы, а также уменьшения вредных выбросов в атмосферу с продуктами сгорания.

## 1 Краткое описание ТЭЦ-1

Алматинская ТЭЦ-1 входит в самую крупную зону централизованного теплоснабжения г.Алматы и обеспечивает теплом потребителей центральной части города.

По состоянию на 01.01.98 г. мощность ТЭЦ-1 составила:

Т а б л и ц а 1 . 1

Наименование	Электрическая МВт	Тепловая Гкал/ч	Производитель- ность котлов, т/ч
Установленная	145	1203	960
Располагаемая (зимой/летом)	110/34,5	985	

Тепловые нагрузки ТЭЦ-1 в горячей воде составляют 718,3 Гкал/ч, в том числе 658,5 Гкал/ч - на горячее водоснабжение; 83,1 т/ч (59,8 Гкал/ч)- расход пара 1,3 МПа внешним потребителям.

Состав основного оборудования АлЭС ТЭЦ-1 и его характеристики приведены ниже.

- Турбоагрегат ст. №8 типа Р-25/90-18 установлен в 1960 г. В 1996 г. произведена замена стопорного клапана, цилиндра и ротора турбины, пароперепускных труб,

- Водогрейные котлы предназначены для работы на мазуте и газе. Рабочая теплопроизводительность котлов: при работе на мазуте - 75 Гкал/ч, при работе на газе - 90 Гкал/ч.

Режим работы ТЭЦ-1 - по тепловому графику в течение года.

Температурный график теплосети 150/70°C. Система горячего водоснабжения - открытая.

АлЭС ТЭЦ-1 была введена в эксплуатацию в 1935 г. Развитие станции осуществлялось в несколько очередей. В главном корпусе было установлено основное оборудование среднего давления, при дальнейшем расширении - высокого давления. К настоящему времени оборудование первых двух очередей, т.е. котлы №1-6, турбины №1-7, выработавшие ресурс, демонтированы. Здание котельного цеха, где размещались котлы №1-6, снесено, здание машинного зала используется для ремонтных целей и как складские помещения. Таким образом, в эксплуатации находятся шесть котлов высокого давления ст. №8-13, турбины ст. №8-10.

Конденсатор демонтированной турбины №7 используется в качестве теплообменника для охлаждающей воды маслоохладителей турбин №8-10.



Водогрейные котлы №1-7 размещаются в отдельном здании водогрейной котельной.

Ограничение тепловой и электрической мощности ТЭЦ вызвано:

- вынужденным ограничением производительности паровых и водогрейных котлов в связи с требованиями по снижению выбросов в атмосферу;
- ограничением производительности водогрейных котлов при сжигании мазута;
- недостаточной производительностью паровых котлов для обеспечения номинального расхода пара на турбины.

Площадка для строительства ТЭЦ в 1932 г. была отведена за городской чертой. В настоящее время станция оказалась фактически в центре города и ее эксплуатация оказывает серьезное воздействие на экологическую обстановку города. Основными проблемами, прежде всего, являются загрязнение атмосферного воздуха, размещение золошлаковых отходов, сброс промстоков.

АлЭС ТЭЦ-1 использует три вида топлива: природный газ, мазут и концентрат энергетический карагандинского угля. В энергетических котлах сжигается уголь, в водогрейных - мазут. В осенне-весенний период в водогрейных котлах и в летний в энергетических сжигаются сезонные избытки газа.

Уголь на станцию поступает по железной дороге, разгрузка его осуществляется в вагоноопрокидывателе. При поступлении в зимний период смерзшегося топлива, вагоны с углем проходят размораживающее устройство.

Открытый склад угля рассчитан на хранение 250 000 т. угля. Фактическая загрузка угля в отдельные годы превышала проектную и составляла около 400 000 т.

Замена угля в штабеле производится не реже одного раза в год в соответствии с требованиями норм хранения угля на складе.

Мазут поступает с нефтеперерабатывающих заводов Казахстана в цистернах.

Склад мазута состоит из двух резервуаров хранения  $2 \times 1000 \text{ м}^3$  и двух расходных резервуаров  $2 \times 2000 \text{ м}^3$ .

Газовое топливо поступает по газопроводу в газораспределительный пункт и затем подводится к энергетическим и водогрейным котлам.

Тепловая схема ТЭЦ-1 по пару, питательной воде, конденсату - с поперечными связями.

Восполнение потерь в цикле производится химобессоленной водой.

Исходной водой для подпитки котлов и теплосети является вода Талгарского водовода. Сырая вода питьевого качества поступает по двум водоводам диаметром 1000 мм и повысительными насосами подается на охлаждение конденсаторов турбин №7,9,10. Подогретая сырая вода поступает на химводоочистку.

Подпиточная вода котлов после химводоочистки направляется в атмосферные деаэраторы и перекачивающими насосами подается в систему

регенерации турбин №9,10, подогрев питательной воды производится в подогревателях высокого давления турбин.

Деаэрация подпиточной воды теплосети производится в вакуумных деаэраторах.

Запас подпиточной воды теплосети обеспечивается в аккумуляторных баках 2х5000 м<sup>3</sup>.

Подогрев сетевой воды производится последовательно в основных и пиковых подогревателях и водогрейных котлах.

Схема подачи сетевой воды двухступенчатая. Сетевые насосы второго подъема установлены перед водогрейными котлами.

Отпуск тепла от ТЭЦ-1 в горячей воде производится по шести двухтрубным магистралям.

Предприятия, использующие на технологические нужды пар 1,3 МПа, получают его по четырем паропроводам из производственных отборов турбин ст. №9,10, противодавления турбины ст. №8 и через РОУ от парового котла ст. №7.

Система золошлакоудаления - обратная гидравлическая.

Дымовые газы от энергетических котлов отводятся через две дымовые трубы высотой по 80 м и диаметром устья - 4,3 м.

Перед выбросом в атмосферу дымовые газы проходят очистку от золы в мокрых золоуловителях.

Дымовые газы от водогрейных котлов отводятся через две дымовые трубы высотой по 80 м и диаметром устья - 4,3 м.

Управление основным оборудованием главного корпуса осуществляется с групповых щитов, расположенных на отметке 8 м в деаэраторной этажерке.

Существующий главный корпус построен в конце 50<sup>х</sup>, 60<sup>е</sup> начало 70<sup>х</sup> годов при расширении станции.

Каркас здания - металлический, стеновые ограждения - из сборных железобетонных панелей.

Пролеты главного корпуса следующие:

- турбинного отделения - 27 м;
- деаэраторного отделения - 8,5 м;
- котельного отделения - 25 м;
- бункерного отделения - 8,5 м;
- шаг колонн - 6 м;
- каркас - металлический;
- отметка обслуживания - 8 м.

В машинном отделении установлен мостовой кран грузоподъемностью 100/20 т.

В котельном отделении - электрическая кран-балка грузоподъемностью 5т.

Электрическая мощность ТЭЦ в отопительном режиме составляет 140 МВт, в летнем 71 МВт.

Регулирование электрической мощности ТЭЦ-1 за счет загрузки водогрейных котлов нецелесообразно, учитывая высокие экономические показатели электростанции в системе АлЭС.

## **1.1 Краткое описание цехов и основного оборудования АТЭЦ-1**

На Алматинской ТЭЦ-1 работают четыре основных цеха: топливно-транспортный цех, котельный цех, турбинный цех и электроцех. Помимо их работает два вспомогательных цеха: цех ХВО и цех ТАИ.

### **1.1.1 Топливо-транспортный цех :**

Доставка твёрдого и жидкого топлива на ТЭЦ-1 осуществляется по Алматинской железной дороге.

На территории ТТЦ находятся склады твёрдого и жидкого топлива. Под жидкое топливо отведено 4 ёмкости: 2 по 10000 тонн, 2 по 2000 тонн - это расходные емкости. В ТТЦ осуществляется и переработка и подготовка топлива к сжиганию. Твёрдое топливо перемалывается на мельницах до пылевидного состояния и по конвейеру направляется в бункера.

При переводе энергетических и водогрейных котлов на сжигание природного газа в качестве основного топлива, предусматривается сохранение в качестве резервного топлива угля - для энергетических котлов и мазута - для водогрейных котлов.

В настоящее время избытки природного газа, поступающего в г. Алматы по магистральному газопроводу Ду 500 из Средней Азии, сжигаются на АлЭС ТЭЦ-1, в основном, в летнем режиме. Существующая система внешних газопроводов обеспечивает подачу необходимого количества газа в летнем режиме при работе, как правило, трех энергетических котлов, отпуск тепла на производственные нужды промпредприятий и горячее водоснабжение центральной части города Алматы.

Использование природного газа, в качестве основного топлива, потребует:

- увеличение подачи газа по магистральному газопроводу в город, за счет завершения строительства и ввода в эксплуатацию второй нитки магистрального газопровода Ду 1000;
- реконструкции системы внешнего газоснабжения электростанции с вводом новых газопроводов.

Эксплуатацией магистральных газопроводов, в том числе незавершенной строительством второй нитки, занимается компания Интергаз Центральная Азия (ИЦА).

### **1.1.2 Существующая система топливоснабжения ТЭЦ :**

В настоящее время на АлЭС ТЭЦ-1 сжигается концентрат энергетический карагандинского угля со следующими усредненными характеристиками:

- калорийность - 5446 ккал/кг
- зольность - 22,43%
- влажность - 9,14%
- выход летучих - до 30%

Сжигание твердого топлива осуществляется в котлах:

6 х БКЗ-160-100Ф, 1 х ЦКТИ-75-39Ф(демонтирован).

Наряду с концентратом энергетическим на станцию поступает и рядовой промпродукт, угли других бассейнов РК

Часовой расход топлива для 1 х БКЗ-160-100Ф составляет 20,3 т/ч, для всех энергетических котлов - 121,8 т/ч.

В летний период на энергетических котлах сжигаются избытки природного газа, в отопительный период газ для ТЭЦ-1 не практически выделяется.

Мазут используется в энергетических котлах в качестве растопочного топлива.

В водогрейных котлах 7хПТВМ-100 в качестве основного топлива сжигается мазут, а также избытки природного газа.

Часовой расход мазута водогрейными котлами при номинальной нагрузки составляет 77,4 т/ч.

Расчетная потребность ТЭЦ-1 в топливе, при условии работы всех энергетических и водогрейных котлов на газе, составляет зимой - 184300 нм<sup>3</sup>ч; летом - 30000 - 40000 нм<sup>3</sup>ч.

### **1.1.3 Топливо**

При переводе энергетических и водогрейных котлов на сжигание природного газа в качестве основного топлива, предусматривается сохранение в качестве резервного топлива угля - для энергетических котлов и мазута - для водогрейных котлов.

В настоящее время избытки природного газа, поступающего в г. Алматы по магистральному газопроводу Ду 500 из Средней Азии, сжигаются на ТЭЦ-1, в основном, в летнем режиме. Существующая система внешних газопроводов обеспечивает подачу необходимого количества газа в летнем режиме при работе, как правило, трех энергетических котлов, отпуск тепла на производственные нужды промпредприятий и горячее водоснабжение центральной части города Алматы.

Использование природного газа, в качестве основного топлива, потребует:

- увеличение подачи газа по магистральному газопроводу в город, за счет завершения строительства и ввода в эксплуатацию второй нитки магистрального газопровода Ду 1000;

- реконструкции системы внешнего газоснабжения электростанции с вводом новых газопроводов.

Эксплуатацией магистральных газопроводов, в том числе незавершенной строительством второй нитки, занимается компания Интергаз Центральная Азия (ИЦА).

По данным компании ИЦА (приложение 3) после реконструкции существующего магистрального газопровода Ду 500, за счет повышения давления его пропускная способность может быть увеличена до 6, 5-7 млн. м<sup>3</sup>/сутки (около 290 тыс. м<sup>3</sup>/ч). Это позволит, при использовании природного газа на коммунально-бытовые нужды города около 180 тыс. м<sup>3</sup>/ч, подать на ТЭЦ-1 около 110 тыс. м<sup>3</sup>/ч, обеспечить работу всех энергетических и двух водогрейных котлов с сокращением расхода мазута до 66 тыс. т/год.

При использовании природного газа в качестве основного топлива для обеспечения располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-1 1187 Гкал/ч при работе с номинальной нагрузкой всех энергетических и водогрейных котлов часовой расход газа составит 183,54 тыс. м<sup>3</sup>/ч ( $Q_{pH} = 8120$  ккал/кг), годовой 533 млн. м<sup>3</sup>/год.

#### **1.1.4 Мазутохозяйство**

Мазутное хозяйство Алматинской ТЭЦ-1 состоит из трех путной сливной железнодорожной, эстакады, предназначенной для разгрузки одновременно 18-ти шестидесяти кубовых цистерн; подземной железобетонной приемной емкости; хранилища мазута, состоящего из двух металлических резервуаров емкостью по 10000 м<sup>3</sup> с перекачивающей насосной, оборудованной погружными насосами; двух расходных резервуаров мазута емкостью по 2000 м<sup>3</sup> и мазутонасосной. Мазутное хозяйство построено в 1968 - 1972гг и не соответствует требованиям СНиП 11-106-79 "Склады нефти и нефтепродуктов", действующим на территории Казахстана, о чем имеется предписание пожарной инспекции.

#### **1.1.5 Хозяйство газообразного топлива**

Газоснабжение ТЭЦ-1 обеспечивается от ГРС-1 по трубопроводу диаметром 400 мм с давлением 0,3 - 0,4 МПа и от ГРС-2, через ГРП Гульдер, по трубопроводу диаметром 700 мм с давлением 0,3 МПа. Схема газоснабжения ТЭЦ-1 тупиковая. Все элементы газового хозяйства на площадке ТЭЦ рассчитаны на максимальный расход газа всеми рабочими котлами:

энергетическими и водогрейными.

Система газоснабжения на площадке ТЭЦ-1 состоит из следующих узлов:

- подводящие газопроводы от ГРС-1 и ГРС-2;
- газорегуляторный пункт (ГРП);
- внутривозвращающие газопроводы (среднего давления);
- газопроводами энергетических и водогрейных котлов.

### 1.1.6 Котельный цех

После ТТЦ топливо попадает в котельный цех, где и сжигается. На АТЭЦ-1 в котельном цехе установлены паровые котлы БКЗ-160-100, причем котлы БКЗ-160-100 работают только в процессе выработки электроэнергии. Помимо перечисленных котлов КЦ установлены и водогрейные котлы №1-7 ПТВМ-100 которые работают при температуре 150 и располагают нагрузкой в 80 Гкал.

#### 1. Водогрейные котлы: №1-№7

Котлы ПТВМ-100 установленные на ТЭЦ-1 с целью, увеличения надежности работы поверхностей нагрева и повышение теплопроизводительности до номинальной, прошли реконструкцию по проекту разработанному СКБ ВТИ. В связи с этим фронтной и задней экраны, расположение горелок, конвективная часть имеют отличие от заводской конструкции.

1.Теплопроизводительность(Гкал/ч)	- 100
2.Объём топочной камеры (м*3)	- 275,3
3.Поверхность конвективной части(м*2)	- 2743
4.Габариты по осям котла(мм):	
ширина	- 6900
глубина	- 6900
высота	- 14450
5.Диаметр экранных труб (мм)	- 60*3
6.Шаг между трубами(мм)	- 64
7.Диаметр труб конвективной части(мм)	- 38*3
8.Шаги	
поперечный (мм)	- 110
продольный (мм)	- 60
9.Водяной объём (м*3)	- 30
10.Номинальный расход воды при двухходовой схеме(м*3/ч)	- 2400
11.Минимальный расход воды(м*3/ч)	- 1500
12.Располагаемая нагрузка 80 Гкал при t=150	

#### Паровые котлы :

№8-№13-БКЗ-160-100- изготовлены на Бийском котельном заводе, мощность котла-160т/ч, рабочее давление –100 атм, рабочая температура-540.Эти котлы работают в процессе выработки электрической энергии.

### 1.1.7 Турбинный цех

Пар, который вырабатывается в КЦ поступает в турбинный цех на турбины, которые расположены в цехе. В цехе расположены турбины №8 Р-25

и №9-№10- ПТ-60 –90 /13.Эта турбина мощность 60 МВт, работает при давлении 90 атм и при производственном отборе 13 атм. Турбины соединены с генераторами, которые расположены также в ТЦ. В цехе работают генераторы №8-ТВФ-30 и №9 и 10 –ТВФ-60.

Турбины :

№8 - P-25

№9,№10 - ПТ-60-90/13.Паровая турбинаПТ-60-90/13с конденсацией и с двумя регулируемыи отборами, представляет из себя двухцилиндровый одновальный агрегат.

1. номинальная мощность	-60000кВт
2.число оборотов в минуту	-3000
3.t свежего пара перед ст.кл.	-535
4.давление в конденсаторе	-0,035 атм
5.температура охлаждающей воды	-20
6.мах расход пара через турбину	-402 т/ч
7.мах пропуск пара в конденсатор	-170 т/ч
8.давление пара регулируемого промотбора	-18 атм
9.давление пара теплофикационного отбора	-2,5 атм

### 1.1.8 Электрический цех

Выработанная энергия в турбинном цехе идёт в ЭЦ, где она накапливается и преобразовывается и только затем поступает к потребителю.

#### ГЕНЕРАТОРЫ

№8 –ТВФ-30 номинальная нагрузка –30

№9,№10- ТВФ-60

	№9	№10
мощность КВт	60000	70000
мощность КВт	75000	82400

#### Описание существующей схемы электрических соединений собственных нужд.

Для питания электроприемников собственных нужд на ТЭЦ предусмотрены следующие напряжения и род тока:

- для электродвигателей мощностью 200 кВт и выше - 6 кВ;
- для электродвигателей меньшей мощности - 0,4 кВ;
- для электродвигателей питателей пыли, аварийных маслососов турбин, аварийного освещения - 220 В постоянного тока.

Распределительное устройство собственных нужд напряжением 6,3 кВ существующей части ТЭЦ состоит из 20 секций.

Токоприемники главного корпуса запитаны с секций КРУСН-6 кв №1, №2, №5, №6.

С секций КРУСН-6 кв №3, №4, №9 выполнено питание токоприемников водогрейной котельной.

Для питания токоприемников повысительной насосной, мазутонасосной, ХВО, насосной подпитки теплосети предусмотрены секции КРУСН-6 кВ №7, №8, №9, №10.

С соответствующих секций КРУСН-6кВ запитаны секции РУСН-0,4 кВ главного корпуса, водогрейной котельной, ХВО, мазутонасосной, лабораторного корпуса, насосной осветленной воды, багерной 2-го подъема, топливоподачи.

Для питания маломощных потребителей напряжением 0,4 кВ, а также освещения предусмотрены вторичные силовые сборки.

#### Основные технические решения. Главный корпус

Установка запорной и регулирующей арматуры на газопроводах котлов предусматривается в районе фронтальной части котлов и в сторону осей Д и Е в один ярус, на газопроводах котлов №7-13 на боковых стенках в 2 яруса.

Щиты КИП и А, стенды, сборки задвижек располагаются на отм. 4.00 и 8.00 в ячейках котлов по фронту в районе осей В-1 и Б-1.

Питание вновь устанавливаемых сборок задвижек и местных щитов розжига котлов №8-13 выполняется с существующих секций РУСН-0,4кВ главного корпуса с заменой на существующих панелях предохранителей и несоответствующих автоматических выключателей :

- для к.а. №8,9 с РУСН-0,4кВ №5, секция 10 и 11 ;
- для к.а. №10,11 с РУСН-0,4 кВ №6, секция 12 и 13;
- для к.а. №12,13 с РУСН-0,4 кВ №7, секция 14 и 15.

Питание вновь устанавливаемых щитов управления к.а. №8-13 осуществляется шлейфом от существующих щитов управления соответствующих котлов. Вентиляционные системы котельного отделения запитываются от силовых сборок серии РТЗО-88М. Сборки устанавливаются на отм. 4.00, ряд В-1 и Б-1, питание сборок выполняется шлейфом от шкафов ввода сборок задвижек КИП и А к.а. №8 и №10.

Для питания погружных перекачивающих насосов предусмотрены три силовые сборки серии ПР-8500. Сборки запитываются с секций №10,11,12 РУСН-0,4кВ главного корпуса.

Для электроснабжения задвижек топливных систем котлов, вентиляционных систем котельного отделения используются сборки задвижек серии РТЗО-88М, изготовления ПО "Средаэлектр-аппарат", для питания токоприемников системы ГЗУ - распределительные пункты ПР-8500 Алматинского завода низковольтной аппаратуры.

На существующих панелях секций РУСН-0,4кВ необходимо выполнить замену существующего электрооборудования на автоматы серии А3700 и ВА57 изготовления АО "Дивногорского завода низковольтной аппаратуры".

Силовые и контрольные кабели, проходящие во взрывоопасных зонах класса В-1 а в районах установки запорной и регулирующей арматуры на газопроводах в соответствии с ПУЭ 7.3.93 предусматриваются с медными жилами марок ВВГнг-1 кВ и КВВГнг.



Вне взрывоопасных зон предусматривается применение кабелей марок АВВГнг и АКВВГнг.

В местах прохождения групп кабелей числом более 20 по основным несущим металлоконструкциям главного корпуса выполняется защита их от воздействия огня при горении, обеспечивающая предел огнестойкости защищаемых конструкций не менее 0,75 часа. Выполнение указанной защиты предусматривается посредством окраски защищаемых конструкций огнезащитным покрытием.

### **1.1.9 Химводоочистка**

Источником водоснабжения химводоочистки подпитки теплосети и котлов, как и всего тех. водоснабжения ТЭЦ-1, является горводопроводная вода Талгарского водовода.

Качество исходной воды, по результатам анализов последних лет, стабильно.

Существующая химводоочистка подпитки теплосети производительностью 4500 м<sup>3</sup>/час для открытой схемы горячего водоснабжения запроектирована по схеме:

- при работе водогрейных котлов - подкисление серной кислотой, декарбонизация, 100% натрий - катионирование;
- при отключенных водогрейных котлах - подкисление серной кислотой, декарбонизация, буферные фильтры. В качестве буферных фильтров предусмотрено использование натрий - катионитовых фильтров.

С 1992 года обработка подпиточной воды тепловых сетей производится по непроектной схеме путем стабилизации фосфоно -содержащим комплексом (ИОМС). Для дозирования ИОМС'a используется существующий узел подкисления. Натрий - катионитовая установка находится в резерве.

Существующая химводоочистка подпитки паровых котлов работает по схеме: двухступенчатое водород - катионирование, декарбонизация, одна ступень анионирования на высокоосновных анионитах. Проектная производительность установки 330 т/час.

В настоящее время среднегодовая производительность установки по отчетным данным станции за 1997 г. не превышает 2390 м<sup>3</sup>/час - для подпитки теплосети и 119,1 т/ч для подпитки котлов.

Конденсатоочистка, запроектирована САО ВЭП для очистки общестанционного конденсата, конденсатов с производства и мазутохозяйства, смонтирована в неполном объеме.

В настоящее время конденсаты, периодически поступающие с турбинного цеха (max до 40 т/ч), обрабатываются на натрий - катионитовых фильтрах и далее поступают в бак декарбонизованной воды обессоливающей установки для дальнейшего совместного анионирования в смеси с частично - обессоленной водой. Производительность натрий -катионитовых фильтров 160 т/час.

### 1.1.10 Система ГЗУ АлЭС ТЭЦ-1

Система гидравлического удаления золы и шлака (ГЗУ) АлЭС ТЭЦ-1 выполнена по замкнутой схеме с возвратом осветленной воды и повторным ее использованием. В результате многократного использования ограниченных объемов воды возрастает минерализация воды, что, в свою очередь, вызывает загрязнение оборудования системы ГЗУ отложениями малорастворимых солей и продуктов коррозии. Солеотложения на внутренней поверхности трубопровода приводят к значительному перерасходу водных ресурсов и резко снижают эффективность работы установок.

Обеспечение чистоты поверхности оборудования системы ГЗУ возможно двумя путями: периодической химической очисткой оборудования, заключающейся в растворении отложений либо стабилизационной обработкой воды химическими реагентами. И тот и другой способы успешно реализуются с помощью комплексонов.

Применение комплексонов для растворения отложений основано на их способности - вступать во взаимодействие с ионами металлов в широком диапазоне рН и образовывать устойчивые водо-растворимые комплексы. Однако периодическая очистка трудоемка, требует дополнительных затрат и не обеспечивает экономичной и надежной эксплуатации в период между очистками.

#### Свойства золы и шлака:

Протяженность трубопроводов пульпы и осветленной воды - 15 км.

Диаметр трубопроводов — 620 мм.

Емкость бассейна золоотвала - 700 000 м<sup>3</sup>.

Время прохождения воды с золошлаковой пульпой полного цикла -42 суток.

Расход воды на смыв золошлаковой пульпы - 700 м<sup>3</sup>/час.

Химические свойства и фазово-минералогический состав золы и шлака в основном определяется составом минерального вещества топлива и теми изменениями, которые оно претерпевает при высокотемпературной обработке в котлах ТЭС.

В процессе сгорания топлива происходят сложные химические и фазовые превращения минерального вещества, в результате чего образуются вещества с новыми свойствами - зола и шлак. В условиях топочного режима котлов большая часть минерального вещества топлива переходит в золу и меньшая - в шлак.

Зола большинства видов топлива на 98 - 99% состоит из свободных и связанных в химические соединения оксидов кремния, алюминия, железа, кальция, калия, натрия, титана, серы.

В настоящее время на АлЭС ТЭЦ-1 используется карагандинский уголь.

Зольность карагандинского угля составляет в среднем 30%. По химическому составу в золе преобладают оксиды кремния и алюминия. По модулю основности  $M_o = (CaO + MgO)/(SiO_2 + Al_2O_3)$  (меньше единицы) зола карагандинского угля относится к кислым золам. В кислых золах, как правило, отмечается менее 10% оксида кальция при наличии кислотных оксидов более 70 - 80%.

Солевой состав воды золоотвала полностью определяется химсоставом золы, сжигаемого угля и составом природной воды.

## 2 Компонировка главного корпуса и генплан

Площадка Алматинской ТЭЦ-1 расположена в центре города Алматы на территории Жетысуйского района и занимает площадь 33 гектара. В плане площадка представляет собой многоугольник, вытянутый на север.

Протяженность площадки с юга на север составляет 1200 м, с запада на восток колеблется от 200 до 450 метров.

Система координат на площадке принята городская. Система высот городская. Отметки площадки колеблются в пределах 730,00 - 746,00 метров. Границами площадки служат с запада - территория мясокомбината, с юга - подъездная автодорога к промплощадке и мясокомбинату, путепроводная развязка, с востока - жилая застройка и ряд мелких предприятий, с севера - жилая застройка.

К промплощадке АТЭЦ-1 с юга и запада подходят подъездные автодороги, соединяющие ТЭЦ-1 с городом и другими промышленными предприятиями.

Подъездной железнодорожный путь подходит с юго-восточной стороны и примыкает к железнодорожной станции МПС "Алматы-II". Протяженность пути 1,5 км.

Электрические выводы отходят от площадки ТЭЦ-1 в западном направлении.

Тепловые выводы и паропроводы к пром. предприятиям и жилой застройке выходят в двух направлениях - южном и западном.

Золоотвал расположен к северу и западу от площадки ТЭЦ-1 на расстоянии 10км.

Магистральный газопровод подходит к площадке АТЭЦ-1 с западной стороны.

Площадка ТЭЦ-1 плотно застроена существующими и строящимися (по разным титулам) зданиями и сооружениями. Строительство первой очереди ТЭЦ-1 было начато в 1932 году. Площадка в то время размещалась на окраине города. С развитием города во всех направлениях ТЭЦ-1 оказалась в центре жилой и производственной зоны. Территория ТЭЦ-1 ограждена сплошной железобетонной оградой высотой 2 метра. На площадку предусмотрены два автомобильных въезда и один железнодорожный.

Производственная площадка, на которой расположена ТЭЦ-1, не полностью соответствует требованиям по твердотопливным станциям такой мощности. В следствии недостаточности площадей, склад топлива имеет ограниченные размеры, на которой полностью не размещается необходимый (по нормам) месячный расход угля. Это создает определенные сложности в работе, особенно по приемке угля в зимнее время.

Установка новых котельных агрегатов предусматривается взамен выводимых из эксплуатации котлов и не влияет на топливный режим станции. Увеличенный расход топлива твердого вместо газового, возможен только в летнее время и это не создает никаких дополнительных трудностей.

Место для установки экологически чистых агрегатов выбрано со стороны постоянного торца главного корпуса, где имеется свободная площадка после сноса здания котельных первых очередей.

Выбор площадки обеспечивает возможность установки на ней котлов с топкой ЦКС. При этом необходимо предварительно произвести демонтаж выводимого из эксплуатации котла ст. N 7 паропроизводительностью 75 т/ч, здание где он установлен в осях 24-27 и часть здания машзала, дымовую трубу котла ст. N 7.

Вновь сооружаемое здание, для новых котлов пристраивается к существующему со стороны постоянного торца с отступом от оси 28 на 3 метра. Многоэтажная бункерная этажерка выполнена двух пролетной в составе собственно бункерной этажерки пролетом 9 метров и помещения вспомогательных устройств - пролетом 6 метров. Помещение котельной предполагается выполнить с использованием каркаса котла, на который навешивается легкое стеновое покрытие и кровельное ограждение из металлических панелей с эффективным усилителем. Установка дымососов открытая. Бункерная установка и собственно котел сооружаются на самостоятельных плитах фундаментах пополам из забиваемых свай.

В целях снижения сейсмических воздействий на оборудование возможно использование кинематических фундаментов. Каркас бункерной этажерки жесткий, рамный, металлический, шаг поперечных рам - 6 метров. Продольная устойчивость бункерной этажерки обеспечивается соответствующими конструкциями. Конструкции и оборудование рассчитываются на сейсмику 9 баллов.

Проектирование всех строительных конструкций вновь сооруженных зданий выполняется по строительным нормам и правилам, действующим на территории республики Казахстан.

### 3 Принципиальная тепловая схема АТЭЦ-1

Сырая вода подогревается во встроенных пучках конденсаторов ПТ-60-90/13 (работают круглый год, турбины работают только в теплофикационном режиме). Затем подогревается в подогревателях сырой воды (до 30<sup>0</sup>С) и подается на химводоочистку (ХВО) для соответствующей обработки.

После ХВО подпиточная вода направляемая в вакуумный деаэраторы, греющей средой которых является прямая сетевая вода, отбираемая после пиковых бойлеров и ПВК. После вакуумных деаэраторов подпиточная вода подается в баки аккумуляторы или подпиточными насосами подается в линию обратной сетевой воды.

Обратная сетевая вода сетевыми насосами подается соответственно на основные подогреватели паровых турбин. Пиковые подогреватели паровых турбин и общестанционные пиковые бойлеры. Затем повысительными насосами сетевой воды сетевая вода поступает на пиковые водогрейные котлы, откуда по магистралям идет в город.

Греющим паром для основных бойлеров является теплофикационный отбор турбин ПТ-60-90/13. Греющим паром пиковых бойлеров является производительный отбор турбин ПТ-60-913, противодавление Р-25-90/18 и общестанционный коллектор пара 1,5 мПа.

Пар на производство, на собственные нужды станции и мазутное хозяйство подается из общестанционного коллектора 1,5 мПа.

Подпиточная вода котлов проходит двухступенчатую деаэрацию сначала в атмосферном деаэраторе греющего средой 0,12 мПа и в деаэраторе повышенного давления, греющей средой которого, является пар из общестанционного коллектора 0,6 мПа.

Производственный конденсат, конденсат возвращенный из мазутного хозяйства подается в атмосферный деаэратор.

Для обеспечения потребности в паре 1,3 мПа и 0,12 мПа на станции установлены РОУ-100/13 и РОУ-13/1,2.

## 4 Расчёт тепловой части станции

Т а б л и ц а 4 . 1 - Режим работы ТЭЦ и тепловые нагрузки

	Наименование показателей	Единицы измерения	Значение показателей
1.	Режим работы ТЭЦ базовый	час/год	6000
2.	Производительность хим водоочистки теплосети - максимальный - ср за зимний период - ср за летний период	$\text{м}^3/\text{ч}$ $\text{м}^3/\text{ч}$ $\text{м}^3/\text{ч}$	3200 2500 1750
3.	Расход сырой воды - максимальный - ср за зимний период - ср за летний период	кг/с кг/с кг/с	1500 998 961
4.	Темп. воды в летний период - сырой исходной воды - сырой воды после нагрева в теплофикационных пучках - сырой перед хим обраб-й - хим. очищенной	$^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$	15 20-30 20-30 20-30
5.	Темп. воды в зимний период - сырой исходной воды - сырой воды после нагрева в теплофикационных пучках сырой перед хим. обра-боткой хим. очищенной	$^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$ $^{\circ}\text{C}$	5 11 20 20
6.	Потенциальная тепловая нагрузка в зимний период - нагрев сырой воды после теплофикационных пучков нагрев хим. очищенной воды (до 50-53 $^{\circ}\text{C}$ ) общая	ГДж/ч ГДж/ч ГДж/ч	189 566-530 755-820
7.	Потенциальная тепловая нагрузка в летний период - нагрев хим. очищенной воды	ГДж/ч	373-410
8.	Тепловой потенциал уходящих газов при использовании всего объема - при использовании части (60%) объема	ГДж/ч ГДж/ч	566-629 294-378

Т а б л и ц а 4 . 2 - Оборудование тепловой схемы АТЭЦ-1

№	Наименование оборудования	Марка	Кол-во	Тепл произ в Гкал/ в	Примечание
1	2	3	4	5	6
1.	Паровой котел №8-13	БКЗ-160-100Ф	6	98,0	
2.	Паровая турбина №8	Р-25-90/13	1	155	№э = 25 мВт
3.	Паровая турбина №9,10	ПТ-60-90/13	2	164	№э = 60 мВт
4.1	Редукционное охл устройство	РОУ-40/22	1		G = 75 т/ч
4.2	Редукционное охл установка	РОУ-22/6	1		G = 60 т/ч
5.	Быстродействующая Редукционная охл установка	БРОУ-100/13	3		G = 150 т/ч
6.	Деаэраторы смеси- вающие повышенного давления	ДСП-225	5		V=72 м <sup>3</sup> G = 225 т/ч
7.	Деаэраторы Смешивающие атмосферного давления	ДСА-300 ДСА-200	2 1		V=27 м <sup>3</sup> G = 300 т/ч V=53 м <sup>3</sup> G = 200 т/ч
8.	Конденсаторы №8,9	КСЦ-50-4	2		G = 800 т/ч схема вкл последовательная
9.	Насосная (Талгарская)	24 НДН	2		H = 56 м вст G = 5000 т/ч
10.	Насосная (сырой воды)	300Д 90	6		H = 74 м вст G = 900 т/ч
11.	Деаэраторы Смешивающие вакуумные	ВД-1200 ВД-800 ВД-400	1 3 3		G = 1200 т/ч G = 800 т/ч G = 400 т/ч
12.	Баки запаса деаэрат. Воды		2		V = 5000 т/ч
13.	Насосная (сетевая)	СЭ1250 – 140 СЭ1250 – 125	6 6		H=140 м в.ст G = 1250 т/ч H=125 м в.ст G = 1250 т/ч



1	2	3	4	5	6
14.	Насосная (подпиточная)	300Д 90	8		H=64м вст G=900 т/ч
15.	Подогреватели сетевой воды верт. типа основные	ПВС315- 3-23 ПВС500- 3-23	2 3		G=725 т/ч F=315 м <sup>2</sup> G=1150 т/ч F=500 м <sup>2</sup>
16.	Подогреватели сетевой воды верт. типа пиковые	ПВС500- 14-23 ПВС315- 14-23	1 2		G=1800 т/ч F=500 м <sup>2</sup> G=1130 т/ч F=315 м <sup>2</sup>
17.	Насосная перехватка	СЭ1250- 70 СЭ-1250- 140 СЭ-5000- 70	1 2 1		G = 1250 т/ч H = 70 м вст G = 1250 т/ч H = 140 м вст G = 5000 т/ч H = 70 мвст
18.	Насосная (повысит)	СЭ-5000- 160	5		G = 5000 т/ч H = 160 м вст
19.	Пиковые водогрейные котлы	ПТВМ- 100	7	100	

Т а б л и ц а 4 . 3 - Расчет тепловой схемы АТЭЦ-1

№	Наименование расчетных величин	Обозна-чение	Еди-ница изме-рения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Нагрузка внешних потребителей по пару $P_n=1,5$ мПа	Dтех	кг/с	По заданию	83	76	70	65
2.	Нагрузка ГВС	Q <sub>ГВС</sub>	мВт	По заданию	190	190	190	152
3.	Нагрузка отопления и вентиляции	Q <sub>от</sub>	мВт	По заданию	770	455	360	-
4.	Температура исходной сырой воды	t <sub>x</sub>	°С	По заданию	5	5	5	15
5.	Расчетная температура воды в системе ГВС	t <sub>ГВС</sub>	°С	По заданию	65	65	65	65
6.	График тепловой сети	t <sub>пр/тоб</sub>	°С	По заданию	150/70	98/70	82/43	65/36
7.	Средняя температура для подсчета теплопотерь	t <sub>т.с.</sub>	°С	Принимается исходя из примерного расчета утечек прям-60% вор-40%	110	80	64	53
8.	Коэффициент утечек в теплосети	K <sub>ут</sub>	%	СниП	1.5	1.5	1,5	1,5
9.	Расход воды на нужды хим цеха	$\alpha^{\text{сип}}_{\text{хц}}$	%	Нормы проекта	25	25	25	25

Продолжение таблицы 4.3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10.	Потери конденсата на производстве	$\Delta G^{прк}$	%	По заданию	30	30	30	30
Расчет тепловой схемы								
11.	Расход воды системами ГВС	$G_{гвс}$	кг/с	$G=Q_{гвс}/C_p(t_{гвс}-t_x)$	190/4,19х (65-5)	755	755	725
12.	Утечки теплосети	$G_{ут}$	кг/с	Приняты предвар.	44	44	44	44
13.	Расход подпитки	$G_{подп}$	кг/с	$G_{гвс} + G_{ут}$	755+44=799	799	799	769
14.	Расход сырой воды	$G_{сыр}$	кг/с	$(1+\alpha^{сип\ хц})G_{ут}$	$(1+25/100) \times 799 = 998$	988	988	961
15.	Давление острого пара в конденсаторе турбины ПТ-60-90	$P_k$	кг/Па	Тех характер. турбины	100	100	100	100
16.	Энтальпия пара в конденсаторе	$h_k$	кДж/кг	Табл.Ривкина	2530	2530	2530	2530
17.	Энтальпия конденсата в конденсаторе	$h'$	кДж/кг	Табл.Ривкина	190,4	190,4	190,4	190,4
18.	Пропуск пара в конденсатор турбин	$D_k$	кг/с	Тех характер. турбины	14,5	14,5	14,5	14,5

Продолжение таблицы 4.3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
19.	Тепловая нагрузка покрывшая в конденсаторе при нагреве сырой воды	Qк	мВт	2Дж(hk-h'к)	214,5 x(2530-190,4)= 68,1	68,1	68,1	68,1
20.	Коэффициент полезного действия генератора	ηг		Тех данные	0,986	0,986	0,986	0,986
21.	Кпд газоохладителя	ηго		Тех данные	0,98	0,98	0,98	0,98
22.	Температура сырой воды на выходе из газоохладителей	tго	°C	$\frac{t_{хв} \times 2N(1-\eta_{г})}{G_{сыр} C_p} \eta_{го}$	5+602x x(1-0,988) x0,98/ 998 x4,19x10 <sup>-3</sup>	5,4	5,4	5,4
23.	Коэффициент полезного действия конденсатора	ηк		Тех данные	0,98	0,98	0,98	0,98
24.	Температура воды после конденсата	tсыр <sup>хв</sup> <sub>о</sub>	°C	tго+(Qкηк/GсырCp)	5,4+68,1x0,98/998 x4,19x10 <sup>-3</sup> =21,3	21,3	21,3	21,3
25.	Энтальпия пара теплофикационного отбора	h'п	кдж/кг	При давлении теплофикационного отбора по t Ривкину «Термодин. св-ва воды и пара)	2639,4	2639,4	2639,4	2639,4

Продолжение таблицы 4.3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
26.	Энтальпия конденсата теплофикационного отбора	$h'm$	кдж/кг	439,4	439,4	439,4	439,4	439,4
27.	Удельный расход тепла	$q_m$	кдж/кг	$2639,4-439,4=2200$	2200	2200	2200	2200
28.	Дополнительный подогрев сырой воды в подогревателе до $30^{\circ}\text{C}$ в зимнее время на АТЭЦ-1 отсутствует	$D^{0,12}_{\text{псв}}$	кг/с	16	16	16	16	16
29.	Охлаждение воды в хим цехе	$\Delta t_{\text{хво}}$	$^{\circ}\text{C}$	2	2	2	2	2
30.	Температура хим очищенной воды (согласно п28)	$t_{\text{хво}}$	$^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{сыр}}^{\text{хво}} - \Delta t_{\text{хво}}$	$30-2=28$	28	28	29,3

Продолжение таблицы 4.3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
31.	Расход сетевой воды из попадающей магистрали в вакуумный деаэратор	$G'_{\text{рец}}$ $Q_{\text{рец}}$	кг/с мВт	$Q_{\text{подп}}(t_{\text{обп}}-t_{\text{хво}})/$ $(t_{\text{пр}}-t_{\text{обп}})$	$799(70-28)/$ $(150-70) =$ $=419,5$	366,2 73,8	307,3 50,3	177,7 21,6
32.	Тепловая потеря с учетом утечек теплосети	$Q_{\text{ут}}$	мВт	$G_{\text{ут}}C_p(t_{\text{те}}^{\text{сп}}-t_{\text{хв}})$	$44 \times 4,19 \times 10^{-3}$ $\times (110-5) = 19,2$	14,2	11,2	7,01
33.	Тепло вносимое подпиточной водой ( $t_{\text{подп}}=t_{\text{обп}}$ )	$Q_{\text{подп}}$	мВт	$G_{\text{подп}}C_p(t_{\text{подп}}-t_{\text{хв}})$	$799 \times 4,19 \times 10^{-3} \times$ $\times (70-5) = 217,6$	151	127,5	67,66
34.	Тепловая нагрузка подогревателей (с учетом ПВК)	$Q_{\text{сн}}$	мВт	$\Sigma Q_{\text{тс}} + Q_{\text{ут}} + Q_{\text{подп}}$ $++ Q_{\text{рец}}$	$190 + 770 + 19,2 -$ $217,6 + 140,4 = 902$	582	484	112,95
35.	Расход сетевой воды	$G_{\text{св}}$	кг/с	$Q_{\text{от}}/(C_p(t_{\text{пр}}-t_{\text{обп}}))$	$770 / 4,19 \times 10^{-3} \times$ $\times (150-70) = 2297$	2262	2203	-
36.	Общий расход сетевой воды через основные подогреватели	$G_{\text{об}}$	кг/с	$G'_{\text{рец}} + \sqrt{G_{\text{св}}^2 + G_{\text{св}}}$ $\times G_{\text{подп}} + 0,5 G_{\text{подп}}^2$	3145,4	3057,5	2940,3	946,7
37.	Расход пара на собственные нужды $P=1,5 \text{ МПа}$	$D_p^{\text{сн}} =$ $=1,5$	кг/с	По заданию	16,6	16,6	16,6	8,0

Продолжение таблицы 4.3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
38.	Расход пара на мазутное хозяйство P=1,5МПа	$Dp^{maz.x} = 1,5$	кг/с	По заданию	5,6	5,6	5,6	3,0
39.	Тепловая нагрузка сетевых подогревателей	Qоб	МВт	Qсп - Qпвк	902-604=298 Qпвк=604	298 Qпвк=284	298 Qпвк=186	112,95
40.	Температура сетевой воды за основным бойлером	tоб	°C	$Q_{об}/(G_{об} \cdot C_p) + t_{обр}$	$298/(3145,4 - 4,19) + 70 = 92,6$	73,3	67,2	65
41.	Расход пара P=0,12МПа на основные бойлеры	Dоб	кг/с	$Q_{об}/(q_T \cdot \eta_{об})$	$298/(2200 \times 0,98) = 138$	138	138	52,4
42.	Расход пара из отборов турбин ПТ-60-90 на бойлеры по диаграмме режимов	Dm	кг/с	$2 \times D^{пт-60} m$	$2 \times 44 = 88$	88	88	44
43.	Расход пара из РОУ 13/1,2	$D^{роу} об$	кг/с	Dоб - Dп	$138 - 88 = 50$	50	50	8,4
44.	Расход пара на РОУ 13/1,2	$D^{роу} п$	кг/с	$D^{роу} об \times [(h_{ред} - t_{пв}) / (h_{вп} - t_{пв})]$	$50 \times [(2639 - 990,3) / (2933,2 - 990,3)]$	43,75	43,75	7,35

Продолжение таблицы 4.3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
45.	Расход пара напро-во из отборов турбин ПТ-60-90	$D^{пт-60}_{п}$	кг/с	По диаграмме режимов	$2 \times 27,5 = 55$	55	55	24,7
46.	Противодавление турбины Р25	$D^{р-25}_{п}$	кг/с	По характеристике турбины	70	70	70	64
47.	Суммарная потребность в паре $P=1,5\text{МПа}$	$\sum D_{п}$	кг/с	$D_{тех} + D^{мазх}_{р=} = 1,5 + D^{сн}_{р=} = 1,5 + D^{роу}_{п}$	$83 + 16,6 + 5,6 + 43,75 = 148,95$	141,95	135,95	83,95
48.	Расход пара на РОУ 100/13	$D^{пп}_{роу}$	кг/с	$\sum D_{п} - \sum D^{отб}$	$148,95 - 55 - 77 = 17,95$	16,15	10,95	-
49.	Расход острого пара на РОУ	$D^{пп}_{роу}$	кг/с	$0,824 D^{пп}_{роу}$	19,75	14,1	9,05	-
50.	Расход острого пара на Р-25-90	$D^{пп}_{р-25}$	кг/с	Диаграмма режимов	73,6	73,6	73,6	69
51.	Расход острого пара на Р-25-90	$D^{пп}_{р-25}$	кг/с	Диаграмма режимов	$105 \times 2 = 210$	210	210	103
52.	Потери в схеме	Дут	кг/с	Принимается в количестве 2%	6,2	6,2	6,2	4,5
53.	Суммарный расход острого пара	$\sum D_{о}$	кг/с	$D^{пп}_{роу} + D^{пп}_{пт-60} + D^{пп}_{р-25}$	$19,75 + 210 + 73,6 = 303,35$	297,7	292,65	172



Продолжение таблицы 4.3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
54.	Пар котельных агрегатов	$\sum D_{ка}$	кг/с	$\sum D_o + D_{ут}$	$303,35 + 6,2 = 309,55$	303,9	298,85	176,5
55.	Продувка котельных агрегатов	$D_{пр}$	кг/с	$K_{сеп} D_{пр}$ $K_{сеп} = 0,45$	$4,65 \times 0,45 = 2,088$	2,088	2,088	1,1
56.	Количество пара получаемого в расширителе РНП	$D_{рнп}$	кг/с	$D_{пр} - D_{рнп}$	2,562	2,562	2,562	1,38
57.	Количество воды в РНП	$D^B_{рнп}$	кг/с	$D_{пр} - D_{рнп}$	2,562	2,562	2,562	1,38
58.	Потери конденсатора	$D^{кон}_{пот}$	кг/с	в соответствии с 30% потерями конденсата на пр-во	26,6	22,8	21	19,5
59.	Суммарные потери	$\Delta D_{пот}$	кг/с	$D_{рнп} + D^{кон}_{пот}$	29,16	25,36	23,56	20,88
60.	Расход сырой воды	$D_{св}$	кг/с	$1,25 \Delta D_{пот}$		31,7	29,45	26,1
61.	Температура сырой воды за охл продувки	$t_{опр}$	$^{\circ}C$	$t_{вх} + [D^B_{рнп}(h_{рнп} - h_{оп}) / D_{св} c_p] \times \eta_{оп}$	12,73	13,89	14,57	20,94
62.	Температура воды на химводоочистки	$t_{хво}$	$^{\circ}C$		40	40	40	40

Продолжение таблицы 4.3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Max зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
63.	Температура воды после хим. Водоочистки	$t_{\text{хво}}$	$^{\circ}\text{C}$		38	38	38	38
64.	Дополнительный расход пара 0,12 мПа на подогрев сырой воды подпитки котлов до ХВО	$D^{0,12}_{\text{доп хво}}$	кг/с	$D_{\text{св}}(t_{\text{хво}} - t_{\text{ппр}})C_p / (h^{0,12} - h_{\text{н}}) \eta_{\text{п}}$	$36,45(40-30) / 4,19/2200 \times 0,98 = 1,88$	1,60	1,43	1,01
65.	Расход пара 0,12 мПа на деаэратор 1,2ата подпитки котлов	$D^{0,12}_{\text{подп}}$	кг/с	$[(D^{\text{пр}}_{\text{к}}(h^{0,12}_{\text{вд}} - h^{\text{пр}}_{\text{к}}) + (\Delta D_{\text{пот}} + D_{\text{к}}^{\text{маз.х}})x (h^{0,12}_{\text{вд}} - h^{\text{в}}_{\text{хов}}) / (h^{0,12} - h^{0,12}_{\text{н}}) \eta_{\text{п}}$	8,07	7,54	7,03	5,7
66.	Суммарный дополнит расход пара 0,12 мПа	$\sum D^{0,12}_{\text{под}}$	кг/с	$D^{0,12}_{\text{пвс}} + D^{0,12}_{\text{доп хво}} + D^{0,12}_{\text{под ка}}$	$16 + 1,88 + 8,07 = 25,95$	25,14	24,46	6,71
67.	Суммарный расход пара 0,12 мПа	$D^{0,12}_{\text{п}}$	кг/с	$D_{\text{об}} + \sum D^{0,12}_{\text{под}}$	163,95	163,95	162,46	59,11
68.	Дополнительный расход пара от РОУ 13/1,2	$D^{0,12}_{\text{роу доп}}$	кг/с	В соответствии с п.66	25,95	25,14	24,46	6,71

Продолжение таблицы 4.3

№	Наименование расчетных величин	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или исходные данные	Режимы			
					I, Мах зимний -25	II -7,4	III 2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9
69.	Дополнительный расход пара P=1,5МПа на РОУ 13/1,2	$D^{роу}_{под оп}$	кг/с	$0,875 D^{0,12}_{роу доп}$	22,7	22	21,4	5,9
70.	Дополнительный расход острого пара	$D^{роу}_{по}$	кг/с	$0,824 D^{роу}_{под оп}$	18,7	18,7	17,6	4,9
71.	Пар котельных агрегатов с участием дополнительных расходов на РОУ 100/13	Dка	кг/с	$\sum D_{ка} + D^{роу}_{по}$	309,55+18,7=328,25	322	316,45	181,4

Т а б л и ц а 4 . 4 - Таблица расчетов по балансам тепла и пара

Источники	Режимы				Потребители	Режимы			
	I макс. зимн -25	II -7,4	III -2,1	IV летний		I Макс. зим-25	II -7,4	III -2,1	IV летний
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Котлы БКЗ-160-100 ст. N 9-13	5x35,65 =178,25	34,4x5 =172	33,29x5 =172	Пар 31,4	9,8 мПА, КЦС Паровая турбина ПТ- 60-90	2x105= =210	2x105= =210	2x105= =210	103
2					Паровая турбина Р-25-90	73,6	73,6	73,6	69
					РОУ-100/13	38,45	32,2	26,65	4,9
					Утечки острого пара	6,2	6,2	6,2	4,5
Итого:									
Паровые турбины ПТ-60-90	55	55	55	24,7	Пар 1,5мПА, КЦС Внешние паровые нагрузки	83	76	70	65
Паровая турбина Р-25-90	70	70	70	64	Расход пара на собственные нужды	16,6	16,6	16,6	8
РОУ 100/13	23,95+ 22,7= 46,65	16,95+ 22= 38,95	10,95+ 21,4= 32,95	5,9	Пар на мазутное хозяйство РОУ-13/1,2	5,6	5,6	5,6	3
Итого	171,65	163,95	157,35	94,6	Итого	171,65	163,95	157,35	94,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Паровые турбины ПТ-60-90	2x44=88	2x44=88	2x44=88	1x44=44	Пар 0,12 МПа, кг/с Собственные нужды	25,29	25,14	24,46	6,71
РОУ-13/1,2	50+ +25,29= =75,95	50+25,14 =75,14	50+24,4 6=74,46	8,41+ +6,71 = =15,71	Бойлера турбины	138	138	138	52,4
Итого	163,95	163,4	162,46	59,71	Итого	163,95	163,14	162,46	59,11
Горячая вода (150 <sup>0</sup> – 70 <sup>0</sup> С) МДж/с(МВт)									
Конденсаторы турбин ПТ-60-90	68,1	68,1	68,1	68,1	Внешние тепловые нагрузки				
Основные бойлера	298	298	298	112,95	Отопление и вентиляция	770	445	360	-
Пиковые водогрейные котлы	604	284	186	-	Горячее водоснабжение	190	190	190	152
Подогреватели сырой воды	36,4	36,4	36,4	-	Потери в сетях	19,2	14,2	11,2	7,01
Вакуумные деаэраторы	140,4	73,8	50,3	21,6	Потери тепла в ХВО Собственные нужды станции	27,3 140,4	27,3 73,8	27,3 50,3	22,04 21,6
Итого	1146,9	760,3	638,8	202,65	Итого	1146,9	760,3	638,8	202,65

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Топливо					Электрическая мощность МВт				
Часовой расход топлива энергетическими котлами (мДж/с/сут/ч)	1197,46 (146,98)	1159,18 (142,28)	1131 (138,91)	593,26 (72,82)	Паровые турбины ПТ-60-90	2x64= =128	2x64= =128	2x64= =128	1x64= =64
То же водогрейными котлами мДж/с/сут/ч	678,56 (83,29)	319,11 (39,17)	208,97 (25,65)	-					
Общий расход топлива (мДж/с)	1876,02	1478,29	1340,29	593,26	Паровая турбина Р-25-90				
Отпуск тепловой энергии (мДж/с)	1146,9	760,3	638,8	202,65					
Отпуск пара (мДж/с)	377,63	359,7	346,2	208,2	Итого	155	155	155	86
Общий от-пуск тепловой энергии	1524,53	1120	985	410,85					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Отпуск эл. энергии (с учетом собст. нужд)	139,5	139,5	139,5	77,5					
Общий отпуск энергии	1664,03	1259,5	1124,5	488,25					
Коэффициент использования топлива	88,7	85,2	83,9	82,3					

## 5 РАЗДЕЛ БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 5.1 Экологический паспорт

Наименование предприятия - Алматинская ТЭЦ-1

Адрес предприятия - 480050, г. Алматы пр. Сейфуллина 433.

Сведения о предприятии: Алматинская ТЭЦ-1 расположена в центральной части города, в зоне интенсивной застройки. Границами площадки служат с запада - территория мясокомбината и жилая застройка, с востока и юга - пр. Сейфуллина, с севера индивидуальная жилая застройка.

Т а б л и ц а 5 . 1 - Описание сырья

Наименование производства и вида продукции		На отпуск электро-энергии	На отпуск тепло-энергии
Газ	Всего т.у.т.	36875	179639
	На единицу продукции	0,079	0,071
Мазут	Всего т.у.т.	12063	137164
	На единицу продукции	0,026	0,054
Уголь	Всего т.у.т.	26081	122947
	На единицу продукции	0,056	0,048

Сведения о мощности АТЭЦ-1 и характеристики производства

Установленная мощность:

электрическая - 145 МВт;  
тепловая - 1203 МДж



Т а б л и ц а 5 . 2 - Характеристика основного оборудования

Наименование оборудования (котлы, турбины).	Стационарный номер.	Маркировка.	Паропроизводительность котла, т/ч мощность турбины, МВт.	Примечание.
Котлы Энергетические	№8,9,10,11,12,13.	БКЗ-160-100.	по 160	
Водогрейные	№1,2,3,4,5,6,7.	ПТВМ-100.	100 Гкал/ч	
Турбины	№9,10 №8.	ПТ-60-90/13. ВРТ-25-2.	по 60 по 25	

#### Краткая характеристика производства

Алматинская ТЭЦ-1 работает в энергосистеме по тепловому графику в базовом режиме. Вся электроэнергия вырабатывается по теплофикационному циклу.

Схема поступления городской воды следующая: в общий коллектор горводопровода поступает вода по двум трубопроводам диаметром 1000 и 800 мм. Вода подогревается паром в конденсаторах турбин ст. № 9, 10 и насосами Сырой воды подается на химводоочистку.

Работа химводоочистки включает три схемы: обессоливание, конденсатоочистка, подпитка теплосети. Подпитка котлов осуществляется обессоленной водой по схеме сокращенного обессоливания, производительностью 390 м<sup>3</sup>/час.

Конденсатоочистка, производительностью 200 м<sup>3</sup>/час, служит для очистки возвращенного конденсата по схеме натрий - катионирования. Очищенный конденсат поступает в баки обессоленной воды. Обессоленная вода из баков поступает в деаэрактор 1,2 ата.

Для подпитки теплосети производительностью 4800 м<sup>3</sup>/час применяется схема обработки воды фосфоновыми комплексонами.

В качестве резервной схемы приняты:

а) подкисление серной кислотой, декарбонизация с последующим натрий - катионированием, производительностью 3200 м<sup>3</sup>/час при включении водогрейных котлов;

б) прямое подкисление серной кислотой, декарбонизация, при отключенных водогрейных котлах.

Подпиточная вода поступает в вакуумные деаэраторы и насосами подпиточной воды подается на всас сетевых насосов, которые подают ее, через бойлера в теплосеть.

В зимний период после бойлеров вода поступает через повысительную насосную в водогрейные котлы, где догревается до заданной температуры и подается в город.

Тепловая схема станции выполнена следующим образом. Пар от котлов ст. № 8-13 типа БКЗ-160-100 (производительностью 160 т/час, давлением пара 100 кгс/см, температурой перегретого пара 540 °С) поступает в коллектор 90 ата, откуда направляется на турбины ст. № 8-10.

Турбоагрегат ст. № 8 типа Р-25-90/18 работает в режиме противодавления. Отработанный пар турбины ст. № 8 поступает в коллектор 18 ата. Турбоагрегаты ст. № 9, 10 типа ПТ-60-90/13 работают с использованием конденсатора для подогрева городской воды из горводопровода для химводоочистки, пар производственных отборов направляется в коллектор 18 ата, теплофикационные отборы используются для подогрева сетевой воды на собственные нужды. Из коллектора 18 ата пар расходуется на производство, собственные нужды станции и пиковые бойлера.

Приемником сточных вод Алматинской ТЭЦ-1 является хозяйственно-бытовая и промливневая канализация.

Хозяйственно - бытовые стоки собираются сетью фекальной канализации и сбрасываются в городской коллектор. Засоленные стоки ХВО самотеком сбрасываются в коллектор хозбытовой канализации. Часть стоков от ХВО-1 поступает на узел нейтрализации, после которого нормативно- чистые стоки сбрасываются в промливневый коллектор, являющийся общим с р.Кара-Су. Водоотведение в р.Кара-Су в 1999г. составило 636 тыс.м<sup>3</sup>.

Нефтедержащие стоки поступают на очистные сооружения. Очищенная на установке вода поступает в систему оборотного водоснабжения ГЗУ.

Аварийный слив сетевой воды, утечки через сальники, вода после гидроуборки сбрасывается в систему оборотного водоснабжения.

Т а б л и ц а 5 . 3 - Наименование оборудования согласно схеме сточных вод

№	Наименование.	№	Наименование.
1	Распределительная камера.	17	Насосный бак.
2	Нефтеловушка.	18	Транспортер.
3	Бак сбора воды после нефтеловушки.	19	Электропривод.
4	Насосы подпитки воды на флотаторы.	20	Бак рабочего раствора коагулянта.
5	Гидроциклон.	21	Бак сбора воды после флотатора.
6	Смеситель флотатора.	22	Насос подачи воды на мех. фильтры
7	Камера грубой очистки.	23	Мех. фильтр.

8-9	Камеры флотации.	24	Угольный фильтр.
№	Наименование.	№	Наименование.
10	Камера отстоя.	25	Насос перекачки обезмасленной воды.
11	Сборная камера.	26	Дренажный насос.
12	Нефтеприемник.	27	Дренажный приямок.
13	Насос дозатор коагулянта.	28	Бак сбора нефтепродуктов.
14	Фильтр-сетка коагулянта.	29	Насос перекачки нефтепродуктов.
15	Воздушный эжектор.	30	Насос перекачки нефтепродуктов автоцистерну.
16	Насос рециркуляции		

Охлаждающей водой Система водоснабжения и очистки сточных вод  
Система водоснабжения

Источником водоснабжения Алматинской ТЭЦ-1 является городская водопроводная вода Талгарского водовода.

Вода от Талгарской насосной двумя насосами (один - резервный) типа 24-МДН производительностью 5000 м<sup>3</sup>/час каждый подается на ТЭЦ. Общий расход горводопроводной воды от Талгарской насосной составляет в среднем 2729,44 м<sup>3</sup>/час.

Основной поток горводопроводной воды от Талгарской насосной подается в турбинный цех на охлаждение конденсаторов турбоагрегатов и газоохладительной генераторной (примерно 3867 м<sup>3</sup>/час). Кроме того, в турбинном и котельном цехах горводопроводная вода используется на охлаждение подшипников оборудования. Вода после газоохладителей генераторов и конденсаторов, подогревается примерно до 35 °С, подается на повторное использование в качестве исходной воды в химический цех на ХВО-1 и ХВО-2.

Часть воды из прямого водовода используется на технологические нужды в котельном цехе, на водогрейной котельной, топливно-транспортном цехе и во вспомогательных цехах. маслоохладителей турбогенераторов является, вода циркуляционной системы, которая подпитывается водой из горводопровода. Охлаждающая вода после маслоохладителей сбрасывается в систему цирк колодцев, кроме того, на ТЭЦ-1 действует система оборотного водоснабжения гидрозолоудаления, осветленная вода с золоотвала возвращается в цикл станции.

## АТЭЦ-1 и ее влияние на экологическое состояние города

Алматинская ТЭЦ-1 расположена в центре города и является одним из основных источников централизованного теплоснабжения промышленности и жилищно-коммунального сектора. Вся электроэнергия вырабатывается по теплофикационному циклу.

Оборудование, установленное на ТЭЦ-1, находится в эксплуатации более 30 лет. Основную долю в годовом балансе топлива – 79,6% (данные 2000года) составляют экологически "грязные" виды топлива: уголь и мазут, газ используется в основном в летний период. Котлы ТЭЦ оборудованы системами золоочистки, эксплуатационная эффективность которых в 2000 году в среднем по станции составила 97,0%. Газоочистка по другим вредным веществам не производится. Высота дымовых труб для отвода газов не превышает 80 м.

С учетом вышеуказанного, ТЭЦ-1 является достаточно весомым загрязнителем воздушного бассейна города, уровень фонового загрязнения которого по данным наблюдений Казгидромета в 1988-1990 г. превысил санитарные нормы по диоксиду азота (1,88 ПДК) и золе (2,3 ПДК). При этом, вклад ТЭЦ-1 составляет соответственно 17 % и 20%. Фон по этим ингредиентам, создаваемый автотранспортом, тепло источниками предприятий других отраслей промышленности, без учета вклада ТЭЦ-1 характеризуется превышением ПДК по золе (1,56 ПДК) и содержанием диоксида азота, близким к ПДК (0,96 ПДК), что свидетельствует о необходимости выработки комплексных мероприятий по оздоровлению воздушного бассейна.

Установленная тепловая мощность предприятия составляет 1460,728 МВт (126 Гкал/ч).

Производственные показатели АлЭС ТЭЦ-1 за 2000год:

- |                                 |                            |
|---------------------------------|----------------------------|
| - выработка электроэнергии      | 555 304 МВт*ч;             |
| - производство тепловой энергии | 2 864 164 МВт*ч (2 462 738 |

Гкал)

Режим работы станции круглосуточный в четыре смены.

Комплекс ТЭЦ-1 состоит из следующих основных функциональных систем:

- главного корпуса с энергетическими котлами и турбинами, где вырабатывается электроэнергия, пар для нужд промышленных предприятий и теплоэнергия в виде горячей (сетевой) воды с температурой до 100<sup>0</sup> С;
- водогрейной котельной для догрева сетевой воды выше 100<sup>0</sup> С, после нагрева ее в подогревателях главного корпуса;
- топливоснабжения твердым, жидким и газообразным топливом;
- химводоочистки для подготовки питательной и подпиточной воды;
- трансформирования и выдачи электрической энергии;
- золошлакоудаления;
- комплекса насосных станций, тепломагистралей и аккумуляторных баков для подачи горячей воды в тепломагистрале города;
- вспомогательных производств и цехов для обеспечения производственной деятельности предприятия.

В настоящее время на АлЭС ТЭЦ-1 находятся в эксплуатации 6 энергетических, 7 водогрейных котлов и 3 турбины для выработки электроэнергии.

Номинальная паропроизводительность:

- 6 паровых котлов БКЗ-160-100 (Ст.№8-13) - 160 т/час (каждый),

Номинальная теплопроизводительность 6 водогрейных котлов ПТВМ-100 (Ст.№1-7) - 116,3 МВт/ч. где:

- 100 Гкал/час - при работе на газе;
- 75 Гкал/час - при работе на мазуте.

Электрические мощности паровых турбин составляют:

- Р 25-90/18 - 1\*25 МВт,
- ПТ 60-90/13 - 2\*60 МВт.

Проектным топливом является:

- для энергетических котлов - уголь, газ, мазут;
- для водогрейных котлов - газ, мазут.

В летний период работы ТЭЦ используются избытки природного газа. Количество сожженного топлива с указанием качества топлива приведены в таблице 6.1

Основным видом топлива для энергетических котлов является Карагандинский энергоконцентрат, для водогрейных котлов - топочный мазут. В летний период работы ТЭЦ-1 используются избытки природного газа. Количество сожженного топлива с указанием качества топлива приведены в таблице 5.4. Энергетические котлы оборудованы системами золоочистки: на котлах № 10-11 установлены эмульгаторы, с проектной степенью золоочистки (фактически в 1999 году 98,7%) и сероочистки-20%, на остальных котлах мокрые золоуловители с трубой Вентури типа МВ-ВТИ.

Т а б л и ц а 5 . 4

Вид топлива	Израсходовано в 1998 г., тыс.тут	В%, от общего к-ва	Качество сжигаемого топлива			
			Он, ккал/кг. Ккал/м <sup>3</sup>	Влажность, Wp %	Зольность, Ap %	Сера, Sp%
Всего	567,108	100	-	-	-	-
т.ч.						
газ	115,466	20,4	8180	-	-	-
мазут	164,138	28,9	9869	-	0,03	0,49
уголь	287,504	50,7	5190	8,0	23,65	0,5

Т а б л и ц а 5 . 5

N дымов ой	Характеристики		Количество и тип котлов
	H,м	D <sub>y</sub> ,м	
5	80,0	4,3	3хБКЗ-160-100 СТ.N8-10
6	80,0	4,3	4ХПТВМ-100ст. N1-4
7	80,0	4,3	3хБКЗ-160-100ст. N11-13
8	80,0	4,3	3хПТВМ-100ст.N5-7

В соответствии с отчетными данными ТЭЦ по форме 2-ТП (воздух) атмосферу города за год было выброшено вредных веществ (в. в.) всего:

10,3 тыс. т, в т.ч.:

- золы 3,0 тыс.т.
- диоксида серы 3,9. тыс.т.
- диоксида азота 2,4 тыс.т.
- оксида углерода. 0,6 тыс.т.
- оксида азота 0,4 тыс.т.

За эти выбросы в атмосферу АТЭЦ-1 заплатила около 70 млн. тенге.

Расчетные максимальные концентрации в-в (C<sub>мах</sub>) от ТЭЦ в приземном слое атмосферы составляют:

- по NO<sub>2</sub> - 2,3 ПДК,
- по SO<sub>2</sub> -1,79 ПДК,
- по золе -1,84 ПДК,
- по q NO<sub>2</sub>+ SO<sub>2</sub> -4,09.

Представленные величины расчетных концентрации соответствуют неблагоприятным метеоусловиям и опасной скорости ветра, равной 4,6 м/с, которая не характерна для города Алматы. В период среднезимней нагрузки ТЭЦ скорость ветра не превысит 2,0 м/с, следовательно, и ожидаемые концентрации от ТЭЦ будут отличаться от расчетных и составят 0,6 x C<sub>мах</sub>, т.е.

- по NO<sub>2</sub> - 0,8 ПДК (или 17% вклада в сущ. фон);
- по SO<sub>2</sub> -1,1 ПДК (или 68% вклада в сущ. фон);
- по золе -1,1 ПДК (или 20% вклада в сущ. фон);
- по q NO<sub>2</sub>+ SO<sub>2</sub> -1,9,

что наиболее вероятно отражает вклад ТЭЦ-1 в создание сегодняшнего уровня загрязнения воздушного бассейна города.

Характеристика топлива на перспективу приведена в следующей таблице.

Т а б л и ц а 5 . 6 - Характеристики топлива на 1999 - 2003 г.г

Вид топлива	Состав топлива		
	A <sup>P</sup>	S <sup>P</sup>	Q <sub>H</sub> <sup>P</sup>
1	2	3	4
Уголь	24,8	0,64	5200 ккал/кг
Мазут	0,13	0,8	9650 ккал/кг
Газ	-	-	8120÷8241 ккал/м <sup>3</sup>

### 5.1.1 Расчет выбросов и их рассеивание в атмосфере от котлов АТЭЦ-1

Твердые частицы.

Количество летучей золы и несгоревшего топлива

$$M_{ТВ} = 0,01 B (a_{ун} A^P + q_{H}^{YH} * Q_{H}^P / 32680 * (1 - \eta) =$$

$$= 0,01 * 175000 * (0,95 * 25 + 1,5 * 23250 / 32680) * (1 - 0,97) = 1302 \text{ г/с},$$

где A = 25% - зольность топлива на рабочую массу;

$q_{H}^{YH} = 1,5\%$  - потеря теплоты от механического недожога;

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

$\eta = 0,97$  - доля частиц, улавливаемая в фильтре;

$B = B * 4 = 25 * 7 = 175 \text{ кг/с} = 175000 \text{ т/с}$  - расход натурального топлива;

$Q_{H}^P = 23250 \text{ кДж/кг}$  - низшая теплота сгорания топлива.

Выброс в атмосферу сернистого ангидрида (г/с)

$$M_{SO_2} = 0,02 * B * S^P (1 - \eta'_{SO_2}) * (1 - \eta''_{SO_2}) = 0,02 * 175000 * 0,8 * (1 - 0,1) *$$

$$* (1 - 0,015) = 2482,2 \text{ г/с},$$

где  $\eta'_{SO_2} = 0,1\%$  - доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, применяется для карагандинского угля;

$\eta''_{SO_2} = 0,015\%$  - доля сернистого ангидрида, улавливаемого в электрофильтре.

Количество выбросов оксидов азота ( $NO_x$  г/с)

$$M_{NO_x} = 0,34 * 10^{-7} * K * B * Q_{H}^P (1 - q_{H} / 100) * (1 - \epsilon_r) * \beta_1 * \beta_2 * \beta_3 * \beta_r =$$

$$= 0,34 * 10^{-7} * 4 * 175000 * (1 - 1,5 / 100) * (1 - 0) * 0,108 * 1 * 1 * 1 = 173,1 \text{ г/с}$$

$D = 160 \text{ т/ч}$  - номинальный

$D\phi = 120 \text{ т/ч}$  - фактический, где

$$K = 12 * D\phi / D + 200 = 12 * 120 / 160 + 200 = 4$$

- коэффициент, характеризующий выход оксидов азота на 1 тонну сожженного топлива кг/т;

$\beta_1 = 0,178 * 0,47 * N^T = 0,178 * 0,47 * 1,3 = 0,108$  - безмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качество сжигаемого угля;

$\beta_2 = 1$  - коэффициент, учитывающий всю конструкцию горелок (для вихревых ( $\beta_2=1$ ));

$\beta_3 = 1$  - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления (т.к. шлакоудаление твердое ( $\beta_3 = 1$ )).

На котле БКЗ отсутствует рециркуляция воздуха, следовательно,  $\varepsilon_1 = 0$ ,  $\varepsilon_2 = 1$  - коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксида азота при подаче части воздуха помимо основных горелок, т.к. иной нет, то  $\varepsilon = 1$ .

Выбросы диоксида азота рассеиваются по формуле:

$$M_{NO_2} = 0,2 \times M_{NOX} = 0,68 * 173,1 = 138,48 \text{ г/с}$$

$$M_{NO} = (1-0,8) * M_{NOX} * M_{NOX}/M_{NO_2} = 0,13 * 173,1 = 22,503 \text{ г/с}$$

Определение минимальной высоты источника выброса

$$H = A * M * \eta_n * m * n (\text{ПДК-Сф})^3 \sqrt{V_{\Gamma} * T} = 200 * 3296,4 * 1 * 1 * 0,8 (0,5 - 0)^3 \sqrt{148,16 * 120} = 201 \text{ м,}$$

$A = 200$  - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы.

$$M = M_{SO_2} + 5,88 * M_{NO_2} = 2482,2 + 5,88 * 138,48 = 3296,4 \text{ г/с - мощность выброса вредных веществ.}$$

$$V_{\Gamma} = 148,16 \text{ - расход газовой смеси на трубу.}$$

$F=1$  - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе.

$D$  - диаметр устья трубы, м

$$D = (4 * V_{\Gamma}) / (\pi W_0) = (4 * 148,16) / (3,14 * 30) = 6 \text{ м,}$$

где  $W_0 = 30$  м/с для ориентировочной высоты, скорость дымовых газов из трубы;

$\eta = 1$  - безмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности ( $\eta = 1$  для ровной поверхности)

$C_{\text{ф}} = 0$  - фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками (принимается ввиду отсутствия данных).

По принятой ориентировочной 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  $f$ ,  $vm$

$$f = 1000 W_0^2 D / (H^2 \Delta T) = 1000 * 30^2 * 6 / (180^2 * 120) = 1,39$$

$$vm = 0,65^3 \sqrt{V_{\Gamma} \Delta T / H} = 3,$$

При  $f < 100$ , при  $vm > 2$   $n = 1$ , откуда

$$M = 1 / (0,67 + 0,1 \sqrt{f} + 0,34 \sqrt[3]{f}) = 1 / (0,67 + 0,1 \sqrt{1,39} + 0,34 \sqrt[3]{1,39}) = 0,8$$

$\Delta T = 150 - 30 = 120$  °С - разность между температурой выбрасываемых дымовых газов и средней максимальной температурой наружного воздуха наиболее жаркого месяца года.



Расчет максимальной концентрации вредных веществ  
 Величина максимальной предельной концентрации вредных веществ  $C_m$   
 для выброса дымовых газов

$$C_m = A * M * F * m * n * \eta / (H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma}} * \Delta T) = \\ = 200 * 3296,4 * 0,8 / (201^2 * \sqrt[3]{148,16 * 120}) = 0,5 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{m, \text{ТВ}} = A * M_{\text{ТВ}} * F * m * n * \eta / (H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma}} * \Delta T) = 200 * 1303 * 0,8 / (201^2 * \sqrt[3]{148,16 * 120}) = 0,19 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{m \text{ SO}_2} = A * M_{\text{SO}_2} * F * m * n * \eta / (H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma}} * \Delta T) = 200 * 2432 * 0,8 / 1050426 = 0,38 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{m \text{ NO}_x} = A * M_{\text{NO}_x} * F * m * n * \eta / (H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma}} * \Delta T) = 200 * 1303 * 0,8 / 1050426 = 0,026 \text{ мг/м}^3$$

Отсюда видно, что величина концентрации при высоте 180 м не превышает допустимые

$$X_m = 5 - F/4 * d * H = 5 - 1/4 * 15,9 * 201 = 3196 \text{ м,}$$

где при  $(m > 2 \text{ d} = 7 * \sqrt{vm} (1 + 0,28 * \sqrt[3]{f})) = 7 * 1,73 * (1 + 0,28 * 1,11) = 15,9$ .

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

При опасной скорости ветра  $U_m$  предельная концентрация вредных веществ  $C_i$  (мг/м<sup>3</sup>) на различных расстояниях  $X$ (м) от источника выброса определяется по формуле

$$C_i = S_1 * C_m, (1)$$

где  $S_1$  - безмерный коэффициент - определяется в зависимости от отношения  $X/X_m$  и коэффициента  $F$  по формулам:

$$S_1 = 3(X/X_m)^4 - 8(X/X_m)^3 + 6(X/X_m)^2,$$

при  $X=1000\text{м}$   $X/X_m = 1000/3196 = 0,313 \text{ мг/м}^3$   
 $S_1 = 3(0,313)^4 - 8(0,313)^3 + 6(0,313)^2 = 0,371 \text{ мг/м}^3$ ,  
 При  $X=3000$   $X/X_m = 3000/3196 = 0,94 \text{ мг/м}^3$ ,  
 $S_1 = 3,13/0,13 (X/X_m)^2 + 1 = 1,13 * 0,13(0,94)^2 + 1 = 1,02 \text{ мг/м}^3$ ,  
 При  $X=4000$   $X/X_m = 4000/3196 = 1,25 \text{ мг/м}^3$ ,  
 $S_1 = 3,13 * 0,13 * 1,25^2 + 1 = 0,94 \text{ мг/м}^3$ ,  
 При  $X=6000$   $X/X_m = 6000/3196 = 1,88 \text{ мг/м}^3$ ,  
 $S_1 = 3,13 * 0,13 * 1,88^2 + 1 = 0,77 \text{ мг/м}^3$ ,  
 При  $X=8000$   $X/X_m = 8000/3196 = 2,5 \text{ мг/м}^3$ ,  
 $S_1 = 3,13 * 0,13 * 2,5^2 + 1 = 0,6 \text{ мг/м}^3$ ,  
 При  $X=10000$   $X/X_m = 10000/3196 = 3,12 \text{ мг/м}^3$ ,

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 3,12^2 + 1 = 0,5 \text{ мг/м}^3,$$

При  $X = 12000$      $X/X_M = 12000/3196 = 3,75 \text{ мг/м}^3,$

$$S_1 = 3,13 * 0,13 * 3,75^2 + 1 = 0,4 \text{ мг/м}^3$$

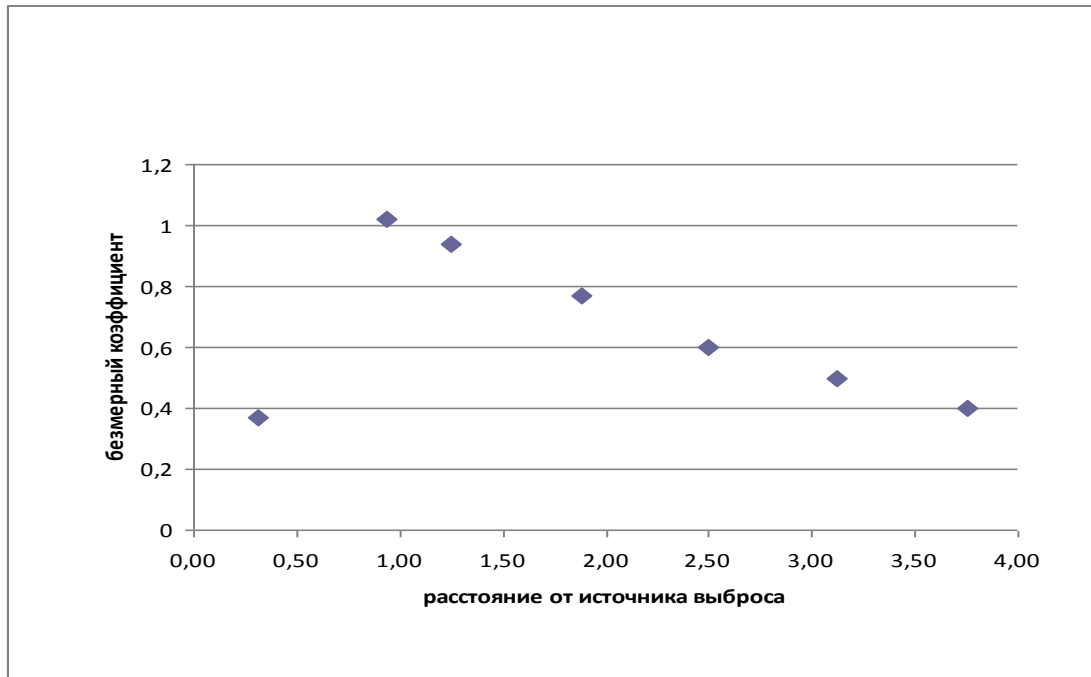


Рисунок 5.1 – График концентрации вредных веществ в атмосфере.

По результатам расчетов составим сводную таблицу

Т а б л и ц а 5 . 7

Ci	1000м	3000м	4000м	6000м	8000м	1000м	1200м
$C_{SO^2+NO^2}$	0,185	0,51	0,47	0,385	0,3	0,25	0,2
$C_{Зол(тв)}$	0,071	0,194	0,18	0,146	0,114	0,095	0,086
$C_{SO^2}$	0,141	0,39	0,36	0,29	0,23	0,19	0,152
$C_{NO^2}$	0,009	0,265	0,02	0,017	0,015	0,013	0,01

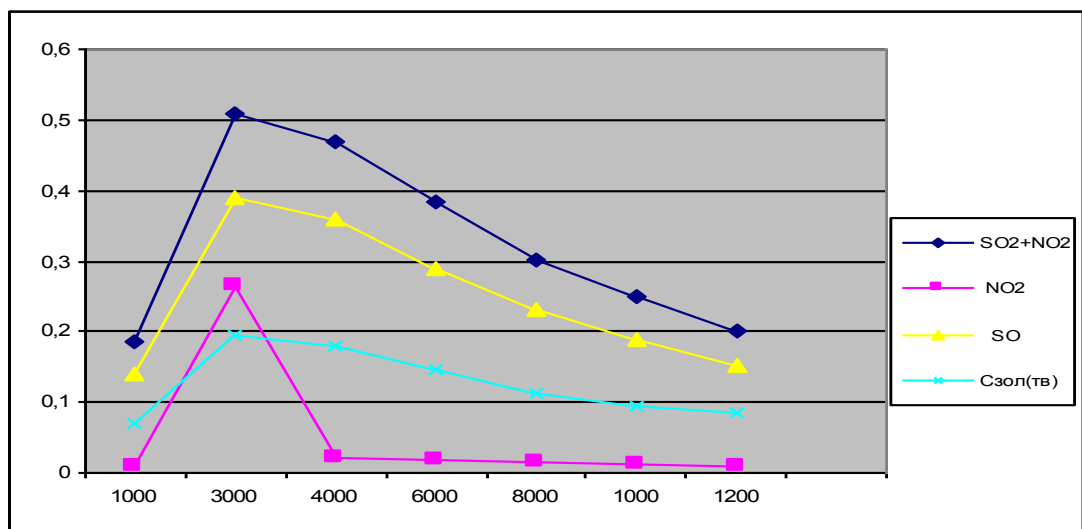


Рисунок 5.2 –График рассеивания вредных выбросов в атмосфере

## Очистка продуктов горения от оксидов азота абсорбцией

Среди апробированных методов снижения выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлоагрегатов малой и средней мощности, двухстадийное сжигание топлива, впрыск воды или пара в зону горения, абсорбция в аппаратах смесительного типа не является высокоэффективным процессом. Кроме того, для её осуществления требуется громоздкое оборудование.

Однако, современные теплогенераторы часто снабжаются контактными аппаратами, в которых наряду с основным их назначением, может быть организована частичная абсорбция оксидов азота. Такими аппаратами являются: контактные экономайзерные агрегаты и аппараты с активной насадкой (КТАНЫ), обеспечивающие глубокое охлаждение продуктов сгорания и повышение коэффициента использования топлива за счет уменьшения величины потерь теплоты с уходящими газами, а также контактные аппараты иного назначения - полые распылительные абсорберы, абсорберы с шаровой насадкой и другие для очистки дымовых газов от оксидов серы, мокрые золоуловители типа трубы Вентури и другие.

Схема утилизации теплоты дымовых газов, предложенная Латгипропромом, в которой возможно их более глубокое охлаждение, а теплота используется как для подогрева исходной и химочищенной воды, так и для подогрева дутьевого воздуха.

Наконец, следует учитывать, что эффективная очистка уходящих газов контактным способом приводит к некоторому ухудшению качества воды, контактировавшей с газами. В воде, как правило, увеличивается содержание свободной углекислоты и снижается рН, причем концентрация  $\text{NO}_2$  не превосходит 1,6 мг/л.

Для нейтрализации воздействия кислой среды на элементы КТАНа может потребоваться дополнительное корректирование величины водородного указателя рН щелочью.

### Расчет степени очистки дымовых газов от оксидов азота в полном распылительном абсорбере.

Основное назначение полого распылительного абсорбера - десульфуризация, очистка газов от оксидов серы мокрым известковым методом. Аппарат эксплуатируется с котельным агрегатом БКЗ-160-100Ф работающим на каменном угле. Через аппарат проходит 40,27 л/сек известковой суспензии с температурой 65°C.

Валовое выделение оксидов азота в пересчете на  $\text{NO}_2$

$$M_{\text{NO}_x} = 84 \text{ г/сек}$$

Пусть из общего количества  $\text{NO}_x$  диоксид азота  $\text{NO}_2$  составляет 12%, т.е.

$$M_{\text{NO}_2} = \Delta M'_{\text{NO}_2} = 10.8 \text{ г/с}$$

Величина монооксида азота составляет

$$M_{NO} = 0.652 * (1 - 0.12) * 84 = 48.2 \sqrt{\text{г/с}}$$

В 1 л орошающей воды при температуре равной 65°C растворяется 39г монооксида азота. Всего будет растворено монооксида азота в пересчете на NO<sub>2</sub>

$$\Delta M_{NO_2}'' = 1.53 * 48.2 = 73.7 \text{ г/с}$$

Всего в пересчете на NO<sub>2</sub> будет абсорбировано

$$\Delta M_{NO_2} = 10.8 + 77.1 = 80.5 \text{ г/с}$$

Степень очистки составит

$$\eta = \frac{80.5}{84} = 95.8\%$$

За абсорбером в дымовых газах будет (в пересчете на NO<sub>2</sub>)

$$84 - 80.5 = 3.5 \text{ г/с}$$

На пути к приземному слою атмосферы оксиды азота трансформируются таким образом содержание монооксида составит

$$0.652 * (1 - 0.12) * 3.5 = 0.45 \text{ г/с}$$

### 5.1.2 Расчет искусственного освещения

В помещении размерами 12 м х 6 м х 4 м имеется 4 счетверенных светильника: ПВЛМ-1х40, каждый из которых обеспечивает световой поток  $\Phi_{\text{л}} = 12480$  лм (с учетом, что каждая лампа светильника 3120 лм);

*Существующая схема размещения светильников:*

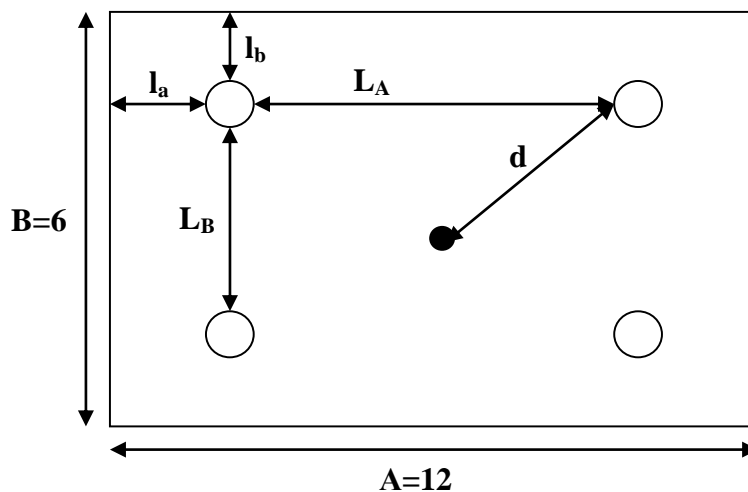


Рисунок 5.3 – схема расположения светильников

Освещенность, необходимая для нормального выполнения работ (разряд зрительной работы высокой точности) согласно [6]: 300лк.

Т а б л и ц а 5 . 8 – Нормированные значения освещенности для искусственного освещения.

Характеристика зрительной работы	Наименьший эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Освещенность на рабочей поверхности от системы общего освещения, лк
очень высокой точности	От 0,15 до 0,30	А	1	500
			2	400
высокой точности	От 0,30 до 0,50	Б	1	300
			2	200
средней точности	Более 0,5	В	1	150
			2	100

Выясним, обеспечивает ли существующая система искусственного освещения требуемую освещенность. Вычислим  $E_T$  и сравним с  $E_H = 300$  лк. Расчет проведем с помощью нахождения средней освещенности на единицу площади.

Для создания требуемого уровня освещенности используются счетверенные светильники, содержащие по четыре лампы ПВЛМ-1х40 мощностью по 26 Вт, со светоотдачей 120 лм/Вт.

Световой поток одной лампы:  $\varphi = 26 \cdot 120 = 3120$  лм

Общий световой поток:  $\varphi_o = 3120 \cdot 16 = 44920$  лм

Определим среднюю освещенность на единицу площади:

$$E_T = \frac{\varphi_o}{S \cdot K_3} = \frac{44920}{72 \cdot 1,2} = 520 \text{ лк, где}$$

$\varphi_o$  - общий световой поток от всех ламп,

$S$  – освещаемая площадь,

$K_3$  – коэффициент, учитывающий стекло светильника.

Рассчитаем схему расстановки светильников по формулам:

$L_{A,B} = \lambda \cdot h_{\text{расч}}$ , где  $\lambda = 1,2 \div 2$  – коэффициент экономичности расположения светильников;

$l_{A,B} = (0,4 \div 0,5) \cdot L_{A,B}$  – при наличии прохода вдоль стен;

$l_{A,B} = 0,3 \cdot L_{A,B}$  – при отсутствии прохода вдоль стен;

Для более простого решения, составим систему уравнений исходя из заданных параметров помещения:

$$L_B + 2 \cdot l_B = 12,$$

$$L_B = \lambda \cdot 3,$$

$$l_B = 0,5 \cdot L_B,$$

Решаем систему уравнений, находим значения:

$$L_A = 6 \text{ м}; \quad l_A = 3 \text{ м}; \quad \lambda = 2; \quad (\text{входит в заданный промежуток } \lambda = 1,2 \div 2)$$

Для второй стены система примет вид:

$$L_B + 2 \cdot l_B = 6,$$

$$L_B = \lambda \cdot 3,$$

$$l_B = 0,3 \cdot L_B,$$

$$L_B = 3 \text{ м}; \quad l_B = 1,5 \text{ м}; \quad \lambda = 1,25; \quad (\text{входит в заданный промежуток } \lambda = 1,2 \div 2)$$

Схема расстановки соответствует действующему расположению светильников (рисунок 5.3).

Был проведен расчет искусственного освещения. Расчет освещенности точечным методом показал, что заданного числа светильников достаточно для обеспечения требуемой освещенности помещения, так как расчетная  $E_r = 520$  лк превосходит нормативную освещенность  $E_n = 300$  лк

## 6 Экономическая часть

В качестве исходных данных для расчета берем годовые объемы выработки электрической тепловой энергии и удельные расходы условного топлива на выработку 1 кВтч электрической энергии и 1 Гкал тепловой энергии, вид топлива, его теплотворная способность (ккал/кг для угля и ккал/м<sup>3</sup> для природного газа), цена топлива (тенге/тнт для угля), расстояние транспортировки твердого топлива от месторождения до станции (см. таблицу 6.1).

Т а б л и ц а 6.1 – Исходные данные

<i>Эв,</i> Млн.кВт*ч	<i>Qв,</i> Тыс.Гкал	<i>Топливо</i>	<i>Qр,</i> Ккал/кг(мі)	<i>Цт,</i> Тенге т(мі)	<i>R,</i> км	<i>Тм,</i> час
441	1775	уголь	5200	6055	980	3039

Расход топлива на выработку одного кВтч 179,8 гут/кВтч; а удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии – 183 кгут/Гкал.

При выполнении данной работы рассчитать:

Себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии;

Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ-1

### 6.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ-1

При работе электростанции, 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.

Расход электроэнергии на собственные нужды 32% ( $\mathcal{E}_{сн}$ ), а тепловой энергии 0,5-1% ( $Q_{сн}$ ).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

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

$$\mathcal{E}_{от} = 441 \cdot (1 - 0,32) = 300, \text{ млн.кВтч}$$

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

$$Q_{от} = 1775 \cdot (1 - 0,005) = 1766, \text{ тыс.Гкал,}$$

где  $\mathcal{E}_e$  и  $Q_e$  – годовая выработка электрической и тепловой энергии (см. таблицу 1).

### 6.2 Определение затрат на топливо

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

$$B_y = \mathcal{E} \cdot b_y, \text{ тыс. тунт,}$$

$$B_y = 441 \cdot 179,8 = 79, \text{ тыс. тунт,}$$

$$B_m = Q_g \cdot b_T, \text{ тыс. тунт.}$$

$$B_m = 1775 \cdot 183 = 325, \text{ тыс. тунт.}$$

Итого расход топлива ТЭЦ-1 составляет:

$$B_y = B_y + B_m, \text{ тыс. тунт.}$$

$$B_y = 79 + 325 = 404, \text{ тыс. тунт.}$$

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:

$$B_n = B_y : K_n, \text{ тыс. тнт,}$$

$$B_n = 404 / 0,7 = 577, \text{ тыс. тнт,}$$

где  $K_n$  – коэффициент перевода условного топлива в натуральное.

$$K_n = Q_{рн} / \text{нрут} = 5200 / 7000 = 0,7$$

Затраты на транспорт 1 тнт ( $C_{тр}$ ) твердого топлива определяются:

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

$$C_{тр} = 980 \cdot 1,5 = 1470, \text{ тенге / тнт}$$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_m = B_n \cdot (C_m + C_{тр}), \text{ млн. тенге}$$

$$I_m = 577 \cdot (6055 + 1470) = 4342, \text{ млн. тенге}$$

### 6.3 Расчет затрат на воду

Вода на ТЭЦ-1 расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. Затраты ТЭЦ-1 на воду 1,2 тенге/кВтч.

$$Z_g = \mathcal{E} \cdot 1,2, \text{ млн. тенге}$$

$$Z_g = 441 \cdot 1,2 = 529, \text{ млн. тенге}$$



## 6.4 Расчет затрат на заработную плату

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП) ТЭЦ-1, 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.:

$$N_y = \frac{\mathcal{E}}{T_m}, \text{ МВт.}$$

$$N_y = \frac{441}{3039} = 145, \text{ МВт.}$$

Число часов использования установленной мощности  $T_m$  в расчетах принимать 3039 часов.

Численность персонала станции определяется:

$$\text{ЧП} = K_{ш} \cdot N_y, \text{ чел}$$

$$\text{ЧП} = 2,8 * 145 = 406, \text{ чел}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ( $I_{зпо}$ ), 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 ( $I_{зд}$ ) 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 ( $I_{зпн}$ ) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{зпо} = 406 * 1000 = 406, \text{ млн.тенге}$$

$$I_{зпд} = 406 * 0,1 = 40,6 \text{ млн.тенге}$$

$$I_{зпн} = (406 + 40,6) * 0,12 = 53,6, \text{ млн.тенге}$$

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн}, \text{ млн.тенге.}$$

$$I_{зп} = 406 + 40,6 + 53,6 = 500 \text{ млн.тенге}$$

Величина среднегодовой основной заработной платы  $I_{зпо}$  принимается в размере 1000 тыс. тенге на одного работающего. Величина  $I_{зпд}$  берется в размере 10% от значения  $I_{зпо}$ . Начисления на заработную плату  $I_{зпн}$  (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 12% от суммы  $I_{зпо}$  и  $I_{зпд}$ .

### 6.5 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 145 МВт – 2000 \$/кВт установленной мощности. Стоимость доллара США принимать из расчета 182 тенге.

$$K = K_{уд} \cdot N_y, \text{ тыс.тенге}$$

$$K = 2000\$ * 145 * 182 * (1 - 0,3) = 36946, \text{ млн.тенге}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации в целом по станции находится в пределах 12-14%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимать в размере 13% от величины К:

$$I_{ao} = 0,13 \cdot K, \text{ млрд.тенге}$$

$$I_{ao} = 0,13 \cdot 36946 = 4803, \text{ млрд.тенге}$$

### 6.7 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

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

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ao}, \text{ млн.тенге}$$

$$I_{рем} = 0,15 \cdot 4803 = 720,4, \text{ млн.тенге}$$

### 6.8 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 Карагандинского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 150-190 тенге за тнт, следовательно:

$$I_{выб} = 175 \cdot B_n, \text{ млн.тенге}$$

$$I_{выб} = 174 \cdot 577 = 100, \text{ млн.тенге}$$

### 6.9 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:

$$I_{общ} = 0,2 \cdot (I_{ao} + I_{зн} + I_{тр}), \text{ млн.тенге}$$

$$I_{общ} = 0,2 \cdot (4803 + 500 + 720) = 1204, \text{ млн.тенге}$$

### 6.10 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-1 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).

Используем разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии на основе физического метода с помощью коэффициента:

$$K_p = \frac{B_o}{B_y},$$
$$K_p = \frac{79}{404} = 0,195$$

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 проведем в натуральном топливе.

Затем разнесем затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занесем результаты в таблицу 6.2.

Т а б л и ц а 6 . 2 – Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	$I$ , всего, млн. тг	$I_э$ , эл.энергия млн.тг.	$I_т$ , тепло, млн.тг.
Топливо, $I_m$	4342	847	3495
Вода, $I_в$	529	103	426
Фонд заработной платы, $I_{зн}$	500	97	403
Амортизационные отчисления, $I_{ао}$	4830	942	3888
Ремонт, $I_p$	720	140	580
Общестанционные, $I_{об}$	1204	235	969
Плата за выбросы, $I_{выб}$	100	19	81
Итого затрат	12225	2383	9842

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = \frac{I_m + I_в + I_{зн} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{\mathcal{E}_{от}}, \text{тенге/кВт.}$$

$$S_э = \frac{2383}{300} = 7,94, \text{тенге/кВт.}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется :

$$S_т = \frac{I_m + I_в + I_{зн} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{Q_{от}}, \text{тенге/Гкал.}$$

$$S_т = \frac{9842}{1766} = 5573, \text{тенге/Гкал.}$$

Расчетами установлено, что себестоимость отпуска электрической энергии ( $\mathcal{E}_{от}$ ) составила - 7,94, тенге/кВт., а тепловой энергии ( $Q_{от}$ ) – 5573, тенге/Гкал.

## **7 Специальный вопрос**

Данная работа представляет проект высокотемпературного подогрева мазута до температуры 170-180<sup>0</sup> С для водогрейных котлов ПТВМ – 100 Алматинской ТЭЦ-1 с целью повышения экономичности и надежности их работы.

По данным ВТИ подогрев мазута до температуры 170-180<sup>0</sup> С снижает вязкость мазута примерно в два раза, ускоряет процесс выделения и сгорания летучих и коксового остатка.

При этом уменьшается загрязнение поверхностей и увеличивается непрерывная рабочая компания котла в 2,5-3 раза, в результате этого сокращается число обмывок котла, что в свою очередь уменьшит скорость коррозии поверхностей нагрева примерно в 1,5 раза.

В проекте произведен комплекс тепловых, гидравлических и конструкторских расчетов, на основании которых выполнены рабочие чертежи установки высокотемпературного подогрева мазута.

Задачей проекта является повышение температуры мазута перед котлом до 170-180<sup>0</sup> С, что приводит к качественному сгоранию мазута в объеме топочной камеры, за счет снижения вязкости примерно в два раза.

Качественное сжигание мазута уменьшает загрязнения хвостовых поверхностей примерно в 3 раза. Это увеличит рабочую компанию котлов и снизит скорость коррозии в результате сокращения числа водных обмывок.

При разработке данного проекта обращалось внимание на возможность реконструкции с минимальными затратами.

**Техническое задание**  
на разработку проекта реконструкции подачи мазута  
в водогрейную котельную

Разработка проекта реконструкции подачи мазута в водогрейную котельную с подогревом мазута до  $t = 170-190^{\circ}\text{C}$ .

Исходные данные для реконструкции:

1. Котлы ПТВМ –100 работают в основном режиме.
2. Топливо – мазут марки М-100, М-40,  $S = 0,5-3,5\%$
3. Максимальный расход мазута на котел – 12,8 т/час.
4. Общий максимальный расход мазута на котельную – 51,2 т/час.
5. Параметры пара, подаваемые на высокотемпературные подогреватели мазута -  $P = 16 \text{ ата}$ ,  $t = 300^{\circ}\text{C}$ /
6. Температура мазута до первичного подогревателя и после него –  $t_1 = 70-75^{\circ}\text{C}$ ;  $t_2 = 100+110^{\circ}\text{C}$ .
7. Поднятие напора мазута, подаваемого в котельную произвести за счет поднятия напора насосов 5Н-5\*4, установленных в мазутонасосной, путем замены колес диаметром 230 мм на колеса диаметром 265 мм и замены электродвигателей.

## 7.1 Краткое описание котла

Пиковый теплофикационный водогрейный котел ПТВМ-100 тепловой производительностью  $100 \cdot 10^6$  ккал/ч предназначен как для покрытия пиков теплофикационных нагрузок ТЭЦ, так и в качестве основного источника теплоснабжения.

В настоящее время котел работает в основном режиме и является основным источником теплоснабжения.

Изменение теплопроизводительности котла осуществляется изменением количества работающих горелок при постоянном расходе сетевой воды и переменном температурном перепаде.

Котел оборудован 16 газо-мазутными горелками производительностью:  $900 \text{ м}^3/\text{ч}$  по газу и  $800 \text{ кг/ч}$  по мазуту. Конструкция горелки предусматривает периферийный подвод газа и механический распыл мазута.

Мазутные форсунки – специального типа, с охлаждением сетевой водой.

Подача воздуха для сжигания топлива осуществляется 16 дутьевыми вентиляторами типа ПО-55 с индивидуальными электроприводами, вентиляторы расположены на отметке 200 мм.

Подогрев воздуха в котле отсутствует.

При работе на мазуте предусмотрены установка магнезитопровода для ввода магнезита в топку и обмывочное устройство для очистки конвективной части котла от золовых мазутных загрязнений.

Обмывка осуществляется путем подачи щелочной воды через сопла, закрепленные на трубах, расположенных в коробе, над конвективной частью.

Трубы соединены с поворотным приводным механизмом, обеспечивающим обмывку всей поверхности конвективной части.

Сжигание мазута осуществляется при температуре мазута  $90-100^\circ \text{C}$ .

## 7.2 Заводская техническая характеристика котла

1.	Тепловая производительность	$100 \cdot 10^6$ ккал/ч
2.	Рабочее давление	$10-20 \text{ кг/см}^2$
3.	Температура воды:	
а)	при пиковом режиме	$t = 104^\circ \text{C}; t = 150^\circ \text{C}$
б)	при теплофикационном режиме	$t = 70^\circ \text{C}; t = 150^\circ \text{C}$
4.	Расход воды	
а)	при пиковом режиме	$D = 2140 \text{ т/ч}$
б)	при теплофикационном режиме	$D_{\min} = 1500 \text{ т/ч}$ $D = 1235 \text{ т/ч}, D_{\min} =$
5.	Гидравлическое сопротивление водяного тракта:	$800 \text{ т/ч}$
а)	при $D = 2140 \text{ т/ч}$	$0,96 \text{ атм}$
б)	при $D = 1235 \text{ т/ч}$	$2,15 \text{ атм}$



### **7.3 Значение подогрева мазута**

В соответствии с нормами теплового расчета котельных агрегатов, температура подогрева мазута определяется требованиями поддержания вязкости перед форсунками. При выборе вязкости руководствовались соображениями обеспечения; во-первых, качественного распыла топлива, во-вторых, длительной работы мазутных подогревателей без отложений на их поверхностях кокса и асфальтенов, в-третьих, возможностью сброса рециркулирующего мазута непосредственно в баки для хранения мазута, а также требованиями пожарной безопасности.

Повышение температуры подогрева мазута приводит к уменьшению его вязкости.

При температуре мазута  $170^{\circ}\text{C}$  кинематическая вязкость наиболее распространенного на электростанциях мазута марки М 100 становится равной  $1,49^{\circ}\text{УВ}$  (т.е. в 2 раза меньше рекомендованной нормами теплового расчета котельных агрегатов).

Уменьшение вязкости мазута приводит к уменьшению среднего размера капель топлива, уменьшению поверхностного Натяжения капли, следовательно, к улучшению качества распыления топлива механическими форсунками.

Исходя из изложенного, более высокий подогрев мазута должен, во-первых, несколько сократить время воспламенения капли, т.к. при более высоком начальном подогреве мазута сокращается время, необходимое для подогрева капли до равновесной температуры; во-вторых, улучшение дисперсионных характеристик распыленного топливного факела вследствие снижения вязкости мазута, должно привести к уменьшению размера, массы и количества не догоревших коксовых частиц топлива, так как конечный размер их зависит от начального диаметра капли и времени пребывания в топке. Эти факторы, в свою очередь, приводят к более быстрому и полному сгоранию топлива в объеме топочной камеры и снижению загрязнения поверхности.

Снижение загрязнений поверхностей при повышении температуры подогрева мазута может быть объяснено уменьшением количества относительно крупных коксовых частиц, не догоревших мазутных капель,

которые имеют склонность оседать на поверхностях нагрева, а также увеличением количества мелких сажистых частиц, которые вследствие высокой парусности выносятся в дымовую трубу.

С уменьшением загрязнения поверхностей нагрева сокращается число водных обмывок, (примерно в 3 раза), что уменьшит скорость коррозии поверхностей нагрева и увеличит непрерывную кампанию работы котла.

### **7.4 Исходные данные и объем реконструкции**

Проект высокотемпературного подогрева мазута для котлов ПТВМ-100 выполнен в соответствии с заданием, выданным станцией. Исходными данными для выполнения проекта являются следующие величины:

- |    |   |                                    |
|----|---|------------------------------------|
| 1. | Топливо – мазут марки М-100 и М-40                                      | $V_p = 12,8 \text{ т/ч}$           |
| 2. | Максимальный расход мазута на котел                                     | $V_{об} = 51,2 \text{ т/ч}$        |
| 3. | Общий максимальный расход мазута на котельную                           | $t_1 = 70 - 75^\circ\text{C}$      |
| 4. | Температура мазута до первичного подогревателя и после него             | $t_2 = 100-110^\circ\text{C}$      |
| 5. | Параметры пара, подаваемого на высокотемпературные подогреватели мазута | $P = 16 \text{ ата}$               |
| a) | Давление  | $t = 300^\circ\text{C}$            |
| b) | Температура   |                                    |
| 6. | Параметры сетевой воды для подогрева воздуха                            | $P = 12 \text{ ата}$               |
| a) | Давление  | $t = 100^\circ\text{C}$            |
| b) | Температура   | $Q = 10000 \text{ м}^3 / \text{ч}$ |
| 7. | Параметры дутьевого вентилятора   | $H = 150 \text{ мм вод. ст.}$      |
| a) | Производительность  |                                    |
| b) | Развиваемый напор   |                                    |

В результате конструкторских проработок производительность мазутных насосов принята 60 т/ч с учетом обеспечения рециркуляции мазута и необходимого давления в мазутопроводе.

При выполнении проекта высокотемпературного подогрева мазута выполнены следующие расчеты:

1. Тепловой расчет вторичного мазутного подогревателя
2. Гидравлический расчет мазутного подогревателя
3. Гидравлический расчет мазутопровода от мазутных насосов до мазутных форсунок.
4. Пересчет характеристик насоса 5Н-5\*4 с воды на мазут при разных диаметрах рабочих колес и определения необходимой мощности электродвигателя.
5. Аэродинамический расчет дутья.
6. Расчет калориферов для подогрева воздуха.
7. Расчеты на прочность элементов подогревателя.

По результатам вышеперечисленных расчетов необходимо произвести следующие реконструктивные мероприятия:

1. Замена рабочего колеса на насосе 5Н-5\*4 с диаметром 230 мм на диаметр 265 мм и соответственно электродвигатель мощностью 200 квт.
2. Установка вторичного мазутного подогревателя с соответствующей арматурой.
3. Установка калориферов для подогрева воздуха.

## 7.5 Описание проектируемой части

До установки высокотемпературного подогревателя подогрев мазута перед подачей в топку производился при температуре 100-110<sup>0</sup>С. Установка

вторичного мазутного подогревателя повысит температуру мазута до 170-180<sup>0</sup>С. Это даст возможность снизить загрязнение хвостовых поверхностей нагрева и увеличение рабочей компании котла.

Высокотемпературный мазутный подогреватель устанавливается по тупиковой схеме, исключая возможность сброса высокоподогретого мазута в емкости для его хранения. Перед включением вторичного мазутного подогревателя в схему, необходимо осуществить растопку котла по существующей схеме, после чего перейти на тупиковую схему и включить в работу вторичный мазутный подогреватель.

Тупиковая схема осуществляется путем закрытия арматуры у котла на линии сброса.

Во время останова котла или в аварийной ситуации необходимо отключить подачу мазута во вторичный подогреватель, закрыв вентиль на входе в него, продуть паром подогреватель и мазутную линию за ним, после чего отключив мазутные форсунки перейти на обычную схему без подогревателя. При неработающем котле схема мазутопровода остается обычной с рециркуляцией мазута и надобность дополнительных мероприятий по обогреву мазутопровода не требуется.

При разработке проекта использовалось существующее оборудование: насосы, фильтры, арматура.

Вторичный мазутный подогреватель устанавливается на крыше котельной на отм. 8200 мм.

Высокотемпературный подогреватель – поверхностного типа, с поверхностью нагрева Н-15 м<sup>2</sup>, рассчитан на расход мазута 12800 кг/ч при подогреве мазута от 110<sup>0</sup>С до 180<sup>0</sup>С. Регулирование расхода мазута производится существующим регулирующим клапаном, расположенным непосредственно у котла на коллекторе.

Подогреватель представляет собой камеру, состоящую из трубы диаметром 377\*10 мм длиной 9200 мм, один конец которой заглушен, а другой имеет фланцевое соединение. Внутри камеры расположен змеевик из трубы диаметром 57\*3,5 мм, по которому проходит мазут. Подогрев мазута производится паром 16-18 ата, который подается вовнутрь камеры и омывает змеевик с мазутом.

Расход пара зависит от необходимой температуры мазута и осуществляется регулирующим клапаном, установленным на подводящем паропроводе к подогревателю.

Для продувки змеевика подогревателя предусмотрен подвод пара 16-18 ата. Во избежание попадания мазута в паровую линию, на линии продувки установлены обратный клапан и запорная арматура. Для визуального наблюдения попадания мазута в паровую линию, на ней предусмотрен дренаж.

Для устранения вскипания влаги в мазуте и лучшего распыла мазута в форсунках при высокотемпературном подогреве требуется повышение давления в магистрали. Необходимо обеспечить давление перед форсунками не менее 20 кг/см<sup>2</sup>.

В результате расчетов и конструкторских проработок для повышения давления в магистрали было принято решение заменить рабочие колеса на мазутных насосах 5Н-5\*4. Существующие рабочие колеса насоса имеют диаметр 230 мм, вновь устанавливаемые – диаметр 265 мм. Замена рабочих колес насоса с диаметром 230 мм на диаметр 265 мм, как показывает расчет, дает возможность при расходе мазута 60 т/ч увеличить развиваемый напор насоса с 23 кг/см<sup>2</sup> до 33 кг/см<sup>2</sup>, что вполне обеспечит нормальную работу котлов.

Увеличение напора насоса, путем замены рабочих колес, ведет к увеличению мощности электродвигателя. Исходя из определения необходимой мощности электродвигателя, существующий электродвигатель N = 160 кВт не имеет запаса по мощности и при низкой температуре мазута на всасе не обеспечит нормальную работу насоса.

В связи с этим требуется замена электродвигателя на следующий типоразмер. При отсутствии возможности замены электродвигателя, испытания котла при высокотемпературном подогреве можно провести на существующем электродвигателе, для этого необходимо, как показывает расчет, температуру мазута на всасе насоса поддерживать не ниже 75<sup>0</sup>С.

Для эффективного сжигания мазута при высоком подогреве его, предлагается также греть и воздух, идущий на горение. Это повысит температуру факела и будет способствовать быстрому воспламенению и выгоранию топлива, что положительно скажется на работе котла. Необходимость подогрева воздуха (2-ой этап) уточняется после установки вторичного мазутного подогревателя и проведения соответствующих испытаний (1-ый этап).

При выполнении проекта предусматривается калориферный подогрев от –15 (средней температуры холодного месяца) до +25<sup>0</sup> воздуха. Это позволит увеличить надежность работы вентиляторов, уменьшит неравномерность распределения воздуха на горелках и предотвратит «отпотевание» воздухопроводов.

Исходя из расчета, на котел устанавливается 8 калориферов по ГОСТ 7201-62 №10 с поверхностью нагрева каждого калорифера 61,2 м<sup>2</sup>.

Калориферы устанавливаются на линии всаса дутьевых вентиляторов на отм. 2100 мм. На каждые две горелки устанавливается один калорифер. Подогрев воздуха в калориферах производится прямой сетевой водой после котла. Сетевая вода после калориферов сбрасывается в аккумуляторные баки. Общий расход сетевой воды на котел для подогрева воздуха составляет 60,5 т/ч.

Подача подогретого воздуха осуществляется существующими дутьевыми вентиляторами типа ПО-55.

Согласно аэродинамическому расчету дутья, при подогреве воздуха до +26<sup>0</sup>С, необходимо иметь напор N = 156 мм вод.ст. при расходе воздуха 8120 м<sup>3</sup>/ч.

Существующие вентиляторы, согласно технического задания, обеспечивают напор N = 150 мм вод.ст. при расходе Q = 10000 м<sup>3</sup>/ч.

Согласно расчета подогрев воздуха свыше  $26^{\circ}\text{C}$  ограничивается возможностью существующих дутьевых вентиляторов.

Таким образом существующие вентиляторы при подогреве воздуха до  $+26^{\circ}\text{C}$  не имеют запаса по напору и будут работать на пределе. В связи с вышеперечисленным, возможно, потребуются дополнительные мероприятия с целью увеличения напора путем наращивания лопаток. Потребность в дополнительных мероприятиях по вентиляторам и возможность подогрева воздуха свыше  $+26^{\circ}\text{C}$  должна определяться испытаниями котла после проведения реконструктивных мероприятий, предусмотренных настоящим проектом.

## **7.6 Противопожарные мероприятия**

Сжигание мазута при температуре  $170-180^{\circ}\text{C}$  требует дополнительных мероприятий по пожарной безопасности, т.к. температура подогрева мазута превышает температуру вспышки.

В связи с этим помимо существующих средств пожаротушения проектом предусмотрены дополнительные противопожарные мероприятия, которые заключаются в следующем:

1. Сварные стыки на мазутопроводе после вторичного мазутного подогревателя одеть в рубашки.

2. К местам установки арматуры на участке высокотемпературного подогрева мазута подвести пар для пожаротушения от существующей линии паропровода.

Основными мероприятиями для предупреждения пожара является предупреждение утечек высокотемпературного мазута. Для этого эксплуатационный персонал станции должен постоянно осуществлять систематический контроль над плотностью арматуры и мазутопроводов, регулярно проводить профилактику оборудования, хорошо знать противопожарную инструкцию, а также содержать в надлежащем виде существующие средства пожаротушения.

3. На станции должна быть выработана для обслуживающего персонала местная противопожарная инструкция, учитывающая особенности высокоподогретого мазута и местные эксплуатационные условия, в соответствии с правилами пожарной безопасности.

## **7.7 Выводы и рекомендации**

1. Данный проект предусматривает следующий объем реконструкции:
  - a) замену рабочих колес на насосах 5Н-5\*4 с диаметром 230 мм на диаметр 265 мм;
  - b) установку вторичного мазутного подогревателя с соответствующей арматурой и трубопроводами;
  - c) установку калориферов для подогрева воздуха.

2. Повышение температуры мазута до 170-180<sup>0</sup>С снижает вязкость мазута вдвое, ускоряет процесс выделения и сгорания летучего и коксового остатка, т.е. улучшает процесс сжигания мазута. Качественное сжигание мазута уменьшает загрязнение хвостовых поверхностей примерно в три раза. Это снизит температуру уходящих газов, сократит число водных обмывок, в результате чего снизится скорость коррозии, тем самым увеличивается рабочая кампания котла.

4. Замена рабочих колес на насосах 5Н-5\*4 повысит напор насоса с 23 кг/см<sup>2</sup> до 32 кг/см<sup>2</sup>, в связи с этим мазутопроводы после насосов гидроиспытать на давление 1,25 Р<sub>р</sub>, арматуру на линии, установленную на Р<sub>у</sub> 25 кг/см<sup>2</sup> заменить на Р<sub>у</sub> 40 кг/см<sup>2</sup>.

5. Повышение температуры воздуха, подаваемого в топку, ведет к увеличению сопротивления воздушного тракта, возможно, потребуется реконструкция дутьевого вентилятора. Необходимость реконструкции дутьевых вентиляторов должна определиться испытаниями котла, после проведения реконструктивных мероприятий, предусмотренных настоящим проектом.

6. Для обеспечения пожарной безопасности, на станции должна быть разработана местная противопожарная инструкция в соответствии с правилами пожарной безопасности и запиской Министра энергетики и электрификации СССР от 27 апреля 1973 года за № Н=4582.

7. Реконструкция может быть проведена в два этапа, чем практически может быть решен вопрос о финансировании реконструкции котла:

а) первый этап – включает в себя замену рабочих колес на насосах 5Н-5\*4, установку и подсоединение вторичного мазутного подогревателя к существующей схеме, после чего проводятся испытания котла, при температуре мазута 170-180<sup>0</sup>С, с целью качественной оценки эффективности реконструкции и необходимости выполнения второго этапа;

б) второй этап – включает в себя мероприятия, связанные с подогревом воздуха (установка калориферов, подвод к ним горячей воды, реконструкция воздушного тракта и т.д.).

Второй этап выполняется в том случае, если мероприятия первого этапа окажутся недостаточными при общей положительной оценке реконструкции.

8. В случае исключения второго этапа реконструкции, намного уменьшатся капитальные затраты, значительно увеличится экономический эффект, в результате чего сократится срок окупаемости.

## **7.8 Расчет калориферов КМ-Б10**

Предварительно выбираем калориферы по ГОСТ 7201-62 КМ-Б10. Калориферы имеют четыре ряда труб по ходу движения воздуха. Камеры калориферов имеют поперечные перегородки, которые создают последовательное движение теплоносителя по трубкам калорифера. Теплоноситель – вода  $t = 120^{\circ}\text{C}$ .

Количество необходимого топлива на один котел –  $V = 12,8$  т/час.

1. Количество воздуха, необходимое для сжигания топлива:

$$G' = B \cdot V^0 = 12800 \cdot 10.15 = 129920 \text{ м}^3/\text{час}$$

Где  $V^0$  - удельный объем теоретически необходимого количества воздуха  $\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$

количество воздуха в кг:

$$G = G' \cdot \gamma = 129920 \cdot 1,299 = 167986 \text{ кг/час}$$

$\gamma$  - удельный вес воздуха при  $0^\circ\text{C}$ .

2. Расход тепла на нагрев воздуха

$$Q = G \cdot 0,24 (t_k - t_n) \text{ ккал/час.}$$

Где 0,24 – теплоемкость воздуха в ккал/кг;

$t_k$  – конечная температура нагретого воздуха в  $^\circ\text{C}$ ;

$t_n$  – начальная температура нагреваемого воздуха в  $^\circ\text{C}$ ;

$$Q = 167986 \cdot 0,24 (50 - (-15)) = 1814255 \text{ ккал/час.}$$

3. Количество воды, необходимое для нагрева воздуха:

$$G_B = \frac{Q}{i_n^1 - i_k^1} \quad \text{где}$$

$i_n^1$  - начальное теплосодержание воды;

$i_k^1$  - конечное теплосодержание воды;

$$G_B = \frac{1814255}{100 - 70} = 60,5 \text{ т/час}$$

4. Скорость движения воды в трубках для принятой установки калориферов

$$\omega = \frac{G_B}{3600 \cdot 1000 - f \cdot n} \quad ; \quad \text{где:}$$

$f$  – живое сечение<sup>сп</sup> проходу воды в трубках для калорифера

$n$  – количество калориферов на один котел.

$$\omega = \frac{60,5}{3600 \cdot 1000 \cdot 0,002 \cdot 8} = 1,05 \text{ м/сек}$$

5. Весовая скорость воздуха для принятой установки калориферов:

$$V_\gamma = \frac{G}{3600 \cdot f \cdot n} \quad \text{где:}$$

$f$  - живое сечение по воздуху;

$$V_\gamma = \frac{167986}{3600 \cdot 0,558 \cdot 8} = 10,45 \quad \text{кг/м}^2\text{сек};$$

6. Коэффициент теплопередачи  $K$  для данных калориферов (лит.6)

$$K = 15,5 (V_\gamma)$$

$$= 43,4 \text{ ккал/час м}^2\text{град.}$$

7. Необходимая поверхность нагрева калориферной установки:

$$F_y = \frac{Q}{K \left( \frac{t_n^1 + t_k^1}{2} - \frac{t_n + t_k}{2} \right)} = \frac{1814255}{43,4 \cdot 77,5} = 540 \quad \text{м}^2$$

Поверхность нагрева одного калорифера – 61,2 м<sup>2</sup>.

8. Необходимое количество калориферов:

$$n = \frac{F_y}{F} = \frac{540}{61,2} = 8,8 \approx 9 \quad \text{шт.}$$

Для лучшей компоновки число калориферов выбираем равным – 8 шт. и делаем перерасчет.

$$Q = F_y \cdot K \left( \frac{t_n^1 + t_k^1}{2} - \frac{t_n + t_k}{2} \right) = 8 \cdot 61,2 \cdot 43,4 \cdot 77,5 = 1646770 \quad \text{ккал/час.}$$

9. Конечная температура нагретого воздуха в °С:

$$t_k - t_n = \frac{Q}{G \cdot 0,24} = \frac{1646770}{167986 \cdot 0,24} = 41^{\circ}\text{C}$$

$$t_k = 41^{\circ} - (-15^{\circ}) = 26^{\circ}\text{C}$$

Следовательно, при установке 8 калориферов конечная температура нагретого воздуха будет равна 26°С.

11. Сопротивление движению воздуха при весовой скорости воздуха

$$V_y = 10,45 \text{ кг/м}^2\text{сек берем согласно табл. 3 (лит.5) } H = 14,9 \text{ кг/м}^2$$

Окончательно к установке принимаем калориферы по ГОСТ 7201-62 КМ-Б10 с поверхностью нагрева  $F = 61,2 \text{ м}^2$ ;  $n = 8 \text{ шт.}$

### 7.9 Расчет диаметров трубопроводов к калориферной установке

Расход воды – 60,5 т/час

Диаметр трубы

$$D = \sqrt{0,354 \cdot \frac{G_e \cdot V}{\omega}} \quad \text{м;}$$

$\omega$  - скорость воды, принимаем  $\omega = 1 \text{ м/сек}$

$V^0$  – удельный объем воды – 0,001 м<sup>3</sup>/кг

$$D = \sqrt{0,354 \cdot \frac{60,5 \cdot 0,001}{1}} = 0,146 \text{ м}$$

Берем трубу диаметром 159\*4,5

Расход воды на одну сторону котла т.е. на четыре калорифера.

$$G'_e = \frac{G}{2} = \frac{60,5}{2} = 30,25 \quad \text{т/час}$$

$$D' = \sqrt{0,354 \cdot \frac{30,25 \cdot 0,001}{1}} = 0,108 \quad \text{м}$$

Конструктивно принимаем трубу диаметром 108\*4,5



Рабочее давление теплоносителя в калорифере не должно быть более 8 кг/см<sup>2</sup>. В данном проекте теплоносителем является прямая сетевая вода с давлением  $P = 12$  кг/см<sup>2</sup>.

Для уменьшения давления воды, ставим дроссельную диафрагму с диаметром отверстия  $\varnothing = 30$  мм, тем самым получим давление за диафрагмой  $P' = 7,5$  кг/см<sup>2</sup>, что вполне удовлетворяет требованиям.

## Заключение

Данная работа представила проект высокотемпературного подогрева мазута до температуры 170-180<sup>0</sup> С для водогрейных котлов ПТВМ – 100 Алматинской ТЭЦ-1 с целью повышения экономичности и надежности их работы.

По данным ВТИ подогрев мазута до температуры 170-180<sup>0</sup> С снижает вязкость мазута примерно в два раза, ускоряет процесс выделения и сгорания летучих и коксового остатка.

Повышение температуры мазута до 170-180<sup>0</sup>С снижает вязкость мазута вдвое, ускоряет процесс выделения и сгорания летучего и коксового остатка, т.е. улучшает процесс сжигания мазута. Качественное сжигание мазута уменьшает загрязнение хвостовых поверхностей примерно в три раза. Это снизит температуру уходящих газов, сократит число водных обмывок, в результате чего снизится скорость коррозии, тем самым увеличивается рабочая кампания котла.

В проекте произведен комплекс тепловых, гидравлических и конструкторских расчетов, на основании которых выполнены рабочие чертежи установки высокотемпературного подогрева мазута.

Задачей проекта являлось повышение температуры мазута перед котлом до 170-180<sup>0</sup> С, что привело к качественному сгоранию мазута в объеме топочной камеры, за счет снижения вязкости примерно в два раза.

Качественное сжигание мазута уменьшило загрязнения хвостовых поверхностей примерно в 3 раза. Это увеличило рабочую кампанию котлов и снизило скорость коррозии в результате сокращения числа водных обмывок.

При разработке данного проекта обращалось внимание на возможность реконструкции с минимальными затратами.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белосельский Б.С., Глухов Б.Ф. «Подготовка и сжигание высокоподогретых мазутов на электростанциях и промышленных котельных». МЭИ, 1993 г.
2. Соловьев Ю.П. «Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий». М., «Энергия», 1968 г.
3. Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции». М., «Энергия», 1976 г.
4. Рожков Л.Д., Козулин В.С. «Электрооборудование Станций и подстанций».
5. Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование под редакцией А.М. Леонкова, А.Д. Качан. Минск «Высшая школа» 1991 г.
6. Методические указания к выполнению дипломного проекта. Алматы АУЭ 1995 г. под редакцией А.А. Кибарин.
7. Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева М., «Энергия» 1977 г.
8. Справочник по технике безопасности П.А. Долин
9. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. «Комплексоны и комплексонаты металлов». М., Химия, 1988 г.
10. «Состав и свойства золы и шлака ТЭС: справочное пособие» В.А. Мелентьев. Л., Энергоатомиздат 1985 г.
11. «Пособие для расчета экономической части дипломного проекта». Попова Т.М. Алматы АИЭС, 2000 г.