

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор ИТЭТТ

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., ученая степень, звание) \_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_ г.  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., ученая степень, звание) \_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_ г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Перевод Алматинской ТЭЦ-1 в пиковый режим

Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика

Выполнил (а) Темиров Б.Е. ТЭС-15-3  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Ем Т.М.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Караманов С.Р. проф. К.Э.Н.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание) \_\_\_\_\_  
« 24 » мая 20 19 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е. доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание) \_\_\_\_\_  
« 15 » мая 20 19 г.  
(подпись)

Нормоконтролер: Байбекова В.О.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание) \_\_\_\_\_

В. Байбе « 5 » 06 20 19 г.  
(подпись)

Рецензент: Возанов А.В.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание) \_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_ г.  
(подпись)

Алматы 2019 г.

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт Теплоэнергетики и теплотехники  
Специальность 58071700-Теплоэнергетика  
Кафедра Тепловых энергетических установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Темуров Батырхан Едиевич  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Перевод Алматинской ТЭЦ-1 в пиковый режим

утверждена приказом ректора № 124 от « 26 » 10 20 18 г.

Срок сдачи законченной работы « 14 » 06 20 19 г.

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

Расход технологического пара 1,27 МПа - 83,3 кг/с (1 режим), 83,3 кг/с (2 режим). Нагрузка на отопление и вентиляция - 655 МВт (1 режим), 387 МВт (2 режим). Нагрузка на горячее водоснабжение - 226,5 МВт (1 режим) 179 МВт (2 режим). Итого по горячему водоснабжению - 828,5 МВт (1 режим), 566 МВт (2 режим).

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

1. Расчет тепловой схемы ТЭЦ-1.
2. Расчет тепловых нагрузок.
3. Описание основного и вспомогательного оборудования.
4. Безопасность жизнедеятельности.
5. Определение себестоимости отпуска тепловой и э. энергии.
6. Подвижение образования оксидов азота.




Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Принципиальная тепловая схема АТЭС - 1.
2. Поперечный разрез главного корпуса.
3. Генеральный план АТЭС - 1.
4. Схема водогрейного котла ПТВМ - 100.

Рекомендуемая основная литература

1. Рыжкин В. Я. "Тепловые электрические станции".
2. Ривкин А. А. "Термодинамические свойства воды и водяного пара".
3. Григорий Зорин "Справочник".
4. Соловьев Ю. П. "Проектирование теплоснабжающих установок промышленных предприятий".
5. А. Р. Смирнов, К. М. Антипов "Справочная книга энергетика".

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Безопасность жизне- деятельности	доцент Мананбаева С.Е.	15.05.19	
Экономика	проф. Парамонов С.Т.	24.05.19	
Нормо контроль	от. пр. Байдышев В.О.	5.06.19	

Г Р А Ф И К  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов по теме дипломного проекта на ТЭЦ - 1.	14.01.19.	
2.	Кар-ка основного оборуд.	27.01.19.	
3.	Кар-ка вспом. оборуд.	5.02.19	
4.	Топливоснабжение	25.02.19	
5.	Тричина и обоснование перевода АТЭЦ - 1 в пиковый режим.	7.03.19.	
6.	Кар-ка состояния атм. воздуха г. Алматы.	15.04.19	
7.	Расчет тепловой схемы АТЭЦ - 1.	2.05.19	
8.	Расчет тепловых на-грузок.	16.05.19	
9.	Безопасность жизнедеятельности.	18.05.19	
10.	Определение себестоимости отп. тепл. и эл. энергии.	24.05.19	
11.	Подавление образования оксидов азота	30.05.19.	
12.	Общий вывод по дипломному проекту.	2.06.19.	

Дата выдачи задания « 14 » 01 2019 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_

(подпись)

(Фамилия и инициалы)

Руководитель \_\_\_\_\_

(подпись)

(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_

(подпись)

(Фамилия и инициалы)

## **Аннотация**

Был проведен расчет тепловых нагрузок с целью определения эффективности замены действующего котла БКЗ-160-100 на водогрейный котел ПТВМ-100 с целью покрытия пиковых нагрузок.

Дана оценка влияния выбросов загрязняющих веществ АлЭС ТЭЦ-1 на окружающую среду при сжигании природного газа и мазута в качестве вспомогательного оборудования.

Рассчитана себестоимость тепловой и электрической энергии станции.

## **Андатпа**

Шындық жүктемелерді жабын мақсатында жұмыс істейтін БКЗ-160-100 қазандығын ПТВМ-100 суқыздыратын қазандыққа ауыстырудың тиімділігін анықтауда жылу жүктемесінің есебі келтірілген.

Қосымша жабдық ретінде мазут пен газ жаққанда АлЭС 1-ЖЭС-тың қоршаған ортағны ластайтын заттардың шығарылу әсерінің бағасы берілген. Стансаның жылу және электр энергиясының өзіндік құны есептелді.

## **Annotation**

The heat loads were calculated to determine the efficiency of replacing the existing БКЗ-160-100 boiler with the ПТВМ-100 water-heating boiler in order to cover peak loads.

An assessment is made of the impact of emissions of pollutants from AIEN СНРР-1 on the environment during the combustion of natural gas and fuel oil as auxiliary equipment.

The cost of thermal and electric power station were calculated.

## Содержание

Введение	8
1 Характеристика основного оборудования АТЭЦ-1	10
1.1 Котельный цех	10
1.2 Топочная камера	11
1.3 Конвективная часть	12
1.4 Число использования электрической мощности	12
2 Характеристика вспомогательного оборудования	14
3 Основные показатели водоподготовки	15
4 Топливоснабжение	17
5 Выдача электрической мощности и схема присоединения АТЭЦ-1 к энергосистеме	18
6 Причина перевода АТЭЦ-1 в пиковый режим	19
7 Обоснование перевода АТЭЦ-1 в пиковый режим	19
8 Сложившееся экологическое состояние атмосферного воздуха г. Алматы	20
9 Принципиальная схема АТЭЦ-1	20
10 Тепломеханическая часть	22
11 Тепловой расчет	23
11.1 Исходные данные	23
11.2 Расчетная часть	23
12 Подавление образования оксидов азота	29
12.1 Описание процесса	29
12.1.1. Снижение выбросов оксидов азота при сжигании топлива с малым избытком воздуха	31
12.1.2. Рециркуляция дымовых газов в зону горения	33
12.1.3. Двухступенчатое сжигание топлива для снижения выбросов оксидов азота	34
12.1.4. Впрыск воды или водяного пара в зону горения топлива	36
12.1.5. Влияние некоторых конструктивных особенностей топочно – горелочных устройств на выбросы оксидов азота	37
12.2. Расчет концентрации оксидов азота в дымовых газах энергетических котлов	38
13 Безопасность жизнедеятельности	41

ДП – 5В071700 – 2019 – ПЗ – ДО

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Темиров Б.Е.			Содержание	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ем Т.М.						
Реценз.		Ваганов О.В.				АУЭС, ИТЭТ, ТЭС -15-3		
Н. Контр.		Байбекова В.О.						
Утверд.		Кибарин А.А.						

13.1 Оценка влияния АТЭЦ-1 на окружающую среду	41
13.2 Описание газообразного топлива	42
13.3 Очистка уходящих продуктов сгорания котельных установок	44
13.4 Расчет выбросов дымовых газов в атмосферу	46
13.4.1 Характеристика котлоагрегата	46
13.4.2 Расчет рассеивания вредных выбросов ТЭЦ-1	47
13.4.3 Вывод по разделу безопасность жизнедеятельности	55
14 Экономика	55
14.1 Определение эксплуатационных затрат	56
14.1.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ	56
14.1.2 Определение затрат на топливо	57
14.1.3 Расчет затрат на воду	58
14.1.4 Расчет затрат на заработную плату	58
14.1.5 Определение капитальных вложений	59
14.1.6 Расчет затрат на проведение текущего ремонта	62
14.1.7 Расчет платы за выбросы	62
14.1.8 Общестанционные и цеховые расходы	63
14.2 Расчет себестоимости отпуска энергии	63
Заключение	65
Список литературы	67
Приложение А	68
Приложение Б	70

## Введение

Проектирование и строительство Алма-Атинской ЦЭС (ныне АлЭС ТЭЦ-1) началось в 1931 году. А 25 октября 1935 года первый агрегат был поставлен под промышленную нагрузку.

За 1935-й год было выработано 1,8 млн.кВтч электроэнергии. Для сегодняшнего дня - это выработка электроэнергии за сутки работы станции, однако для Алма-Аты середины сороковых годов пуск турбины стал большим праздником.

Алматинская ТЭЦ-1 расположена по адресу проспект Сейфуллина 433, Жетысуйского района г. Алматы. АТЭЦ-1 построена в пять очередей:

Первая очередь строительства осуществлялась с 1935 по 1946 годы;  
Вторая очередь строительства осуществлялась с 1953 по 1944 годы;

Третья очередь строительства осуществлялась с 1957 по 1961 годы;  
Четвертая очередь строительства осуществлялась с 1966 по 1967 годы;

Пятая очередь строительства осуществлялась с 1969 по 1972 годы.

На конец 2000 года выведено из работы и демонтировано устаревшее малоэффективное оборудование. Действуют три паровые турбины - одна Р-25-90/18 и две ПТ-60-90/13 суммарной мощностью 145 МВт, шесть паровых котлов высокого давления БКЗ-160-100 и семь водогрейных котлов ПТВМ-100

по

100

Гкал/час

После реструктурирования АО АПК ТЭЦ-1 начала свою работу с 15 февраля 2007г. в составе АО «Алматинские электрические станции».

Одним из основных источников энергоснабжения города подключена Алматыэнерго.

Тепловая и электрическая энергия от АТЭЦ-1 поступает в многие жилые массивы, на промышленные и коммунальные предприятия города Алматы.

Алматинская ТЭЦ-1 – первенец энергетики Республики Казахстан.

Здесь почти век назад 25 октября 1935 года в торжественной обстановке был поставлен под промышленную нагрузку первый турбоагрегат Кировского завода.

С этого момента начала свою работу Алматинская ТЭЦ-1, первая паротурбинная электростанция общего пользования, оставшаяся единственным источником электроснабжения города до 1944 года.

Первая очередь АТЭЦ-1 введена в эксплуатацию в 1935 году с турбиной К-3,5-18 и котлом НЗЛ-35. В дальнейшем в 1937, 1939,1940,1946 гг., были введены в эксплуатацию еще четыре таких же турбины с котлами НЗЛ-32. В 1951 году была введена турбина Р-4-18/1,2 АЕТ, а в 1957 году



турбина Т-12-35 (АТ-12) ЧССР и котлы ТП-35, ЦКТИ-75/39.

Оборудование первых очередей строительства к настоящему времени было демонтировано.

В работе находится оборудование третьей ( котлоагрегат №7 типа ЦКТИ-75) четвертой (2×БКЗ-160-100 + Р-25-90) и пятой (4×БКЗ-160-100 + 2×ПТ-60-90) очередей строительства.

В связи с отставанием строительства АТЭЦ-2, для ликвидации деаэрации тепловой мощности на АТЭЦ-1, с 1968 г. По 1979 г., были введены еще семь водогрейных котлов ПТВМ-100 в отдельно стоящем здании.

## 1 Характеристика основного оборудования АТЭЦ-1

Установленная электрическая мощность АТЭЦ-1 на 2019 год составила – 145 МВт. Располагаемая электрическая мощность составила зимой 112 МВт, летом 76 МВт.

Причина разрыва установленной и располагаемой мощности недостаточная единичная паропроизводительность котлов высокого давления.

Установленная тепловая мощность в 2019 году составила 1140 Гкал/ч в том числе турбинных установок 440 Гкал/ч, ПВК-700 Гкал/час.

Располагаемая тепловая мощность в 2018 году составила – 1095 Гкал/час в том числе турбинных установок – 322 Гкал/час.

Разрыв между установленной и располагаемой мощностью турбоагрегатов объясняется недостаточной мощностью котлов высокого давления и вынужденным снижением паровой нагрузки, в связи с соблюдением норм выброса вредных веществ.

Разрыв между располагаемой и установленной мощностью водогрейных котлов, объясняется конструктивными недостатками ПВК.

### 1.1 Котельный цех

В котельном цеху АТЭЦ-1 действует шесть паровых котлов БКЗ-160-140-Ф.

Однотрубная вертикальная - водотрубная котельная установка БКЗ-160-140-Ф с естественной циркуляцией, предназначенная для сжигания газа. В качестве резервного топлива может быть использован мазут марки М-100. Завод-изготовитель-Барнаульский котельный завод. Котел Ф-факельный.

Характеристика котла:

- паропроизводительность -160Т/ч;
- давление перегретого пара -100Кгс/см<sup>2</sup>;
- температура перегретого пара - 560°С;
- энтальпия перегретого пара – 3529кДж/кг;
- температура питательной воды - 215 °С;
- давление питательной воды - 180 Кгс/см<sup>2</sup>;
- давление пара в барабане - 114 Кгс/см<sup>2</sup>;
- температура насыщения – 318 °С;
- энтальпия насыщенного пара - 2708кДж/кг;
- температура холодного воздуха - 30 °С;
- температура впрыскиваемой воды -316°С;

- температура уходящих газов - 128°С;
- водяной объем котла – 48 м<sup>3</sup>;
- паровой объем котла -29,5 м<sup>3</sup>;
- объем топочной камеры -762 м<sup>3</sup>;
- КПД котла –до 93% на газе;
- ширина котла по осям колонн -8,5 м;
- глубина котла по осям колонн -16,34 м;
- высота котла -32,7 м;
- полный вес металла котла -2580 т;
- вес металла под давлением -868 т;
- давление пара на выходе из пароперегревателя, 10 МПа.

Компоновка котла с естественной циркуляцией осуществляется по П-образной схеме имеющих 2 вертикальных и 1 горизонтальный газоход. К вертикальному газоходу относятся: экранные трубы, топка, водяные экономайзеры 1 и 2 ступени, воздухоподогреватели 1 и 2 ступени. К горизонтальному газоходу относится: пароперегреватель.

В водогрейном цеху АТЭЦ-1 семь водогрейных котлов ПТВМ-100. Котел установлен в качестве источника тепла и предназначен для покрытия пиковой и основной нагрузки в системе централизованного теплоснабжения. Это устройство постоянного тока, которое непосредственно нагревает воду в сети отопления.

ПТВМ- пиковый теплофикационный водогрейный котел.

Основные характеристики:

- Тепловая производительность - 100 Гкал/ч;
- Рабочее давление - до 25 кгс/см<sup>2</sup>;
- Максимальная температура воды на выходе из котла - 150 °С;
- Номинальный расход воды при пиковом режиме - 2140 т/ч;
- Минимальный расход - 1500 т/ч;
- Объем топочной камеры - 245 м<sup>2</sup>;
- Температура уходящих газов при максимальной нагрузке – 230 °С;
- Водяной объем, включая трубопроводы в пределах котла -  $V = 30 \text{ м}^3$ .

## 1.2 Топочная камера

Камера сгорания предназначена для сжигания высокосернистого мазута и природного газа. Размеры топочной камеры в плане – 6,23х6,23 м, высота призматической части - 5,3 м. Стены топочной камеры экранированы трубами  $d_{нхS} = 60 \times 3 \text{ мм}$  с шагом  $H = 64 \text{ мм}$ . Количество труб: в фронтном и

заднем экранах - по 96 шт., в левом и правом боковых экранах - по 98 шт. Канал горелки выполнен из мозаичного трубчатого кольца, входящего в контур котла. Все экраны соединены между собой горизонтальной полосой жесткости высотой 2,8 метра.

Экраны котла приварены к верхней и нижней камерам (коллекторам).

$d_{нхS} = 273 \times 11$  мм.

Верхняя камера бокового экрана разделена на переднюю часть и заднюю часть перегородкой (крышкой). Производство экранов и коллекторов из Стали 20. Объем топочной камеры - 245 м<sup>3</sup>. Лучевоспринимающая поверхность экранов - 224 м<sup>2</sup>.

### 1.3 Конвективная часть

Конвективная часть состоит из 96 секций, каждая секция представляет собой U-образные змеевики из труб  $d_{нхS} = 28 \times 3$  мм, вваренные своими концами в стояки  $d_{нхS} = 83 \times 3,5$  мм. Змеевики расположены в шахматном порядке с шагом  $H = 33$  мм. Змеевики каждой секции сварены с 6 вертикальными прокладками, чтобы сформировать жесткую форму. В газовом процессе конвекционная секция делится на два пакета с зазором 600 мм. Поверхность нагрева конвекционной секции котла составляет 2960 кв. Стояк имеет две перегородки по длине для направления соответствующего движения воды через змеевики.

### 1.4 Число использования электрической мощности

Выработка электроэнергии млн. кВт/ч в 2019 году – 679624 млн. кВт/ч. Число часов использования установленной мощности в 2019 году – 6400.

Таблица 1.1 - Число часов использования установленной мощности турбоагрегатов

	Выработка электрической энергии, млн. кВт×ч	Число часов использования установленной мощности
Всего по турбинному цеху	679624	
Р-2,5-2 №8	79624	7290/334
ПТ-60-90/13	313437	6755/109
ПТ-60-90/13	286563	6322/1932

Анализируя таблицу можно заметить, что возрос часовой цикл использования установленной мощности основного оборудования турбинного цеха. При этом увеличилась выработка электроэнергии на турбине №9, №10 ПТ-60-90/13, выработка электрической энергии и число часов использования турбины №8 (Р-25-90/18) снижена из-за сокращения потребления тепловой энергии пара, вынужденным снижением нагрузки станции, для сокращения валовых выбросов, потребителями в поставках мазута снижено число часов использования установленной мощности. Максимально снижение отпуска тепла от котлов, пришлось на водогрейные котлы. Можно отметить то, что ремонт водогрейных котлов, из-за отсутствия комплектующих деталей (поверхность нагрева), произведены в неполном объеме. Таким образом выросла среднесуточная нагрузка остальных энергетических котлов на 2 Гкал/час. Учитывая, что на 11% увеличилось количество сожжённого газа можно сказать, что из ремонтов 2017-2019 гг котлы выходили с большим запасом прочности.

Таблица 1.2 - Число часов использования установленной мощности котлоагрегатов

Всего	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования установленной мощности
	2019	2019
Всего:	2703053	49833/56941
Группа 90 ата	2155487	37947/12451
Группа 35 ата	104999	20367/3225
Водогрейные котлы :	442564	11886/44490

На АТЭЦ-1 установлено следующее оборудование.

Таблица 1.3 – Оборудование АТЭЦ – 1

Тип турбины	Мощность		Выработка эл. энергии тыс. кВт/ч	
	Электрич., кВт	Тепловая, Гкал/час	Всего:	В течение теплового цикла
Р-25-2 ст. №8	79624	91,2	79624	91,2
ПТ-60-90/13 ст. №9	313477	120,8	313477	120,8
ПТ-60-90/13 ст. №10	286563	110,0	286563	110,0
Итого:	679624	322	679624	322

## Техническое описание котлоагрегатов.

Таблица 1.4 - Характеристика котлоагрегатов

Ст., №	Тип котлоагрегата	Год изготовления	Номин. произв., т/ч (Гкал/час)	Проектное топливо	Тип шлакоудаления
1-7	ПТВМ-100	1966-1969, 1970-1978	100	мазут	Жидкое
7	ЦКТИ-75-39	1957	75/57,5	газ	Газообразное
8-13	БКЗ-160-100	1960-1969, 1970-1972	160/98,0	-//-	-//-

## Динамика среднесуточных максимальных нагрузок.

Таблица 1.5 – Динамика нагрузок

Наименование	Единицы измерения	2019
1. Электрическая нагрузка	МВт	679624
2. Отпущенная тепловая нагрузка	Гкал/ч -//-	2703053 11256694

Максимальный электрический ток, при котором АТЭЦ-1 участвует в покрытии нагрузки, ограничен рабочими характеристиками турбины. Турбины работают на 100% тепловом потреблении т.е. по тепловому графику. В максимальные часы установка может лишь незначительно увеличить электрическую нагрузку, увеличив подачу в сеть отопления или изменив нагрузку, отобранную турбиной.

## 2 Характеристика вспомогательного оборудования

Таблица 2.1 – Характеристика оборудования

№	Тип оборудования	Характеристика	Кол-во	Примечание
1.	Насосы сырой воды 300Д90	Q=1260 м <sup>3</sup> /ч H=0.64 МПа	6	В работе 1-3
2.	Насосы подпитки теплосети 300Д90	-//-	10	-//-
3.	Насосы сетевой т.а №7,8 14Д-6	Q=1260 м <sup>3</sup> /ч H=1,25 МПа	5	В работе 1

Продолжение таблицы 2.1

4.	Насосы сетевой т.а №9 СЭ-1250-140, 14сд-10×2	Q=1250 м <sup>3</sup> /ч H=1,5 МПа	4	В работе 2-3
5.	Насосы сетевой т.а N-10 сд-1250-140, 14д-6	Q=1250 м <sup>3</sup> /ч H=1,4 МПа	3	-//-
6.	Насосы сетевой (подпорные) сд 1250-70	Q=1250 м <sup>3</sup> /ч H=7,0 МПа	2	В работе 1
7.	Насосы сд 5000-700	Q=5000 м <sup>3</sup> /ч H=7,0 МПа	2	
8.	Насос сетевого N-20 Подъема сд. 5000-160	Q=5000 м <sup>3</sup> /ч H=16,0 МПа	5	В работе 3-4
9.	Насосы конденсатные бойлеров т.а №8 БКЗ-5×2, деаэраторы вакуумные	Q=50 м <sup>3</sup> /ч H=0,5 МПа	3	
10.	Подпитки теплосети №3 ДВ-800 №4 ДВ-1200 №5 ДВ-400 №6 ДВ-800	Q=800 м <sup>3</sup> /ч Q=1200 м <sup>3</sup> /ч Q=400 м <sup>3</sup> /ч Q=800 м <sup>3</sup> /ч	1 1 3 3	В работе 2 В работе 2
11.	Бойлерная установка т.а №8 ПСВ-315-3-23 ПСВ-500-14-23	Q=725/65,5 т/ч Q=1800/250 т/ч	2 1	
12.	Бойлерная установка т.а №9 ПСВ-500-3-23 ПСВ-315-14-23	Q=1150/110 т/ч Q=1130/160 т/ч	2 1	
13.	Бойлерная установка т.а №10 ПСВ-500-4-23 ПСВ-315-14-23	Q=1150/110 т/ч	1	
14.	Аккумуляторные баки №1,2	y=5000 м <sup>3</sup>	2	

### 3 Основные показатели водоподготовки

Работу ХВО в 2019 году характеризуют данные в таблице:

Схема конденсатоочистки осталась без изменений. Очистка конденсата -без изменений, по схеме одноступенчатого Na-катионирования.

Производительность установки 160 м<sup>3</sup>/час.

Подпитка котлов среднего и высокого давления осуществляется по схеме сокращенного химического обессоливания, без изменений. Паропроизводительность установки – 330 м<sup>3</sup>/час.

Подпитка теплосети осуществляется обработкой подпиточной воды ингибитором отложений минеральных солей (ИОМС).

В зимнее время подпитка теплосети осуществляется обработкой (ИОМС) с последующим Na-катионированием части воды в зависимости от температуры нагрева прямой сетевой воды (разрешено до 130°С).

Узел нейтрализации используется для нейтрализации промывочных вод водогрейных котлов и стоков обессоливающей установки.

Похоже имеется установка по очистке замазученных и замасленных сточных вод, производительностью 40 м<sup>3</sup>/час.

Для питания паровых котлов и для нужд горячего водоснабжения вода поступает из водопровода города Алматы.

Водопровод АТЭЦ-1 проходит через две трубы диаметром 1000 мм. Сырая вода нагревается до температуры 35-40 ° С в конденсаторе паровой турбины ПТ-60-90 ст. ХВО подается на подачу тепловой сети в режиме пониженного вакуума и насос сырой воды.

После деаэрации в декарбонизаторах и вакуумных деаэраторах воды подпиточными насосами закачивается на обратные сетевые трубопроводы и аккумуляторные баки емкостью 2×5000 м<sup>3</sup>.

От потребителей одна часть обратной сетевой воды поступает на всос сетевых насосов первого подъема и после нагрева в подогревателях сетевой воды турбин от № 8,9,10 подается на всос сетевых насосов второго подъема. Вторая часть обратной сетевой воды подпорными насосами подается помимо главного корпуса тоже на всос насосов сетевой воды второго подъема.

Насосы сетевой воды второго подъема расположены в отдельно стоящем здании.

После нагрева до необходимой температуры в водогрейных котлах, работающих по двухходовой схеме в пиковом режиме, сетевая вода распределяется по тепло магистралям.

Расход прямой сетевой воды около 13-14 тыс. м<sup>3</sup>/час, обратной 11-12 тыс. м<sup>3</sup>/час.

На станции имеется коллекторная напорных сетевых трубопроводов с соединительной эстакадой. Это значительно упорядочило теплофикационную схему АТЭЦ-1. В коллекторной проложены два коллектора с D<sub>y</sub>=1000 мм с подсоединенным к ним сети тепло магистралей и



подводом двух тепло магистралей  $D_y=1000$  мм от пиковой котельной, а также подпиточного трубопровода.

Показатели работы ХВО по АТЭЦ – 1 за 2019 год приведены в приложении, таблица А.1.

#### **4 Топливоснабжение**

В 2019 году на АТЭЦ-1 поставляется два вида топлива: жидкое топливо – топочный мазут, газообразное – природный газ.

В настоящий момент АТЭЦ-1 отапливается на двух видах топлива: мазут и газ. По этой причине тракт подачи угля был закрыт.

Путь подачи топлива состоит из следующей структуры.

Разгрузочное устройство, состоящее роторных вагоноопрокидывателей. Уголь разбивается в решетке приемного ящика с помощью дробильно-фрезерного станка. Надвиг вагонов осуществляется локомотивами.

Дробильный корпус, оборудован валковыми мельницами среднего хода МВС-125А. МВС-125А имеет характеристик:

Производительность – 9,6 т/ч;

Частота вращения – 59 об/мин;

Напряжение электродвигателя – 6кВ;

Принцип размола – раздавливание, растирание.

На ТЭЦ 1 система пылеприготовления выполнялась по схеме с прямым вдуванием, в которой готовая пыль, обработанная сушильными агентами, транспортируется к горелкам.

Топливный комплекс Алматинской ТЭЦ-1 предназначен для приема железнодорожных цистерн, хранения топлива марки «100» и его транспортировки в котельную для розжига котла.

Основные марки поставляемого угля К промпродукт, ОС промпродукт, НСШ, Н шлам, НЖ промпродукт. Всего поступило 345 тонн, из них рядового 42 тысячи тонн, шлама 25,6 тысячи тонн, промпродукта 140 тысяч тонн.

Всего поставлено мазута 99 тысяч тонн. Мазут поступает в основном марки М-100.

Энергетический концентрат 65 Экибастуз 77.

Природный газ поступает из компании “Трактебель Ипр газ”, магистрали: Ташкент-Бишкек-Алматы.

Проектная емкость угольного склада 250 тысяч тонн.

Емкость мазутных баков – 19 тысяч тонн (полезная).

Погрузо-разгрузочные работы, связанные с переработкой топлива, в

основном механизированы. Слив мазута из ж.д цистерн осуществляется самотеком в приемную промежуточную емкость с дальнейшей перекачкой насосами в емкость котельного цеха.

Котлы №10,11 оснащены эффективной системой эмульгаторы золоулавливания – мокрые золоуловители с трубами венури.

Шлакоудаление – гидравлическое, совместное, обратное. Из под котлов и золоуловителей шлак и зола по каналам поступает в насосную откуда подается на шлакозолоотвал.

Мазут цистернами подается на двухпутное приемно-сливное устройство с промежуточной приемной емкостью 400 м<sup>3</sup>. Склад мазута состоит из 2×10000 м<sup>3</sup> расходных резервуаров. Мазутонасосная станция размещена в отдельном здании. Параметры мазута на выходе из мазутонасосной :

$P = 25-35 \text{ кг/см}^2, t = 125-140 \text{ }^\circ\text{C}.$

В составе мазутонасосной имеется установка пенопаяротушения и станция сброса и возврат конденсат.

## **5 Выдача электрической мощности и схема присоединения АТЭЦ-1 к энергосистеме**

Присоединение АТЭЦ-1 к энергосистеме сохраняется через РОУ-110 Кв, с двумя рабочими и обходной системой шин, к которым подсоединяется два блока генератора – трансформатора №9,10 мощностью по 60 МВт к ОРУ - 110 кВ подключены также две трехобмоточных трансформатора связи ОРУ – 11 кВ с ОРУ – 35 кВ и ГРУ – 6 кВ, мощностью 31,5 и 40 МВт.

К ОРУ – 35 кВ подсоединены ВЛ – 35 кВ потребителей ГРУ – 6 кВ состоит из двух секций, одной рабочей ( без трансформаторной) системы шин.

К одной из секций подключены турбогенераторы №8 мощностью 30 МВт. К секциям через реакторы подключены потребители собственных нужд, АТЭЦ-1 и потребители промпредприятий города.

По проекту перевода АТЭЦ-1 в пиковый режим не предусмотрено применение схемы выдачи электрической мощности так как не предусматривается применение в энергетическом оборудовании АТЭЦ-1.

Главная схема электрических соединений также не изменятся. Основной дополнительный потребитель собственных нужд при переводе – насосная станция. Построены две секции распределительных устройств для собственных нужд.

## **6 Причина перевода АТЭЦ-1 в пиковый режим**

Существующие структуры теплоснабжения и теплопотребления теплоисточников города Алматы и уровень их эксплуатации вызывает существенное загрязнение воздуха и города в целом.

Одним из основных направлений при решении важной проблемы, защиты атмосферного воздуха в энергетике является снижение выбросов вредных веществ на действующем энергетическом оборудовании путем реконструкции котлов, вспомогательного оборудования.

Улучшение состояния атмосферного воздуха города Алматы может быть достигнуто частично в 2019-2026 гг за счет перевода в пиковый режим работы АТЭЦ-1 и изменении структуры топливоснабжения в сторону увеличения расхода более экологически чистого топлива – газа.

Разработан раздел “Охрана окружающей природной среды от загрязнения” к проекту “Алматинская АТЭЦ-1 . Перевод в пиковый режим”. Объем разработанного раздела соответствует требованиям СНиП 1.02.01-85 “Инструкция о составе порядка разработки, согласования и утверждения проектной документации по строительству предприятий, зданий и сооружений”.

В работе выделены два основных этапа, характеризующих работу станции:

- существующее состояние;
- частичный перевод водогрейных котлов в пиковый режим.

Станция расположена в центральном районе города и не имеет санитарнозащитной зоны.

## **7 Обоснование перевода АТЭЦ-1 в пиковый режим**

Перевод АТЭЦ-1 в пиковый режим был обоснован в “Схеме теплоснабжения г. Алматы” до 2022 года.

В схеме теплоснабжения г. Алматы на 2027 год с перспективой до 2030 года, в дальнейшем предполагалось использовать в базовой части графика тепловой мощности АТЭЦ-3.

Реализация проекта по переводу АТЭЦ-1 в пиковый режим работы можно при условии строительства третьей очереди АТЭЦ-2 и соединительной магистрали АТЭЦ-2 и Гульдер-АТЭЦ-1.

## 8 Сложившееся экологическое состояние атмосферного воздуха г. Алматы

Загрязнение воздушного пространства города Алматы в настоящем времени характеризуется значительной запыленностью и загазованностью. Анализ фоновых концентраций по стационарным пунктам наблюдения города, показывает, что большое повышение концентраций над допустимым уровнем по диоксиду азота наблюдается во всех пунктах. Диоксид серы не превышает уровень загрязнения воздуха.

Адматинская ТЭЦ-1, сжигая газ и мазут, выбрасывает в атмосферу диоксид азота, диоксид серы, окись азота, пентаокись ванадия и неохроматическую пыль.

В зону покрытия попадает практически весь город.

Характеристика источников выбросов вредных веществ в атмосферу города Алматы

Выбросы загрязняющих веществ на АТЭЦ-1 осуществляется через дымовые трубы, организованные и неорганизованные источники.

Через высокие источники – дымовые трубы, отводятся с дымовыми газами вредные вещества, поступившие в результате сжигания топлива в котлах.

К организованным источникам выбросов АТЭЦ-1 относятся:

- стационарные системы вентиляции цехов;
- нестационарные автомашины.

К неорганизованным источникам относятся склады угля и мазутные баки.

Выбросы твердых частиц в атмосферу осуществляется сдуванием.

При перебивке и разогреве мазута с поверхности выделяется углеводород. Нестационарные источники загрязняют атмосферу окисью углерода, окисями азота и сажей.

## 9 Принципиальная схема АТЭЦ-1

Таблица 9.1 – Характеристика принципиальной схемы

№	Наименование	Марка	Кол.	Тепло-произв, Гкал/ч	Примечание
1.	Паровой котел	БКЗ-160-100	6	98,0	
2.	Паровой котел	ЦКТИ-75-39	1	57,5	

Продолжение таблицы 9.1

3.	Паровая турбина	Р-25-90/18	1	155,0	$N_3=25$ МВт
4.	Паровая турбина	ПТ-60-90/13	2	164,0	$N_3=60$ МВт
5.	Ред. охл-ся уст.	РОУ 40/22	1		$G=75$ т/ч
6.	Быстродейств. РОУ	БРОУ- 100/13	3		$G=150$ т/ч
7.	Деаэратор смеш. повыш. давления	ДСП-225	5		$V=72$ м <sup>2</sup> $G=225$ т/ч
8.	Деаэратор смеш. атмосфер. Типа	ДСА-300 ДСА-200	2 1		$V_1=27$ м <sup>3</sup> ; $G_1=300$ т/ч $V_2=53$ м <sup>3</sup> ; $G_2=200$ т/ч $V_3=72$ м <sup>3</sup> ; $G_3=300$ т/ч
9.	Конденсатор	КСЦ-50-4	2		$G=8000$ т/ч $H=26$ м
10.	Насосная	24 НДН	2		$G=900$ т/ч $H=74$ м
11.	Насосная	300Д90	6		$G=5000$ т/ч
12.	Деаэратор смеш. вакуумные	ВД-1200 ВД-800 ВД-400	1 3 3		$G=1200$ т/ч $G=800$ т/ч $G=400$ т/ч
13.	Баки запаса деаэриров. воды		2		$V=5000$ м <sup>2</sup>
14.	Насосная	300Д90 СЭ1250-140	8 6		$G=900$ т/ч; $H=140$ м; $G=1250$ т/ч
15.	Насосная	СЭ1250-125	6		$H=125$ м; $G=1250$ т/ч

Продолжение таблицы 9.1

16.	Подогреватели сетевой воды, вертик. типа осн.	ПСВ 315-3-23	2	36,2	$G=725$ т/ч; $F=315$ м <sup>2</sup>
		ПСВ 500-3-23	3	57,5	$G=1150$ т/ч; $F=500$ м <sup>2</sup>
17.	Подогреватели сетевой воды верт. типа, пиковый	ПСВ 500-14-23	1	14,30	$G=725$ т/ч; $F=500$ м <sup>2</sup>
		ПСВ 315-14-23	2	90,5	$G=1150$ т/ч; $F=315$ м <sup>2</sup>
18.	Насосная	СЭ-1250-70	1		$H=170$ м; $G=1250$ т/ч
		СЭ-1250-140	1		$H=140$ м; $G=1250$ т/ч
19.	Насосная	СЭ-5000-70	2		$H=70$ м; $G=5000$ т/ч
		СЭ-5000-160	5		$H=160$ м; $G=5000$ т/ч
20.	Пиковый вод-ый котел	ПТВМ-100	7	100	

### 10 Тепломеханическая часть

Тепловая мощность третьей очереди ТЭЦ-2 в размере 545 Гкал/ч обеспечивает теплоснабжение совхоза «Акса́й» в размере 104,2 Гкал/ч, а оставшееся тепло 430,5 Гкал/ч, передается по тепло магистрали в сторону ТЭЦ-1. По пути к этой магистрали подключается микрорайон «Гульдер» по независимой схеме. Тепловая нагрузка микрорайона составляет 196,5 Гкал/ч.

В следствии того, что АТЭЦ-2 работает в базовом режиме (с постоянной тепловой мощностью), а отбираемое по пути к ТЭЦ-1 количество тепла на теплоснабжение «Акса́я» и «Гульдер» зависит от температуры наружного воздуха, то на ТЭЦ-1 поступает переменное количество теплоты и воды. Ток при расчетном режиме (-25°) на ТЭЦ-1 приходит 234 Гкал/ч и при  $t=150^{\circ}\text{C}$  и количество воды в 3516 м<sup>3</sup>/ч, а максимальное количество тепла в 358 Гкал/ч поступает при  $t=-4^{\circ}\text{C}$ . Максимальное количество воды поступает в объеме 4730 м<sup>3</sup>/ч. Поступаемая на АТЭЦ-1 горячая вода подключается к

существующим насосам сетевой воды второго подъема и после смешивания с сетевой водой АТЭЦ-1, направляется до догрева в пиковые котлы, и далее через существующую коллекторную расходуеться по тепло магистрали. Для ее перекачки достаточно трех насосов типа С<sub>q</sub>-5000-160 ЦТ.

Вода поступает из обратных трубопроводов городских распределительных тепломагистралей и после подпитки (с постоянной производительностью в отопительный период в 4000 м<sup>2</sup>/ч, а летней 1000 м<sup>2</sup>/ч) и выравнивание через аккумуляторные баки горячего водоразбора в количестве 13800 м<sup>3</sup>/ч, распределяется: 4500 м<sup>3</sup>/ч- на насосы первого подъема ТЭЦ-1 (4 рабочих, 1 резервной), 5000 м<sup>3</sup>/ч на один из двух подпорных типа С<sub>q</sub>-5000-70, и 3900 м<sup>3</sup>/ч на подкачивающие насосы (в новой насосной) перекачивающие обратную воду на ТЭЦ-2.

Здесь к четырем насосам, устанавливается еще четыре для разрядки аккумуляторного бака. Вновь устанавливается два бака по 1000 м<sup>3</sup>.

На теплофикационных трубопроводах, проложенных по площадке АТЭЦ-1 производится некоторое переключение необходимое для притока тепла с АТЭЦ-2 и для упорядочивания схемы.

## **11 Тепловой расчет**

### **11.1 Исходные данные**

Климатический район РК – г. Алматы;

Число потребителей района М, млн.чел. – 1,8;

Доля общ. Админ. Зданий k<sub>1</sub> – 0,23;

Произв. Отбор пара, Дпр, т/ч – 300;

Средняя этажность жилых зданий – 3;

Средняя этажность общ. админ. зданий – 5.

### **11.2 Расчетная часть**

Находим отапливаемую площадь жилых зданий района:

$$A_{\text{ж}} = M \times 20 = 76000 \times 20 = 36 \times 10^6 \text{ м}^2; \quad (11.1)$$

Площадь ОАЗ:

$$A_0 = A_{\text{ж}} \times 0,15 = 36 \times 10^6 \times 0,23 = 8,28 \times 10^6 \text{ м}^2; \quad (11.2)$$

Находим расчетные климатологические параметры:

-температура воздуха внутри помещений:

$$t_{вп}^p = +21;$$

-расчетная и средняя температура наружного воздуха в ОП:

$$t_H^p = -25^\circ\text{C}, t_H^{cp} = 5,9^\circ\text{C};$$

- градусо – сутки и продолжительность ОП:

$$D = 5871 \text{ C} \times \text{сут}, Z = 189 \text{ сут};$$

Находим нормируемые значения удельной потребности в теплоте для жилых зданий:

$$q_h^j = 135 \text{ кДж/м}^3 \times \text{C} \times \text{сут};$$

для ОАЗ:

$$q_h^0 = 33 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} \times \text{C} \times \text{сут};$$

Находим расчетную удельную нагрузку отопления:

Жилых зданий:

$$q_{от}^j = q_h^j \times (t_{вп}^p - t_H^p) / 24 \times 3600; \quad (11.3)$$

$$q_{от}^j = 135 \times (21 - (-25)) / 24 \times 3600 = 81,25 \text{ Вт/м}^2;$$

ОАЗ:

$$q_{от}^0 = q_h^0 \times (t_{вп}^p - t_H^p) / 24 \times 3600; \quad (11.4)$$

$$q_{от}^0 = 33 \times (21 - (-25)) / 24 \times 3600 = 19,86 \text{ Вт/м}^3;$$



Находим расчетную отопительную нагрузку и расход сетевой воды на отопление без учета утечки воды и потери тепла через изоляцию в тепловых сетях:

Жилых зданий:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{п}} = q_{\text{от}}^{\text{ж}} \times A_{\text{ж}}; \quad (11.5)$$

$$Q_{\text{ж}}^{\text{п}} = 81,25 \times 36 \times 10^6 = 2925 \text{ МВт};$$

ОАЗ:

$$Q_{\text{o}}^{\text{п}} = q_{\text{от}}^{\text{o}} \times V_{\text{h}}; \quad (11.6)$$

$$Q_{\text{o}}^{\text{п}} = 8,28 \times 10^6 \times 19,86 \times 3,25 = 534,43 \text{ МВт};$$

Где  $V_{\text{h}}$ -отапливаемый объем ОАЗ, для определения которого примем высоту помещений с учетом толщины межэтажных перекрытий равным  $h=3,25$  м.

$$V_{\text{h}} = A_{\text{o}} \times h; \quad (11.7)$$

Расчетная отопительная нагрузка района равна

$$Q_{\text{от}}^{\text{п}} = Q_{\text{ж}}^{\text{п}} + Q_{\text{o}}^{\text{п}}; \quad (11.8)$$

$$Q_{\text{от}}^{\text{п}} = 2925 + 534,43 = 3459,43 \text{ МВт};$$

Расход сетевой воды на отопление в расчетном режиме определим по формуле

$$g_{\text{от}}^{\text{п}} = Q_{\text{от}}^{\text{п}} / C_{\text{p}} \times (t_{\text{h}}^{\text{п}} - t_{\text{o}}^{\text{п}}); \quad (11.9)$$

$$V_{\text{от}}^{\text{п}} = g_{\text{от}}^{\text{п}} / \rho = Q_{\text{от}}^{\text{п}} / \rho \times C_{\text{p}} \times (t_{\text{h}}^{\text{п}} - t_{\text{o}}^{\text{п}}); \quad (11.10)$$

Теплофизические свойства воды определяются по 5 по средней температуре сетевой воды

$$t_{cp} = (t_h^p - t_o^p)/2; \quad (11.11)$$

$$t_{cp} = (120 + 70)/2 = 95^\circ\text{C};$$

$$C_p=4,21\text{кДж/кг}\times^\circ\text{C}, \rho=961,7\text{кг/м}^3;$$

Отсюда

$$g_{от}^p = 172,7/4,21 \times (120 - 70) = 0,82 \text{ т/с};$$

Находим расчетную вентиляционную нагрузку и расчетный расход сетевой воды на вентиляцию общественных зданий:

$$Q_B^p = k_2 \times Q_o^p; \quad (11.12)$$

$$Q_B^p = 534,43 \times 0,6 = 320,66 \text{ МВт};$$

$$g_B^p = Q_B^p/C_p \times (t_h^p - t_o^p); \quad (11.13)$$

$$g_B^p = 13764/4,21 \times 50 = 1523,33 \text{ т/с};$$

Определим расчетную нагрузку ГВС и расход воды в расчетном режиме по формуле

$$Q_{ГВС}^p = (2,4 \times 1,2 \times M \times (a + b) \times \rho \times C_p(t_r - t_x))/24 \times 3600; \quad (11.14)$$

$$Q_{ГВС}^p = 2,4 \times 1,2 \times 1,8 \times 10^6(120 + 60) \times 0,9857 \times 4,183(55 - 5)/24 \times 3600 \\ = 2226,32 \text{ МВт};$$

$$g_{ГВС}^p = \frac{2,4 \times 1,2 \times 76000 \times 180 \times 0,9857}{24 \times 3600} = 10,65 \text{ т/с};$$

Нагрузка ГВС в ЛП равна

$$Q_{ГВС}^p = Q_{ГВС}^o \times (55 - t_x^s)/(55 - t_x); \quad (11.15)$$

$$Q_{ГВС}^p = 2226,32 \times (40/50) = 1781,06 \text{ МВт};$$

Определим нагрузку технологического пароснабжения. Примем параметры пара производственного отбора турбины:  $P_{\text{пр}}=13$  бар,  $t_{\text{пр}}=250^{\circ}\text{C}$ . Находим энтальпию пара производственного отбора.

$$h_{\text{пр}}=2931,16 \text{ кДж/кг}, h' = 814,7 \text{ кДж/кг};$$

Отсюда

$$Q_{\text{пр}} = D_{\text{пр}}/3,6 \times (h_{\text{пр}} - h'); \quad (11.16)$$

$$Q_{\text{пр}} = 300/3,6 \times (2931,16 - 814,7) = 175,26 \text{ МВт};$$

Для построения годового графика теплотребления определим суммарную нагрузку теплоснабжения района при температурах наружного воздуха  $+8^{\circ}\text{C}$ ,  $-5,9^{\circ}\text{C}$ ,  $-25^{\circ}\text{C}$ .

Нагрузки сезонных потребителей теплоты линейно зависят от температуры наружного воздуха

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{p}} \times (t_{\text{вн}}^{\text{p}} - t_{\text{н}})/(t_{\text{вн}}^{\text{p}} - t_{\text{н}}^{\text{p}}) = Q \times (21 - t_{\text{н}})/52; \quad (11.17)$$

$$Q_{\text{от}}(+8) = 3459,43 \times (13/52) = 864,86 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{от}}(-5,9) = 3459,43 \times (26,9/52) = 1789,56 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}^{\text{p}} \times (21 - t_{\text{н}})/52; \quad (11.18)$$

$$Q_{\text{от}}(+8) = 320,66 \times (13/52) = 80,17 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{от}}(-5,9) = 165,88 \text{ МВт};$$

Суммарные нагрузки теплоснабжения района в зависимости от температуры наружного воздуха равны:

В ОП

$$Q(+8) = 864,86 + 80,17 + 1781,06 + 175,26 = 2901,25 \text{ МВт};$$

$$Q(-5,9) = 1789,56 + 165,88 + 1781,06 + 175,26 = 3911,76 \text{ МВт};$$

$$Q^p(-25) = 3459.43 + 320,66 + 1781,06 + 175,26 = 5736,41 \text{ МВт};$$

В ЛП

$$Q(\text{ЛП}) = 1781,06 + 175,26 = 1956,32 \text{ МВт};$$

Тепловая нагрузка района в горячей воде в зависимости от температуры наружного воздуха равна:

В ОП

$$Q(+8) = 864,86 + 80,17 + 1781,06 = 2726,09 \text{ МВт};$$

$$Q(-5.9) = 1789,56 + 165,88 + 1781,06 = 3736,5 \text{ МВт};$$

$$Q^p(-25) = 3459.43 + 320,66 + 1781,06 = 5561,15 \text{ МВт};$$

В ЛП

$$Q(\text{ЛП}) = 1781,06 \text{ МВт};$$

По тепловой нагрузке в горячей воде строится левая часть годового графика теплопотребления  $Q=f(t_n)$

Таблица 11.1 - Среднемесячные температуры наружного воздуха в г.Алматы

Месяцы	Среднемесячная температура наружного воздуха, °С	Число суток
январь	-6,8	31
февраль	-5,1	28
Декабрь	-4,4	31
ноябрь	1,1	30
Март	1,9	31
Октябрь	9,6	21
Апрель	10,7	17
	8,9	189

## 12 Подавление образования оксидов азота

### 12.1 Описание процесса

Оксиды азота могут образовываться в процессе горения в топках мощных паровых котлов при высоких температурах в ядре факела.

Характерной особенностью образования оксида азота является низкая зависимость от типа и состава топлива, но пациенты полагаются на режим сгорания и организацию процесса сгорания.

В топочной камере образуются в основном монооксид азота. Оксид азота превращается в более токсичный диоксид, когда дымовой газ смешивается с атмосферой после выхода из дымовой трубы. При расчете условно предполагается, что в дымоходе содержится только диоксид азота.

Типичные значения содержания диоксида азота в уходящих газах за паровыми котлами при нормальных условиях приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Значения содержания диоксидов азота в уходящих газах

Оборудование	Содержание NO <sup>2</sup> в сухих продуктах сгорания, г/м <sup>3</sup> , различных топлив	
Паровые котлы ТЭС 420-480 т/ч	Природный газ	Мазут
	0,451/0,201	0,451/0,302
Энергоблоки мощностью 300 МВт	0,702/0,351	0,701/0,403
Энергоблоки мощностью 500 и 800 МВт	0,953/0,452	0,951/0,551

Как следует из таблицы 12.1, выхода оксидов NO<sub>2</sub> в пересчете на диоксид азота на 1 м<sup>3</sup> дымовых газов за топочной камерой, приведенный к нормальным условиям, растет с увеличением мощности парового котла и зависит от топочного устройства.

При сжигании природного газа и мазута конкретная структура процесса сгорания может значительно снизить содержание оксида азота. Большинство мер по подавлению образования оксидов азота связаны с падением температуры в активной зоне зоны горения. Эти мероприятия включают в себя следующее:

1) Рециркулируйте дымовой газ с помощью специального дымососа, который собирает дымовой газ после экономайзера и подает его в печь. Смешивание около 20% дымовых газов может снизить концентрацию NO на 40%;

2) Двухступенчатое сгорание топлива, когда все топливо и часть воздуха подается в нижнюю часть горелки, должно быть сожжено (теоретически необходимое количество составляет 0,8-0,9). Когда это происходит, топливо частично испаряется при более низкой температуре в активной зоне факела, чем при полном сгорании. Кроме того, оставшийся воздух для дожигания неполного продукта сгорания подается в верхний ремень, однако температура не слишком сильно увеличивается;

3) Количество воды вместо пара, поступающего в сопло топливного масла, составляет 8-10% от массы топлива, что может снизить концентрацию оксидов азота на 20-30%;

4) При использовании природного газа и жидкого топлива образование оксидов азота значительно снижается, а воздух становится избыточным ( $\alpha = 1,02-1,03$ ).

При температурах ниже 2000 К, наблюдаемых в активной зоне факельного газа сгорания или мазута, считается, что количество вредных примесей в форме оксидов азота не образуется или формируется вообще так, что они незначительны.

Исследования показали, что концентрация оксидов азота в выхлопных газах котлов может быть высокой. Поскольку современные электростанции выделяют большое количество продуктов сгорания, сокращение вредных выбросов является важной задачей.

Основным источником оксидов азота является молекулярный азот окислителя (воздуха), который реагирует с атомарным кислородом, который образуется в процессе горения (механизм Зельдовича) в областях с относительно высокой температурой. Эти оксиды обычно называют теплом.

Зарубежные и отечественные исследователи обнаружили, что в областях с относительно низкой температурой (менее 1800 К), помимо тепла, могут происходить быстрые оксиды азота вследствие последующего взаимодействия атомарного азота с гидроксидом ОН. Реакция группы  $\text{CH}_2$  с молекулой азота в процессе.

При сгорании мазута и других топлив, содержащих азотсодержащие компоненты, оксиды азота в топливе образуются непосредственно из этих соединений. Этот процесс происходит в корневой области горелки при температуре около 1000 К и обладает сильным эффектом концентрации кислорода. Образующиеся оксиды азота могут реагировать с продуктами, которые химически неполностью сгорают.

Продукты сгорания топлив содержат следующие оксиды азота: диоксид азота ( $\text{NO}_2$ ), монооксид азота ( $\text{NO}$ ) и гемоксид азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ).

Технический метод уменьшения количества первых двух оксидов  $\text{NO}_j + \text{NO} = \text{NO}_x$  также, как полагают, обеспечивает ингибирование третьего

оксида - ( $N_2O$ ). Однако ни один прямой эксперимент не подтвердил эту гипотезу. Кроме того, имеются доказательства того, что соответствующего изменения содержания  $N_2O$  не происходит, поскольку концентрация  $NO_x$  в продуктах сгорания значительно снижается (вследствие поэтапного сгорания). Таким образом, выбросы газа из газовых котлов представляются наименее опасными, а твердотопливные - наиболее опасными.

Неблагоприятное воздействие  $N_2O$  на здоровье человека связано с уменьшением концентрации атмосферного озона, что приводит к потреблению биосферного озонового слоя. Кроме того,  $N_2O$  поглощает излучение в инфракрасном спектре, тем самым уменьшая охлаждение земной коры (т.е. производя парниковый эффект) в точное время суток. Этот эффект в основном связан с некоторым увеличением концентрации углекислого газа в атмосфере.

#### 12.1.1 Снижение выбросов оксидов азота при сжигании топлива с малым избытком воздуха

Этот метод является наиболее разумным, потому что он идет с ним.

Воздействие на окружающую среду может повысить эффективность котла, а сжигание серосодержащего топлива также может снизить коррозию и степень загрязнения нагреваемой поверхности.

Изучено влияние институциональных факторов на энергетические, промышленные и отопительные котлы на содержание вредных компонентов в продуктах сгорания газа и топлива.

Зависимость концентрации  $NO_x$  в продуктах сгорания природного газа от избытка воздуха имеет экстремальный характер. При уменьшении коэффициента  $\alpha$  с 1,2 до 1,02 содержание  $NO_x$  снижается примерно в 2 раза. В интервале значений  $\alpha$  от 1,2 до 1,6 также наблюдается сильное уменьшение концентрации  $NO_x$  при тепловых напряжениях топочного пространства, которые варьировались в пределах от 12 до 92 МВт/м<sup>3</sup> (10 и 80 Гкал/(м<sup>3</sup>×ч)).

Аналогичная зависимость наблюдалась в печи мощного энергетического котла при сжигании мазута, природного газа и сероводородсодержащего газа.

Определить минимально допустимый уровень избыточного воздуха

Каждый котел используется отдельно в зависимости от качества и количества.

Содержание серы в используемом топливе, совершенство установленной на нем установки сгорания, плотность газа в футеровке камеры сгорания, оборудование с измерительным прибором и тому подобное.

По причинам надежности и эффективности общие потери из-за химического и механического неполного сгорания не должны превышать 0,3%.

Следует также помнить, что уменьшение избытка воздуха при сохранении постоянных всех других конструктивных рабочих факторов может привести к увеличению выбросов другого токсичного компонента, бензо (а) пирена. Поскольку органические компоненты аэрозоля увеличиваются, количество твердых выбросов увеличивается. Часть этих аэрозолей представляют собой полициклические ароматические углеводороды с высокой канцерогенной активностью - бензо (а) пирен, иногда образующийся при сжигании низкомолекулярных углеводородных газов, главным образом путем синтеза простых алифатических углеводородов из продуктов разложения, и Сжигание жидкого топлива, такого как мазут. Первый - это результат разрушения полимерного соединения (и только частично путем синтеза). Высокая токсичность бенз (а) пирена характеризуется максимально допустимой концентрацией вещества в атмосфере 0,1 мкг / 100 м<sup>3</sup>.

Одним из способов снижения выбросов канцерогенов в атмосферу является улучшение процесса сгорания мазута путем улучшения качества распыления различных нагрузок, модернизации горелки, повышения температуры нагрева мазута и улучшения смешивания впрыскиваемого мазута с воздухом. Оснащение котла на жидком топливе устройством для улавливания золы также передает наиболее благоприятное значение коэффициента избытка воздуха в печи на очень небольшую площадь.

Анализ результатов исследования показал, что в случае выбросов бензо (а) пирена жидкое и газообразное топливо может сжигаться с очень низким избытком воздуха, количество которого обычно не приводит к нарушению гигиенического стандарта в районе расположения ТЭС.

Чтобы эффективно снизить концентрацию бензо (а) пирена, образующегося в результате простого синтеза углеводородов, процесс сжигания топлива должен выполняться без недостатка окислителя в локализованной части печи, а уровни температуры в этих областях не Уменьшите его до уровня ниже 1000К.

В результате исследования установлено, что при коэффициенте расхода первичного воздуха  $\alpha_r=0,98$  и подаче вторичного воздуха при  $\alpha_r=1,05$  можно понизить содержание  $\text{NO}_x$  в продуктах сгорания до 120 мг/м<sup>3</sup>. Уходящие газы при этих условиях содержали СО – 0,006%; сажу – 10 мг/м<sup>3</sup>; бенз(а)пирен – 0,08 мкг/100 м<sup>3</sup>, т.е. концентрация бенз(а)пирена не превышала ПДК, установленного для атмосферного воздуха. При форсировке топочной камеры котла малой производительности до  $q_v=0,71$



МВт/м<sup>3</sup> содержание токсичных веществ не превышало: СО – 0,008%; сажи - 12 мг/м<sup>3</sup>; бенз(а)пирена – 0,2 мкг/100 м<sup>3</sup>.

### 12.1.2 Рециркуляция дымовых газов в зону горения

Общее влияние рециркулирующего газа на результирующую концентрацию оксида азота формируется путем изменения температуры и изменения концентрации окислителя в зоне реакции.

Схема рециркуляции дымовых газов в котле ТГМП – 314, оборудованном газомазутными горелками ТКЗ с паромеханическим распылением мазута. Продукты сгорания отбираются после водяного экономайзера с помощью двух дымососов ГД-200-500У и подаются в периферийные каналы горелок вместе с воздухом.

Поскольку около 15% рециркулирующего газа подается через периферийный канал горелки со скоростью, близкой к скорости выходного воздуха, концентрация оксидов азота в дымовых газах может быть уменьшена в два раза. Этот метод подачи переработанного газа в зону горения был тщательно изучен и повсеместно распространен.

Газы рециркуляции отделяют часть окислителя от топлива, вследствие чего в корневой части факела горения протекает с недостатков воздуха. Кроме того, газы рециркуляции снижают температуру факела.

Производительность горелки по мазуту 1,4 кг/с, по газу – 1,6 м<sup>3</sup>/с. Доля газов рециркуляции – до 25%. При коэффициенте избытка воздуха в конце топки, равном 1,02, недожог (химический и механический) практически отсутствует. Реализация данного комплекса мероприятий приводит к снижению выбросов NO<sub>x</sub> при сжигании газомазутного топлива в 2 – 4 раза.

Основным недостатком способа является необходимость создания в горелке дополнительного канала, что несколько усложняет ее конструкцию.

Аналогичные результаты можно получить и при подаче дымовых газов рециркуляции в поток дутьевого воздуха перед горелками. В этом случае приходится применять специальные мероприятия по гомогенизации топливно-воздушной смеси, например путем подачи газов рециркуляции через уплотнения РВП или устройства специального аэродинамического смесителя, который целесообразно размещать в воздуховоде сразу же за РВП.

При плохом смешивании газов рециркуляции с воздухом эффективность подавления оксидов азота уменьшается и, кроме того, увеличивается неравномерность распределения окислителя по отдельным горелкам, что затрудняет внедрение режимов сжигания с малыми избытками воздуха.

Недостаток описанной выше схемы впрыска рециркуляционного газа состоит в том, что необходимо герметизировать воздушный канал от смесителя к горелке, поскольку утечка смеси дымовых газов и воздуха вызывает увеличение содержания газа в камере котла.

Следует отметить, что рециркуляция дымовых газов при постоянной работе котла несколько увеличивает расход энергии на собственные нужды, однако при уровне удельного расхода энергии на дутье, равном 4 – 5 кВтч/т пара, повышение расхода энергии на собственные нужды составит всего 0,8 – 1,0 кВтч/т пара.

### 12.1.3 Двухступенчатое сжигание топлива для снижения выбросов оксидов азота

Особенность двухступенчатого сгорания топлива состоит в том, что количество воздуха, подаваемого первой зоной сгорания, меньше теоретически необходимого количества ( $\alpha_g = 0,70-0,95$ ), тогда как вторая зона подает оставшийся воздух, необходимый для полного сгорания топлива. В результате максимальная температура в зоне горения снижается, а концентрации молекулярного и атомарного кислорода в активной зоне факела снижаются. Эффективность двухступенчатого сгорания топлива зависит от общего коэффициента избытка воздуха  $\alpha_t$ , а также от значения коэффициента избытка воздуха на первой и второй стадиях сгорания топлива.

Эффективность способа также зависит от конструктивных характеристик горелки и топчного аппарата, площади и относительного положения поверхности нагрева экрана. Благодаря этой механической передаче

Опыт двухступенчатого сжигания топлива от одного котла к другому может не дать ожидаемых результатов. Поэтому каждый тип котла должен быть предварительно определен, чтобы определить наиболее разумный выбор для двухступенчатого сжигания.

Наибольшее распространение на практике получили следующие варианты двухступенчатого сжигания топлива:

-часть воздуха подается в горелки вместе с топливом, а остальная часть поступает в зону дожигания (встречное дутье);

-горелки в нижней части топки работают с недостатком воздуха, а горелки в верхней (или средней) части топки работают с избытком воздуха;

-часть горелок работает с  $\alpha < 1,0$ , а другая часть горелок отключена по топливу и служит только для подачи воздуха для дожигания горючих компонентов.

Двухступенчатое сгорание уменьшает образование «горячих» и «топливных» оксидов азота, что очень важно при сжигании азотсодержащих топлив. Эти виды топлива включают мазут, добываемый на отечественных нефтяных месторождениях.

В случае, когда горелки расположены в камере сгорания в несколько слоев, двухступенчатое сгорание обычно выполняется путем перераспределения потока продувочного воздуха через горелки между слоями. Часть горелок при этом работает с  $\alpha_r < 1,0$ , а другая часть горелок с  $\alpha_r > 1,0$ .

Этот вариант двухступенчатого сгорания впервые был исследован на ВТИ на котле ТГМ-84, который включал трехслойную схему 18-слойной горелки. Перераспределяя поток воздуха через воздух через слой, выброс оксидов азота можно уменьшить не более чем на 20%. В то же время было отмечено, что технико-экономические показатели работы котла ухудшились.

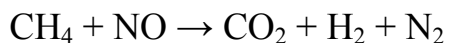
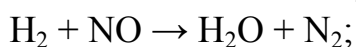
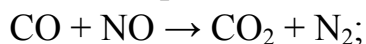
Для котла же типа ТГМ – 84, но с четырехъярусной компоновкой горелок, СКВ ВТИ разработан другой (мало затратный) вариант двухступенчатого сжигания газа и мазута с использованием части горелок верхнего яруса для подачи вторичного воздуха. Через 6 сопл, установленных в горелочных амбразурах, подавалось до 20% общего количества воздуха.

В результате реализации этого проекта достигнуто снижение выбросов оксидов азота, как на газе, так и на мазуте примерно в 1,5 – 2 раза. Следует, однако, отметить, что топочные камеры котлов ТГМ – 84 имеют большие присосы воздуха из атмосферы (более 10%). В связи с этим указанные выше режимы двухступенчатого сжигания удастся осуществить лишь при сжигании мазута при повышенных избытках воздуха на выходе из топок ( $\alpha = 1,05 – 1,07$ ) по условиям полноты выгорания топлива.

Перераспределение потоков воздуха между горелками, котлов БКЗ – 420 – 140 НГМ, работающих на нефтяном газе переменного состава, является обязательным условием двухступенчатого сжигания. В работе отмечается, что при сжигании природного газа с высоким содержанием сероводорода обеспечивается снижение  $C_{NO}$  в 2 раза и  $C_{SO}$  – на 25% (при сопоставимых нагрузках и избытках воздуха). Увеличение расхода электроэнергии, вызванное неравномерной подачей воздуха по горелкам, перекрывается уменьшением расхода электроэнергии на дутье в связи с уменьшением избытка воздуха, необходимого для поддержания заданного уровня перегрева пара.

Исследования ВТИ показывают, что трехэтапный подход к сжиганию природного газа является перспективным в снижении выбросов оксида азота. Это требует минимальной реконструкции узла сгорания.

Суть этого метода заключается в том, что с помощью двух или более слоев компоновки горелки можно создать зону вспышки со значительно уменьшенной средой, где



приходит восстановление оксидов азота до молекулярного азота.

На котле ПК – 33 внедрен указанный метод. В горелке первого слоя сохраняется коэффициент избытка воздуха около 1,0. Подача газа второй горелкой на 20-30% выше стандартной. За счет этого образовалась восстановительная зона с высоким содержанием продуктов химического недожога, которые затем дожигались в струях воздуха (15% от общего количества), подаваемого через сопла, расположенные на 3 м выше уровня горелок второго яруса.

Испытания показали, что при этом топка работала экономично, газ сгорал полностью, а концентрация оксидов азота уменьшилась на 35 – 40%.

Обобщая имеющиеся данные, можно предположить, что рекомендации в основном касаются двух- и трехступенчатого сжигания несеросодержащих газовых котлов. В котлах, работающих на кислотном мазуте, использование этих схем ограничено параметрами пара. Для котлов со сверхкритическими параметрами эффективность этого метода требует длительных испытаний из-за риска присутствия экрана в области нижней лучистой части сероводородной коррозии.

#### 12.1.4 Впрыск воды или водяного пара в зону горения топлива

Ввод воды (или водяного пара) в зону сгорания - это метод предотвращения образования оксидов азота в котельной печи, в которой нет системы рециркуляции дымовых газов, которую сложно организовать.

Два уровня сгорания.

Впрыск воды не только снижает выбросы оксида азота, но также снижает выбросы продуктов, вызывающих горение, таких как сажа в атмосфере и бензо (а) пирен.

Ввод воды в зону сгорания газа приводит к значительному снижению концентрации NOx в продуктах сгорания. Если удельный расход воды, впрыскиваемой в зону сгорания, составляет 0,25 кг / м<sup>3</sup> горючего газа, концентрация в продуктах сгорания снижается до 110 мг / м<sup>3</sup>, т.е. по сравнению с процессом сгорания без впрыска. Ввод факела сточных вод, содержащего токсичные примеси органических соединений (таких как метанол), полностью прекращает сброс в резервуар загрязненной

промышленной воды даже из-за обеззараживания в результате пожара в топке котла.

Промышленные исследования разработанного способа проведены на котлах ТГМ – 84, ТГМ – 94, ПК – 10 и БКЗ – 320 – 140 ГМ. Полученный эффект по снижению концентрации при сжигании газа и мазута в режиме полной нагрузки равнялась 25% на котлах ТГМ – 84, ТГМ – 94, ПК – 10 и 15% на котле БКЗ – 320- 140 ГМ при водотопливном соотношении 8 – 10 %.

Необходимо подчеркнуть, что подача влаги в топку котла во всех случаях понижает КПД установки на 0,7% при подаче 8% влаги от массы топлива. В связи с этим ВТИ рекомендует реализовывать его только в периоды неблагоприятной метеорологической обстановки, если использованы все другие способы снижения вредных выбросов.

В заключении данного параграфа следует обратить внимание на необходимость четкого физико-химического объяснения факта ограничения возможности снижения концентрации оксидов азота в продуктах сгорания топлив до предельной величины, возрастающей с увеличением размеров топочно-горелочного устройства. Например, в малых топочных устройствах, работающих на газе – это 100 мг/м<sup>3</sup> (т.е. уровень «быстрых» NO<sub>x</sub>), в котлах 50 – 200 т/ч пара – 150 – 200, в котлах энергоблоков – 200 – 300 мг/м<sup>3</sup>.

#### 12.1.5 Влияние некоторых конструктивных особенностей топочно – горелочных устройств на выбросы оксидов азота

В настоящее время здесь много энергетических объектов.

Различные газовые плиты. В некоторых случаях разнообразие их конструктивных особенностей затрудняет получение четкой количественной зависимости.

Люди могут заметить только циклон и другие вещи

При тех же условиях оксидов азота на 10% больше, чем в котле с вихревой горелкой. Теоретические соображения и существующие промышленные исследования показали, что температура воздуха, поступающего в горелку, оказывает непосредственное влияние на скорость образования оксидов азота.

Как правило, эта температура не может значительно упасть в соответствии с пунктом эффективности. Тем не менее, следует помнить, что снижение температуры с 315 ° С до 200 ° С может снизить содержание оксида азота на 40% в котлах ТЭЦ и содержание оксида азота на 30% в котлах КЭС. С другой стороны, увеличение ТВ с 315 градусов по Цельсию до 400 градусов по Цельсию полно на 47% увеличения оксидов азота в когенерационных котлах и на 25% увеличения котлов КЭС.

Имеются данные, свидетельствующие о том, что при горении газа степень рециркуляции влияет на снижение  $\text{NO}_x$  сильнее, чем при горении жидкого топлива.

При сжигании природного газа в горелке с коаксиальными соплами выход  $\text{NO}_x$  в диффузионном (турбулентном) шлейфе оказывается в 4-5 раз ниже, чем при сжигании предварительно приготовленной топливовоздушной смеси. Скорость потока газа в этих сравнительных экспериментах поддерживалась постоянной, как и значение коэффициента избытка воздуха ( $a = 1,02-1,05$ ). Когда воздух, поступающий в горелку, нагревается от 300 до 840 К, образование  $\text{NO}_x$  в турбулентном диффузионном шлейфе увеличивается примерно в четыре раза.

Все вышперечисленное указывает на то, что в промышленных условиях было испытано множество мер по снижению концентрации оксидов азота в дымовых газах котла в несколько раз.

Тем самым улучшается атмосферное состояние территории электростанции. Меры должны быть приняты при проектировании новых котлов и реконструкции существующих котлов, принимая во внимание тип установки, тип используемого топлива, наличие электростанций и фоновое загрязнение воздуха.

## **12.2 Расчет концентрации оксидов азота в дымовых газах энергетических котлов**

Паровой котел Пп – 640 – 140 ГМ Подольского машиностроительного завода имени Орджоникидзе (ЗиО). Котел имеет П – образную компоновку и состоит из двух семеричных корпусов, работающих параллельно на одну турбину. На каждом корпусе котла установлены пароохладители впрыскивающего типа для регулирования температуры пара первичного перегрева пара, для регулирования температуры пара вторичного перегрева – паро – паровым теплообменником с байпасами и аварийными впрысками. На каждом корпусе котла Пп – 640 – 140 ГМ установлены 10 горелочных форсунок для сжигания газа и мазута, конвективными поверхностями нагрева, а также тягодутьевыми установками обеспечивающие работу котла с уравновешенной тягой.

Паровой котел рассчитан для работы при следующих параметрах:

- нагрузка котла  $2 \times 320 = 640$  т/ч;
- давление первичного пара 140 МПа;
- температура первичного пара 545 °С;
- расход пара через промежуточный перегреватель  $2 \times 278,5 = 557$  т/ч;

- давление пара на входе в промежуточный перегреватель 2,5 МПа;
- температура пара на входе в промежуточный перегрев 345 °С;
- давление питательной воды на входе в котел 19,2 МПа;
- температура питательной воды на входе в котел 242 °С;
- расход газа, при  $Q_H^p = 34,584 \text{ МДж/м}^3$  53,59 т/ч;
- КПД брутто при работе на мазуте 93,26%;
- КПД брутто при работе на газе 93,8%;
- ширина топочной камеры 10,71 м;
- глубина топочной камеры 6,22 м;
- температура воздуха подаваемого в горелки 270 °С.

В топках  $q_{лг}$  находят, принимая соответственно ее геометрические размеры и тепловую мощность

$$Q = 1,1 \times V^p \times Q_H^p; \quad (12.1)$$

$$Q = 1,1 \times 14,886 \times 34,584 = 566,299 \text{ МВт};$$

Где  $V^p$  – расход топлива (располагаемый) на одну ячейку, кг/с;  
 $Q_H^p$  – низшая теплота сгорания, МДж/м<sup>3</sup>.

Температурный уровень в зоне активного горения зависит от величины  $q$ . Следовательно, этот показатель определяет и температуру в зоне образования термических оксидов азота, содержание которых имеет превалирующее значение в газомазутных топках, при  $\alpha=1,02$ .

Данные промышленных экспериментов позволили найти указанную зависимость в виде следующих уравнений (при  $0,5 < q < 3,0 \text{ МВт/м}^2$ ), при сжигании газа:

$$C_{NOx}^{исх} = [613 \times q_{лг}^{0,88}] \times K_m; \quad (12.2)$$

$$C_{NOx}^{исх} = [613 \times 1,6^{0,88}] \times 0,87 = 806,501 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Где  $C_{NOx}^{исх}$  – исходная концентрация оксидов азота, мг/м<sup>3</sup>;

$$q_{лг} = Q/2 \times (a_{тп} - b_{тп})z_я h_я + 1,5 \times a_{тп} b_{тп}; \quad (12.3)$$

$$q_{лг} = \frac{566,299}{2} \times (6,22 + 10,71) \times 7,5 + 1,5 \times 6,22 \times 10,71 = 1,6 \text{ МВт/м}^3;$$

$$K_M = 1 - \exp\left(-\frac{1,5+Q^{0,41}}{7,1}\right) = 0,87; \quad (12.4)$$

При подовой компоновке горелок по данным ВТИ протяженность зоны активного горения определяется единичной мощностью горелок. В связи с этим рекомендуется принимать:  $z_{я}h_{я} = 7,5$  м, при установке горелок единичной мощностью от 50 до 100 МВт (5 – 10 т/ч);  $z_{я}h_{я} = 10$  м, для горелок 101 – 160 МВт (10,1 – 16 т/ч).

При сниженных температурах воздуха (< 500 К), поступающего в горелки, нужно результаты, получаемые по уравнению (7.2), умножить на коэффициент

$$K_{ГВ} = 1 - 0,001 \times (620 - T_B); \quad (12.5)$$

$$K_{ГВ} = 1 - 0,001 \times (620 - 543) = 0,923;$$

Где  $T_B$  – температура воздуха подаваемая в горелки, К.

Влияние избытка воздуха учитывается коэффициентом

$$K_a = A - B(a - a_0)^2 + V(a - a_0); \quad (12.6)$$

$$K_a = 1,13 + 53(1,07 - 1,07)^2 - 0,01(1,07 - 1,07) = 1,13;$$

Где постоянные А, Б, В и  $a_0$ , зависящие от вида топлива и конструкции топки котла в табл. 5.1.[26] Для вновь создаваемых мощных энергетических котлов можно принимать  $A = 1,35$ ;  $B = 43$ ;  $V = 2$ ;  $a_0 = 1,09$ .

Эффективность различных методов снижения концентрации оксидов азота определяется коэффициентами, учитывающими:

- действие рециркуляции дымовых газов

$$K_r = 1 - a_{рец}r; \quad (12.7)$$

где  $r$  – доля рециркуляции, %;

$a_{рец}$  – коэффициент, зависящий от способа подачи газов рециркуляции,  $a_{рец}$  равен:



0,0025 – при подаче газов рециркуляции под топку ( $r \leq 20\%$ );  
0,010 – при подаче газов в шлицы под горелки;  
0,020 – при подаче газов вокруг амбразуры горелок;  
0,025 – при подаче газов в смеси с воздухом или в амбразуры горелок  
(со скоростью, равной выходной скорости воздуха);

- действительную нагрузку котла:

$$K_N = (D/D_H)^{1,25}; \quad (12.8)$$

$$K_N = (139/177)^{1,25} = 0,739;$$

Где  $D, D_H$  – действительная и номинальная нагрузка котла, кг/с.

Расчетная концентрация оксидов азота (при  $a$  в конце топки),  $\text{мг/м}^3$ , определяется:

$$C_{\text{NO}_x} = C_{\text{NO}_x}^{\text{исх}} \times K_{\text{ГВ}} \times K_a \times K_r \times K_N; \quad (12.9)$$

$$C_{\text{NO}_x} = 806,501 \times 0,923 \times 1,13 \times 0,6 \times 0,739 = 372,975 \text{ мг/м}^3;$$

Данная методика расчета достаточно полно отражает процесс образования оксидов азота в топках котлов и действие мероприятий по сокращению выбросов этих оксидов в атмосферу.

## **13 Безопасность жизнедеятельности**

### **13.1 Оценка влияния АТЭЦ-1 на окружающую среду**

Климат района резко-континентальный. Средняя годовая температура воздуха в городе Алматы составляет  $8^\circ\text{C}$ , средняя температура отопительного периода составляет  $-3,4^\circ\text{C}$ , продолжительностью отопительного периода 182 суток. Наибольшую повторяемость в зимний период имеют ветра восточных, северных, северо-западных и западных направлений. Следовательно, город находится с наветренной стороны. Средняя скорость ветра:

-За самых три холодных месяца – 2,1 м/с;

-За самых три жарких месяца – 1,1 м/с.

Таблица 13.1 - Метрологические характеристики и коэффициенты определения условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование и характеристика	Величина
1. Коэффициент температурной сертификации, А	200
2. Коэффициент рельефа местности, η	1
3. Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца, °С	+25,5
4. Средняя температура наиболее холодного месяца, °С	-10,1
5. Средняя роза ветров, %	
С	11
СВ	12
В	14
ЮВ	16
Ю	7
ЮЗ	12
З	14
СЗ	14
Штиль	9
Скорость ветра, повторяемость которого составляет 5% м/с	13

### 13.2 Описание газообразного топлива

Газообразное топливо (газ) представляет собой смесь различных простых горючих газов и балластных газов. Горючие газы являются искусственными и естественными.

Искусственный газ производится на заводах природного газа

Термическая обработка твердого и жидкого топлива, а также

В качестве вторичного выпуска продукции в определенных отраслях, таких как доменная технология, производство кокса, переработка нефти и т. Д.

Природный газ включает в себя: 1) добычу на месторождениях чистого газа, 2) добычу из добытой нефти

Нефть, 3) из конденсатных нефтяных и газовых месторождений (состоящих из смесей сухого газа и тяжелых углеводородных паров), 4) сжиженных углеводородов, добываемых из нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Природа газообразного топлива зависит от природы различных горючих газов и негорючих газов и примесей. Топливная часть состоит из углеводородов, водорода и оксида углерода. Негорючая часть состоит из диоксида углерода, азота и кислорода. Примеси включают сероводород,

аммиак, цианидные соединения, водяной пар, нафталин, смолы, пыль и тому подобное. Негорючие газы и примеси являются балластами газообразного топлива, которые ухудшают их тепловые характеристики и рабочие характеристики. Поэтому содержание их доводится до минимума в соответствии с ГОСТ 5542-87.

Горючая часть. Углеводороды предельного ряда составляют основную горючую часть природных газов и имеют общую химическую формулу  $C_nH_{2n+2}$ . Первый в их ряду – метан  $CH_4$ , последующие – этан  $C_2H_6$ , пропан  $C_3H_8$ , бутан  $C_4H_{10}$ , пентан  $C_5H_{12}$  и др.

Конечный углеводород обладает высокой теплотворной способностью, бесцветен, не имеет запаха, не токсичен, но обладает слабым анестезирующим действием при высоких концентрациях. Когда количество накопления в комнате превышает 10%, это приведет к удушью из-за недостатка кислорода. По мере увеличения молекулярной массы углеводородов увеличивается их теплота сгорания, плотность и способность к конденсации.

$(Q_n^{мет}=39,86; Q_n^{этан}=70,42; Q_n^{проп}=101,74; Q_n^{бут}=133,98 \text{ МДж/м}^3)$ .

Большое количество ненасыщенных углеводородов содержится в искусственном газе. Их общая химическая формула  $C_nH_{2n}$ . Первыми тремя членами являются этилен  $C_2H_4$ , пропилен  $C_3H_6$  и бутен  $C_4H_8$ . Они похожи на насыщенные углеводороды в зависимости от их природы.

Водород  $H_2$  - невоспламеняющийся газ, бесцветный, без запаха, не токсичен. Он активен в реакции горения и присутствует во всех искусственных газах ( $Q_{нн2} = 12,77 \text{ МДж / м}^3$ ).

Угарный газ  $CO$  - горючий газ, бесцветный, безвкусный, вкусный, тяжелее воздуха и очень токсичный. Он образуется при неполном сгорании топлива и в большом количестве присутствует в искусственном газе.

Негорючая часть. Углекислый газ не имеет цвета и запаха, а его кислотность является слабой и нетоксичной, но он накапливается в помещении.

Асфиксия вызвана недостатком кислорода. Химически инертен.

$N_2$  Азот - это газ, который не имеет цвета, запаха и вкуса, не горит, не поддерживает горение и не токсичен. При повышенных температурах, например в печах, могут образовываться оксиды азота, которые являются высокотоксичными компонентами продуктов сгорания.

Кислород  $O_2$  - это газ, который не имеет цвета, запаха и вкуса, не горит и не поддерживает горение. Содержит небольшое количество в некоторых искусственных газах. В условиях повышенной влажности активно способствует коррозии металла в газопроводах и фитингах.

Примеси. Сероводород  $H_2S$  – бесцветный горючий газ с характерным запахом тухлых яиц. Может содержаться в искусственных плохо очищенных природных газах. Как сам  $H_2S$ , так и продукт его сгорания – сернистый газ  $SO_2$  весьма токсичны и разрушают металлы, образуя с железом пиррофорные соединения, способные самовоспламеняться в воздухе.

Аммиак  $NH_3$  – бесцветный газ с острым запахом нашатырного спирта, вредная токсичная примесь некоторых искусственных газов.

Цианистые соединения, в первую очередь синильная кислота  $HCN$ , могут образовываться в коксовых газах в результате взаимодействия углерода топлива с аммиаком. При нормальных условиях синильная кислота – бесцветная легкая жидкость с весьма высокими токсичными и коррозионными свойствами.

Пары воды могут содержаться в недостаточно осушенных газах. При высоких давлениях они образуют с тяжелыми углеводородами кристаллогидратные соединения, внешне напоминающие частички снега или льда, которые закупоривают газопроводы. Влага способствует коррозии металлов.

Нафталин, смола и пыль, осаждаемые на внутренних стенках газопроводов природного газа, уменьшают их поперечное сечение. Если газ плохо очищен, они преждевременно блокируют определенные газопроводы, закупоривая фильтры, клапаны и другие устройства.

Согласно техническим требованиям, предъявляемым к природному газу и нефтяному газу, жидкая суспензия в транспортном газе не должна превышать 20-50 грамм на 1000 кубических метров газа, а твердая суспензия не должна превышать 50 мг / 1000 кубических метров газа (0,05 мг / кубический метр).

Твердая подвеска способствует коррозии и износу технологического оборудования трубопроводов природного газа.

Установлено, что когда содержание твердой суспензии в газе составляет 5-7 мг / м<sup>3</sup>, эффективность трубы снижается на 3-5% в течение двух месяцев после операции, а когда содержание пыли превышает 30 мг / м<sup>3</sup>, труба через несколько недель из-за полной эрозии. После работы ударный износ прекращается.

### **13.3 Очистка уходящих продуктов сгорания котельных установок**

Согласно экологическим нормам природный газ является наиболее идеальным топливом. В продуктах сгорания нет золы, сажи и канцерогенов, таких как бензо (а) пирен.

Оксиды азота остаются единственными важными загрязнителями атмосферы при сжигании газов. Однако выбросы оксидов азота в среднем при сжигании природного газа ТЭС на 20% ниже, чем при сжигании угля. Это связано не с природой самого топлива, а с характером процесса его сгорания. Коэффициент избытка воздуха во время сжигания угля ниже, чем коэффициент воздуха во время сжигания природного газа. Поэтому природный газ является наиболее экологически чистым видом энергетического топлива и используется для выделения оксидов азота во время сгорания.

Экологические изменения при транспортировке природного газа. Современные магистральные трубопроводы представляют собой сложное инженерное оборудование, помимо линейного участка (самого трубопровода), который используется для перекачки нефти для насосных, насосных и компрессорных станций, нефтебаз, линий связи, систем электрохимической защиты, дорог, идущих вдоль дороги или Природные газовые установки и их подъезды, а также временные жилые поселки для операторов.

Выбросы, в основном метана, распределяются по всей длине газопровода, в основном за пределами населенных пунктов.

Из-за большого и малого «дыхания» резервуара, утечки газа и утечки воздух в атмосфере серьезно загрязнен и т.д.

Загрязнение воздуха из-за случайного выброса газа или сгорания различных нефти и нефтепродуктов на поверхности во время аварии характеризуется значительным сокращением времени воздействия и может быть отнесено к краткосрочным.

Атмосферный воздух также загрязнен утечками газа из-за утечек в стыках труб, утечек и испарения во время операций хранения и разгрузки, потери трубопроводов природного газа и нефти и нефтепродуктов и тому подобного. В результате рост растительности может быть подавлен, а максимально допустимая концентрация в воздухе может быть увеличена.

Поскольку на ТЭЦ-1 был произведен полный переход с твердого топлива на газообразное, то и все расчеты будут произведены по нему. В качестве резервного топлива используется мазут. Зачастую в зимнее время, при сжигании газа происходит недожег и возникает необходимость использования дополнительного топлива, которым и выступает мазут. В данной дипломной работе были рассчитаны выбросы оксидов азота, а также выбросы диоксидов серы с пентаокисью ванадия, которые выделяются при сжигании мазута, в пересчете на газ.

## 13.4 Расчет выбросов дымовых газов в атмосферу

### 13.4.1 Характеристика котлоагрегата

В котельном цеху ТЭЦ-1 действует шесть паровых котлов БКЗ-160-140-Ф. Однотрубный, вертикально-водотрубный котельный агрегат БКЗ-160-140-Ф с естественной циркуляцией предназначен для сжигания газа. В качестве резервного топлива может быть использован мазут марки М-100. Завод-изготовитель-Барнаульский котельный завод. Котел Ф-факельный.

Характеристика котлоагрегата приведена в таблице 13.2

Таблица 13.2 - Характеристика котлоагрегата

Значения	Величина
паропроизводительность	160 т/ч
давление перегретого пара	100 кгс/см <sup>2</sup>
температура перегретого пара	560 °С
энтальпия перегретого пара	3529 кДж/кг
температура питательной воды	215 °С
давление питательной воды	180 кгс/см <sup>2</sup>
давление пара в барабане	114 кгс/см <sup>2</sup>
температура насыщения	318 °С
энтальпия питательной воды	610 кДж/кг
температура холодного воздуха	30 °С
температура впрыскиваемой воды	316 °С
температура уходящих газов	128 °С
водяной объем котла	48 м <sup>3</sup>
паровой объем котла	29,5 м <sup>3</sup>
объем топочной камеры	762 м <sup>3</sup>
КПД котла	до 93% на газе
ширина котла по осям колонн	8,5 м
глубина котла по осям колонн	16,34 м
высота котла	32,7 м
полный вес металла котла	2580 т

Продолжение таблицы 13.2

вес металла под давлением	868 т
низшая теплота сгорания топлива	39430 кДж/м <sup>3</sup>
годовой расход топлива на котел	26480 тыс. м <sup>3</sup>

Давление пара на выходе из пароперегревателя, 10 МПа

По данным мониторинга с 2010-2018 гг. значения выбросов приведены в табл.13.3

Таблица 13.3 - Максимальные и средние выбросы предприятия

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Окись серы, SO <sub>2</sub>	Диоксид азота, NO <sub>2</sub>
1.Выбросы предприятия	C <sub>п</sub>	мг/м <sup>3</sup>	0,23	0,03
2.Максимально допустимые концентрации	C <sub>п</sub> <sup>М</sup>	мг/м <sup>3</sup>	0,5	0,085

#### 13.4.2 Расчет рассеивания вредных выбросов ТЭЦ-1

Так как основным сжигаемым топливом на АТЭЦ-1 является газ и мазут, из расчетов видно, что показатели выбросов ниже пределов допустимой концентрации вредных веществ в воздухе.

Сократить выбросы оксида азота из котлов специальный желоб для двухступенчатого сжигания.

Чтобы уменьшить выбросы диоксида серы и пентоксида ванадия, сжиженный газ и попутный газ, образующийся в процессе эксплуатации ТЭЦ-1, следует сжигать. Мазут будет использоваться только в качестве резервного топлива зимой.

В связи с имеющимися вредными выбросами на ТЭЦ-1, производится расчет вредных выбросов в атмосферу, в том числе:

1) Расчет выбросов вредных веществ от котлов:

а) Сернистый ангидрид

$$N_{SO_2} = 0,02 \times B \times S^p \times (1 - \eta'_{SO_2}) \times (1 - \eta''_{SO_2}); \quad (13.1)$$

Где S<sup>p</sup>=1,3% - содержание серы в топливе на рабочую массу;

$\eta'_{\text{so}_2}=0,02$  - доля сернистого ангидрида улавливаемая в газохода котла при сжигании мазута;

$\eta''_{\text{so}_2}=0$  - доля сернистого ангидрида улавливаемая в газохода котла при сжигании газа.

$$N_{\text{SO}_2} = 0,02 \times 2850 \times 1,3 \times (1 - 0,02) \times (1 - 0) = 72,6 \frac{\text{Г}}{\text{с}}$$

Где расход топлива (мазута) на котлы

$$B = \frac{n \times D_{\text{на}} \times (h_0 - h_{\text{пв}})}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \times \eta_{\text{па}}}; \quad (13.2)$$

где  $D_{\text{на}}$ , – соответственно расходы пара и продувочной воды (кг/ч, кг/с);

$Q_{\text{H}}^{\text{P}}$  – низшая теплота сгорания топлива кДж/кг, кДж/м<sup>3</sup>;

$\eta_{\text{па}}$  – коэффициент полезного действия котлоагрегата;

$h''$ ,  $h_{\text{пв}}$  – энтальпия соответственно пара, питательной воды, кДж/кг;

$h_{\text{пв}} = C \times t_{\text{пв}}$ ,

где  $C$  – удельная теплоемкость воды, кДж/(кг · °С);

$t_{\text{пв}}$  – температура питательной воды, °С (принять 70 - 80 °С).

$$B = \frac{3 \times 160 \times (3529 - 610)}{39430 \times 0,91} = 10,3 \frac{\text{Т}}{\text{ч}} = 28,5 \frac{\text{КГ}}{\text{с}} = 2850 \frac{\text{Г}}{\text{с}}$$

б) Оксиды азота:

$$M_{\text{NO}_x} = 0,34 \times 10^{-7} \times \text{KBQ} \left(1 - \frac{q_u}{100}\right) (1 - \varepsilon_1 r) \beta_1 \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2; \quad (13.3)$$

Где  $K = \frac{12 \times D_{\text{ф}}}{D + 200} = \frac{160 \times 12}{175 + 200} = 2,5$  – коэффициент, характеризующий выход оксидов азота на 1т сожженного топлива, кг/т,  $D=175$  т/ч – номинальный,  $D_{\text{ф}}=160$  т/ч – фактический;

$\beta_1=0,9$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого газа;

$\beta_2=0,85$  – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок (для вихревых горелок БКЗ-420);

$\beta_3=1$  – коэффициент учитывающий вид шлакоудаления (т.к. шлакоудаления нету то  $\beta_3 = 1$ );



На котле отсутствует рециркуляция воздуха, следовательно  $\varepsilon_1$  коэффициент рециркуляции, равен нулю, т.е  $\varepsilon_2$  коэффициент характеризующий снижение выбросов оксидов азота при двухступенчатом сжигании топлива.

$$M_{NOx} = 0,34 \times 10^{-7} \times 2,5 \times 2850 \times 39430 \times \left(1 - \frac{0}{100}\right) (1 - 0) \times 0,9 \times 0,85 \times 1 \times 1 = 7,3 \frac{\text{г}}{\text{с}};$$

в) Оксиды ванадия в пересчета на  $V_2O_5$

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \times q_{V_2O_5} \times B \times (1 - \eta_{oc}) \times (1 - \eta_y); \quad (13.4)$$

где содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчете на  $V_2O_5$ :

$$q_{V_2O_5} = 95,4 \times S^p - 31,6 = 95,4 \times 1,3 - 31,6 = 92,4 \frac{\text{г}}{\text{т}}; \quad (13.5)$$

$\eta_{oc}=0,005$  – коэффициент оседания  $V_2O_5$  на поверхностях КА, причем котлы у нас с промежуточным перегревом.

$\eta_y=0$  – доля твердых частиц продуктов сгорания мазута улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов.

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \times 92,4 \times 2850 \times (1 - 0,005) \times (1 - 0) = 0,260 \frac{\text{г}}{\text{с}};$$

2) Расчет вредных выбросов от котлов.

Т.к котлы работают на газе, то образуются только оксиды азота:

$$M_{NOx}^T = 0,34 \times 10^{-7} \times K_{B,r} Q \left(1 - \frac{q_u}{100}\right) (1 - \varepsilon_1 r) \beta_1 \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2; \quad (13.6)$$

Где суммарный расход газа на котлы:

$$B_r = 1800 \text{ г/с} = 6500 \text{ кг/ч.}$$

$$M_{NOx}^T = 0,34 \times 10^{-7} \times 2,5 \times 1800 \times 39430 \times \left(1 - \frac{0}{100}\right) (1 - 0,03 \times 0,2) \times 0,8 \times 0,5 \times 1 \times 1 = 2 \frac{\text{г}}{\text{с}};$$

### 3) Суммарные выбросы вредных веществ от АТЭЦ-1.

Таблица 13.4-Максимальные вредные выбросы на ТЭЦ-1

Выбросы	Величина
Оксидов азота	7,3 г/с
Сернистого ангидрида	72,6 г/с
Пятиоксида ванадия	0,26 г/с

### 4) Максимальная концентрация вредных выбросов.

Максимальная приземная концентрация вредных веществ  $C_m$  при неблагоприятных условиях:

$$C_m = \frac{A \times M \times I \times m \times n \times \eta}{H^2 \times \sqrt[3]{V_T \times \Delta T}}, \quad (13.7)$$

Где  $A=200$  - коэффициент температурной стратификации;

$F=1$  - коэффициенты, учитывающие скорость оседания веществ;

$\eta=1$  – безразмерный коэффициент, учитывающий рельеф местности, в нашем случае ровная и слабо пересеченная;

$H=60$ м - высота дымовой трубы.

Расход газов:

$$V_r = \alpha_{yx} \times V_T \times B \times \frac{v_{yx} + 273}{273}; \quad (13.8)$$

Где  $v_{yx}=130$  м/с – скорость выхода дымовых газов.

$V_T = 11,1$  м<sup>3</sup> – теоретический объем воздуха

$$V_r = 1.28 \times 11.1 \times 4.65 \times \frac{130+273}{273} = 97.5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 351 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Разность температуры

$$\Delta T = 100^\circ\text{C};$$

Значение коэффициентов  $m$  и  $n$ :

При

$$v_m = 1.3 \times \frac{w_0 \times D}{H} < 2; \quad (13.9)$$

$$v_m = 1.3 \times \frac{15 \times 3}{60} = 1.0 < 2;$$

$$n = 0.532 \times v_m^2 - 2.13 \times v_m + 3.13 = 1.532; \quad (13.10)$$

$$f_e = \frac{1}{0.67 + 0.1 \times \sqrt{f} + 0.341 \times \sqrt[3]{f}}; \quad (13.11)$$

$$f_e = \frac{1}{0.67 + 0.7 \times \sqrt{1.875} + 0.341 \times \sqrt[3]{1.875}} = 0.815;$$

Где

$$f = 1000 \times \frac{w_0^2 \times D}{H^2 \times \Delta T}; \quad (13.12)$$

$$f = 1000 \times \frac{1.5^2 \times 3.0}{60^2 \times 100} = 1.875;$$

Максимальные концентрации вредных веществ:

$$C_{NOx} = \frac{200 \times 9.3 \times 1 \times 0.815 \times 1.532 \times 1}{60^2 \times \sqrt[3]{97.5 \times 100}} = 0.03 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3};$$

$$C_{SO_2} = \frac{200 \times 72.6 \times 1 \times 0.815 \times 1.532 \times 1}{60^2 \times \sqrt[3]{97.5 \times 100}} = 0.23 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3};$$

$$C_{V_{2O_5}} = \frac{200 \times 0.26 \times 1 \times 0.815 \times 1.532 \times 1}{60^2 \times \sqrt[3]{97.5 \times 100}} = 0.0008 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3};$$

- 1) Расстояние от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение концентрации вредных веществ.

$$X_M = \frac{5-F}{4} \times d \times H; \quad (13.13)$$

$$X_M = \frac{5-1}{4} \times 9.5 \times 60 = 570 \text{ м};$$

Для дымовой трубы (новой) Н=90 м

$$X'_M = \frac{5-F}{4} \times d \times H; \quad (13.14)$$

$$X'_M = \frac{5-1}{4} \times 9.5 \times 90 = 855 \text{ м};$$

где безразмерный коэффициент

$$\alpha = 7 \times \sqrt{v_m} \times (1 + 0.28 \times \sqrt[3]{f}); \quad (13.15)$$

$$\alpha = 7 \times \sqrt{1} \times (1 + 0,28 \times \sqrt[3]{1,875}) = 9,5;$$

При опасной скорости ветра  $V_m$ , приземная концентрация вредных веществ в атмосфере по оси факела определяется по зависимости:

$$C = S_i \times C_m; \quad (13.16)$$

Безразмерный коэффициент  $S_i$ ;

При  $F=1$ :

$$\frac{x}{x_m} \leq 1; \quad (13.17)$$

$$S_1 = 3 \times (x/x_m)^4 - 8 \times (x/x_m)^3 + 6 \times (x/x_m)^2; \quad (13.18)$$

$$1 < x/x_m \leq 8; \quad (13.19)$$

$$S_1 = \frac{1.13}{0.13 \times (x/x_m)^2 + 1}; \quad (13.20)$$

Таблица 13.5 – Результаты вычислений

$x/x_m$	0.5	1	2	3	4	5	6	7	8
$x, \text{ м}$	285	570	1140	1710	2280	2850	3420	3990	4560
$S_1$	0,61	1	0,7422	0,522	0,3672	0,26592	0,1992	0,153 2	0,1212
$C_{\text{NOx}}, \text{ мг/м}^3$	0,02 1	0,03 1	0,0221	0,0156 1	0,0111	0,0081	0,0062	0,004 1	0,0036

Продолжение таблицы 13.5

$C_{SO_2}$ , мг/м <sup>3</sup>	0,15 1	0,23 1	0,172	0,121	0,0841	0,0612	0,04581	0,035	0,0281
$C_{V_{2O_5}}$ , мг/м <sup>3</sup>	0,00 056	0,00 081	0,0006 2	0,0004 11	0,000291	0,00021 1	0,00016	0,000 121	0,0001 1

По данным таблицы 13.5, строим график.

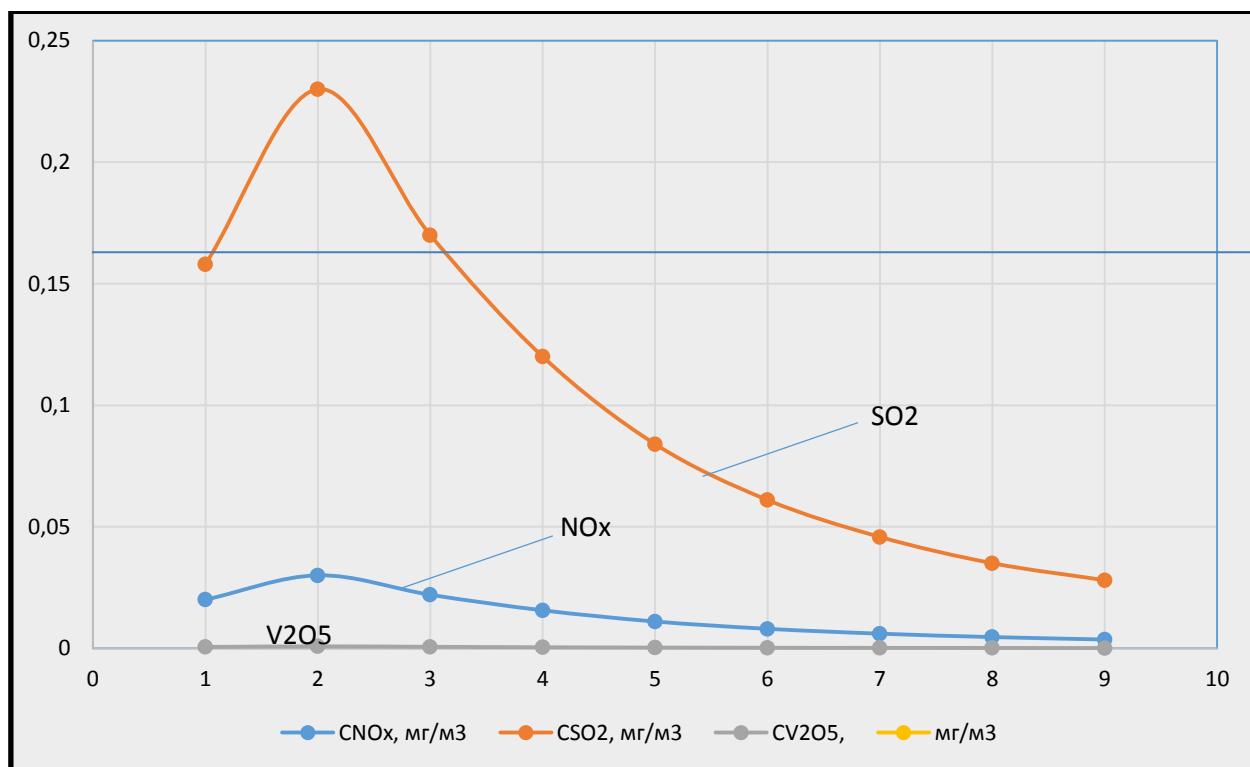


Рисунок 13.1-Зависимость концентрации вредного вещества в приземном слое атмосферы от расстояния от источников выбросов

Таблица 13.5 - Данные для построения розы ветров

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Р, %	11	12	14	16	7	12	14	14
l, м	70	80	90	105	45	80	90	90

Для восьмилучевой розы ветров:

$$P_0 = 100/8 = 12,5 \%$$

По табличным данным строим розу-ветров

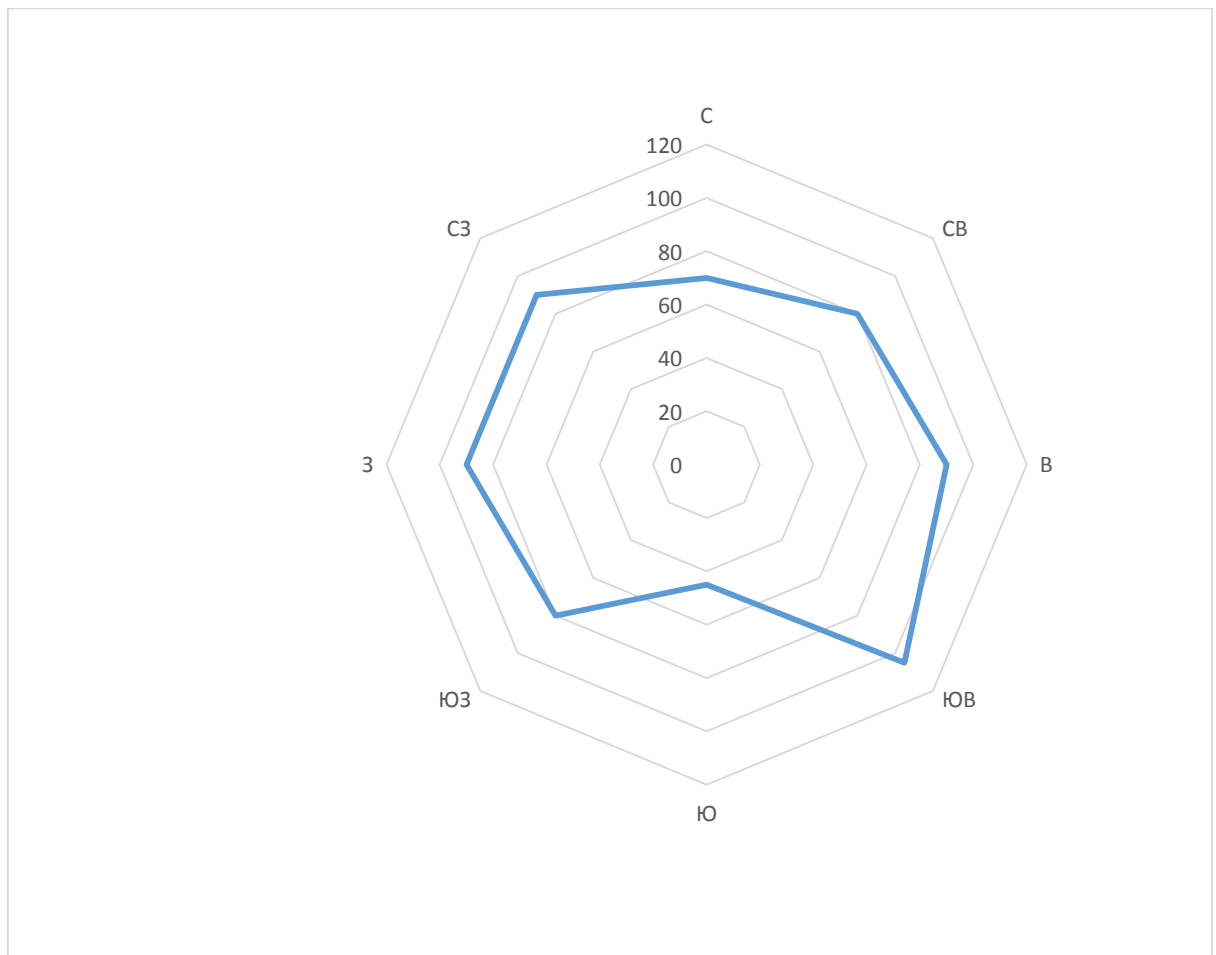


Рисунок 13.2 - Роза ветров

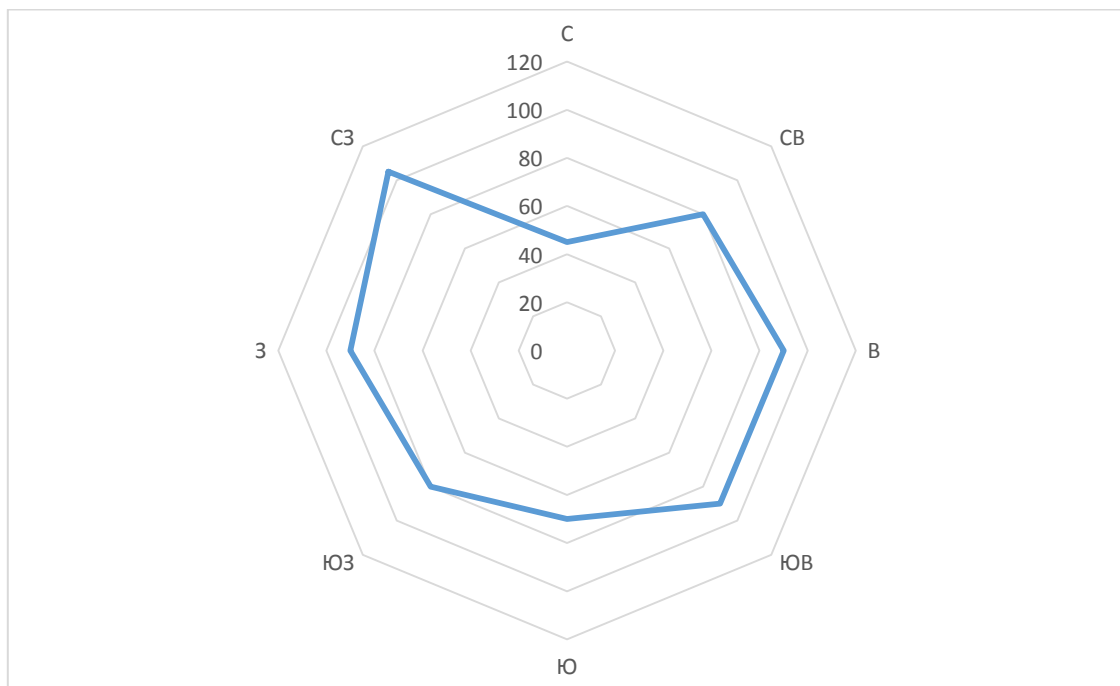


Рисунок 13.3 - Санитарно-защитная зона

### 13.4.3 Вывод по разделу безопасность жизнедеятельности

В разделе безопасность жизнедеятельности мы рассматривали оценку влияния ТЭЦ-1 на окружающую среду.

Был произведен расчет по предельно допустимым концентрациям и рассчитал выбросы вредных веществ в атмосферу:  $C_{NOx}=0,03$  мг/м<sup>3</sup>;  $C_{SO2}=0,23$  мг/м<sup>3</sup>;  $C_{V2O5}=0,0008$  мг/м<sup>3</sup>. Также была построена роза ветров, и на ее основе была разработана санитарно-защитная зона основное направление которой не превышает 105 м на СЗ.

Целью экологической части безопасности жизнедеятельности является создание благоприятных условий на рабочих местах и в рабочих зонах на ТЭЦ-1. Рассматривал оценку воздействия ТЭЦ-1 на окружающую среду при использовании газообразного топлива..

В связи с переходом станции с твердого топлива на газ, нормы выбросов выполняются.

### 14 Экономика

Целью экономической части является определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии на ТЭЦ-1 г.Алматы.

Для данных расчётов были использованы данные показателей электростанции за 2018 год.

В качестве исходных данных для расчета даются годовые объемы выработки электрической тепловой энергии и удельные расходы условного топлива на выработку 1 кВтч электрической энергии и 1 Гкал тепловой энергии, вид топлива, цена топлива (тенге /м<sup>3</sup> для газа).

Таблица 14.1 – Исходные данные к расчетам

Показатели электростанции	Обозначение	Единицы	Всего по станции
Выработано эл.энергии	Э	Тыс. кВт×ч	385625
Отпуск эл. энергии	Э <sub>отп</sub>	Тыс. кВт×ч	276683
Отпуск теплоэнергии	Q <sub>отп</sub>	Гкал	1301964,4
Уд. расход усл. топлива на:			

Продолжение таблицы 14.1

Отпущенную эл. энергию		г/кВтч	270
Отпущенную теплоэнергию		кг/Гкал	163
Цена топлива		тг/м <sup>3</sup>	30

Удельный расход топлива на выработку одного кВтч принимать в размере 260-280 гут/кВтч; а удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии – 200-210 кгут/Гкал.

### 14.1 Определение эксплуатационных затрат

#### 14.1.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

Во время работы электростанции часть произведенной энергии используется для собственных нужд станции. Это энергопотребление зависит от типа оборудования и его удельной мощности, типа используемого топлива, технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования, а также от надлежащего соблюдения технической и финансовой политики станции. Потребление энергии для собственных нужд станции сильно варьируется - от 6% до 16%.

В расчетах принимать расход электроэнергии на собственные нужды в размере 7-9% ( $\mathcal{E}_{сн}$ ), а тепловой энергии 0,5-1% ( $Q_{сн}$ ).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \times (1 - \mathcal{E}_{сн}); \quad (14.1)$$

$$\mathcal{E}_{от} = 385,62 \times (1 - 0,07) = 358,63 \text{ млн. кВт} \times \text{ч};$$

$$Q_{от} = Q_в \times (1 - Q_{сн}); \quad (14.2)$$

$$Q_{от} = 1301,96 \times (1 - 0,01) = 1288,94 \text{ тыс. Гкал};$$



#### 14.1.2 Определение затрат на топливо

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

$$V_{\text{э}} = \text{Э}_{\text{в}} \times b_{\text{э}}; \quad (14.3)$$

$$V_{\text{э}}=385,62 \cdot 270=123,12 \text{ тыс.тут};$$

$$V_{\text{т}} = Q_{\text{в}} \times b_{\text{т}}; \quad (14.4)$$

$$V_{\text{т}}=1301,96 \cdot 160=189,31 \text{ тыс.тут};$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$V_{\text{у}} = V_{\text{э}} + V_{\text{т}}; \quad (14.5)$$

$$V_{\text{у}}=123,12+189,31=312,43 \text{ тыс.тут};$$

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

Расход натурального топлива будет:

$$V_{\text{н}} = 870 \times V_{\text{у}}; \quad (14.6)$$

$$V_{\text{н}}=870 \cdot 312,43= 271814,1 \text{ тыс.м}^3;$$

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

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_{\text{т}} = V_{\text{н}} \times C_{\text{т}}; \quad (14.7)$$

$$I_{\text{т}}=271814,1 \cdot 30=6103,44 \text{ млн. тенге};$$

### 14.1.3 Расчет затрат на воду

Вода из ТЭЦ используется для охлаждения пара в конденсаторе турбины, для дополнения системы отопления, охлаждения генератора и трансформатора, удаления гидравлического пепла и многого другого. По данным системы водоснабжения станции, стоимость воды также зависит. В последнее время стоимость теплоэлектростанции для воды значительно возросла, и в некоторых случаях может быть достигнуто значение (1,4 ... 1,6) тенге / кВтч. Для комплексных расчетов стоимость водоснабжения может быть взята:

$$I_{\text{в}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot (1,2 \dots 1,4) \text{ млн.тг}; \quad (14.8)$$

$$I_{\text{в}} = 385,62 \cdot 1,35 = 520,6 \text{ млн.тг};$$

### 14.1.4 Расчет затрат на заработную плату

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

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.:

$$N_{\text{y}} = 155 \text{ МВт};$$

Согласно литературных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ( $K_{\text{ш}}$ ): для ТЭЦ установленной мощностью более 400 МВт – 1,2 – 1,4 чел/МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,5 – 1,8 чел/МВт. При работе ТЭЦ на природном газе, величина  $K_{\text{ш}}$  уменьшается на 15-20%.

Численность персонала станции определяется:

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} \times N_y; \quad (14.9)$$

$$\text{ЧП} = 1,35 \times 155 \approx 209 \text{ чел.};$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ( $I_{\text{зпо}}$ ), 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 ( $I_{\text{зпд}}$ ) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}}, \text{ млн. тенге}; \quad (14.10)$$

$$I_{\text{зпо}} = 1,43 \cdot 209 = 298,87 \text{ млн. тг};$$

$$I_{\text{зпд}} = 0,12 \cdot 298,87 = 35,87 \text{ млн. тг};$$

$$I_{\text{зп}} = 298,87 + 35,87 = 334,74 \text{ млн. тг};$$

Величина среднегодовой основной заработной платы  $I_{\text{зпо}}$  принимается в размере 1,2-1,5 млн тенге на одного работающего. Величина  $I_{\text{зпд}}$  берется в размере 10-15% от значения  $I_{\text{зпо}}$ .

#### 14.1.5 Определение капитальных вложений

Денежные средства необходимы для строительства и эксплуатации когенерации. Для строительства и использования станций так называемые капитальные вложения составляют основные производственные активы и необходимы для эксплуатации оборотных средств. Основные средства - это рабочие, которые неоднократно участвуют в производственном процессе, сохраняя при этом свою естественную материальную форму, выполняя одни и те же функции в течение нескольких производственных циклов и передавая их стоимость на производство.

Постепенно появляются в виде амортизации.

В современной экономике наиболее часто используется термин «инвестиции». Инвестиции - это инвестиции в деньги и реальный капитал. Изменения в капитале и оборотных средствах для дублирования основных средств называются капитальными вложениями. Его инвестиционная концепция объясняет термин «капитальные вложения» более широко, без ограничений по месту и форме инвестиций.

Основными видами инвестиций являются:

- капитальные вложения в виде инвестиций в финансовые, материальные и технические ресурсы в области воспроизводства, строительства, расширения, технического преобразования и существующего производственного обслуживания основных средств;

- создать инвестицию в акции;

- финансовые ресурсы в виде акций, облигаций и других ценных бумаг, а также расходы на получение банковских депозитов, финансовых активов (документы, подтверждающие права их владельцев на часть имущества, а также прибыль компаний, ценных бумаг, акций, облигаций, выпускающих эти документы).

Можно видеть, что термины инвестиции, капитальные вложения и основные производственные активы имеют много общего и могут рассматриваться почти.

Синонимы, но они также имеют экономические различия. Большинство людей

Литература по экономике энергетики при определении стоимости энергетических продуктов чаще всего используется в термине «основные производственные активы», в то время как некоторые авторы настаивают на терминах «капитальные вложения» или «инвестиции».

По составу природного материала все основные производственные активы подразделяются на следующие группы в зависимости от цели производственного процесса и срока службы:

- здания, сооружения, мастерские, тоннели;

- передаточные устройства (нефте- и газопроводы, линии электропередачи);

- машины и оборудование (тракторы, электрооборудование);

- Автотранспорт (автомобильный, железнодорожный, авиационный, речной);

- производственное и бытовое оборудование;

- Земельные ресурсы (в случае оценки), принадлежащие компании, и другие основные средства.

Эти составляющие основных производственных фондов характерны для энергетики.

Данные из аналогичных типов проектов строительства электростанций широко используются при проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом. На основании проектных оценок общая сумма капиталовложений в строительство электростанции делится на ее установленную мощность, и получается целевой показатель для конкретных капиталовложений. Даже для станций одного типа их стоимость может сильно различаться в зависимости от мощности, количества, типа топлива и экологических требований блока. Исходя из конкретных капиталовложений, весьма вероятно, что затраты на электроэнергию и отопление предлагаемой станции будут ориентированы на будущее и экономически сопоставимы с другими вариантами энергоснабжения в регионе.

В расчетах принимать величину  $K_{yo}$  для ТЭЦ 800 МВт -1200 \$/кВт, для ТЭЦ 200 МВт – 1600 \$/кВт установленной мощности. Для станций, лежащих в этом диапазоне мощностей,  $K_{yo}$  принимать в соответствующей пропорции. Стоимость доллара США принимать из расчета 366,36 тенге.

Капитальные вложения в строительство ТЭЦ будут составлять:

$$K = K_{уд} \times N_y; \quad (14.11)$$

$$K_{уд} = 1630 \text{ \$/кВт};$$

$$K_{уд} = 1630 \text{ \$/кВт} = 621,03 \text{ тыс.тенге/кВт};$$

$$K = 621030 \cdot 155 = 96259.65 \text{ млн. тенге};$$

Разумеется, полная стоимость основных производственных фондов не может быть немедленно перенесена в расчет затрат на производство энергетических продуктов, и они постепенно переводят свою стоимость в производственные затраты в форме амортизации. Хорошо известно, что амортизационные расходы представляют собой денежную компенсацию за физический и моральный износ оборудования и используются для ремонта и покупки нового оборудования, а не для износа (восстановления). Каждый тип устройства имеет свою собственную норму амортизации. Например, здания - 1,0-1,2%, проходы для жидкого топлива, железнодорожные пути и резервуары - 4,0-6,6%, ЛЭП - 2,0-2,8%, кабельные линии - 3,0%, трубопроводы.

Тепловая сеть - 4,0%, котельное оборудование и водогрейный котел - 4,0-5,5%, силовое оборудование и КРУ - 5,6-6,65, автомобиль - 9,0-20,0%. Норма амортизации устанавливается государством.

Предельная норма амортизации, определяемая Указом Президента Республики Казахстан, имеет юридическую силу и степень амортизации, которая не может быть использована для вышеуказанной нормы амортизации.

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации в целом по станции находится в пределах 4-5%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимать в размере 4,5% от величины К:

$$I_{ao} = 0,045 \times K; \quad (14.12)$$

$$I_{ao}=0,045 \cdot 96259.65=4331.68 \text{ млн. тенге};$$

#### 14.1.6 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Помимо затрат на текущий ремонт производственного оборудования, эта часть затрат также включает затраты на технический осмотр и техническое обслуживание оборудования в работе (чистота и смазочные материалы) и определяется как:

$$I_{рем} = 0,15 \times I_{ao}; \quad (14.13)$$

$$I_{рем}=0,15 \cdot 4331.68=649.75 \text{ млн. тенге}$$

#### 14.1.7 Расчет платы за выбросы

Количество выбрасываемых вредных веществ зависит от количества выбросов, которое, в свою очередь, зависит от типа сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы ....). В нашем случае этот компонент лучше по сравнению с существующими сайтами по аналогии. Когда ТЭЦ использует природный газ, сумма платежа будет уменьшена, и можно использовать сумму 80-100 тенге на 1000м<sup>3</sup> газа, таким образом:

$$I_{выб} = (80-100) \times V_{тнт}; \quad (14.14)$$

$$I_{\text{выб}}=85 \cdot 0,272=23,12 \text{ млн.тенге}$$

#### 14.1.8 Общестанционные и цеховые расходы

В этом разделе представлены административные и административные расходы (заработная плата, канцелярские товары, командировочные), общее производство (техническое обслуживание, амортизация, текущее обслуживание, испытания, исследования, рационализация и охрана труда на станционных объектах), вычет целевых затрат (техническая реклама,

Высшая организация), ремонтная мастерская и ее руководство (зарплата руководства цеха, амортизация и расходы на содержание, а также расходы на содержание существующего здания, затраты на охрану труда).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \times (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}}); \quad (14.15)$$

$$I_{\text{общ}}=0,2 \cdot (4331.68+334.74+649.75)=1063.23 \text{ млн. тенге};$$

#### 14.2 Расчет себестоимости отпуска энергии

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

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

$$K_p = \frac{B_2}{B_y}; \quad (14.16)$$

$$K_p=123,12/312,43=0,4;$$

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.

Следует разнести результаты расчетов на затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занести результаты в таблицу 14.2.

Таблица 14.2 – Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	Ивсего, млн. тг	И <sub>э</sub> ,эл.энергия млн.тг.	И <sub>т</sub> , тепло, млн.тг.
Топливо Ит	6103,44	2441,376	3662,064
Вода Ив	520,6	208,24	312,36
Фонд заработной платы Изп	334,74	133,896	200,844
Амортизационные отчисления Иао	4331,68	1732,672	2599,008
Реморн Итр	649,75	259,9	389,85
Общестанциоонные Иобщ	1063,23	425,292	637,938
Плата за выбросы Ивыб	23,12	9,248	13,872
Итого затрат	13026,56	5210,624	7815,936

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = \frac{И_т + И_в + И_{зп} + И_{ао} + И_р + И_{об} + И_{выб}}{Э_{от}}; \quad (14.17)$$

$$S_э = 1,04 \cdot 5210,624 / 385,625 = 14,05 \text{ тг/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется :

$$S_т = \frac{И_т + И_в + И_{зп} + И_{ао} + И_р + И_{об} + И_{выб}}{Q_{от}}; \quad (14.18)$$

$$S_т = 1,04 \cdot 7815,936 \cdot 10^3 / 1301,96 = 6054,31 \text{ тг/Гкал.}$$

Из приведенного расчета следует, что себестоимость отпуска электрической энергии составляет 14,05 тг/кВтч, а тепловой энергии - 6054,31 тг/Гкал. Основную долю издержек при этом составляют затраты на топливо, в размере 6103,44 млн.тг и амортизационные отчисления – 4331,68 млн. тг. Сумма всех затрат на производство электрической и тепловой энергии составила 13026,56 млн.тг.



## Закключение

Данная дипломная работа была посвящена теме перевода Алматинской ТЭЦ – 1 в пиковый режим. Перевод осуществляется путем замены одного из паровых котлов, а именно БКЗ – 160 – 100 на водогрейный котел ПТВМ – 100.

Пиковый режим – это режим работы водогрейного котла, при котором водогрейный котел является источником тепла для покрытия пиковых нагрузок системы теплоснабжения.

Целью дипломной работы являлось обоснование перевода ТЭЦ в пиковый режим, а также его экономическая эффективность.

Были поставлены и решены следующие задачи:

-проведен основной расчет с целью определения изменения графика тепловых нагрузок при замене парового котла БКЗ – 160 – 100 на водогрейный ПТВМ – 100. Исходя из полученных расчетов, можно сделать вывод, что станция будет справляться с покрытием пиковых нагрузок. Также можно заметить, что при замене котла происходит существенное снижение себестоимости отпуска электрической энергии и увеличение отпуска тепловой. Суммарные нагрузки теплоснабжения района составили: для отопительного периода -  $Q(+8)=2901,25$  МВт;  $Q(-5.9)= 3911,76$  МВт;  $Q^p(-25)=5736,41$  МВт; для летнего периода -  $Q(ЛП)=1781,06 +175,26=1956,32$  МВт.

-в разделе экономика нам было необходимо рассчитать себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии со станции АлЭС ТЭЦ – 1. Был проведен ряд расчетов для определения себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии с учетом затрат на собственные нужды. В основу данных расчетов было положено определение издержек, каждой составляющей себестоимости. К ним относятся затраты на: топливо – 6103,44, воду – 520,6, заработную плату – 334,74, амортизационные отчисления – 4331,68, ремонт – 649,75, общестанционные работы – 1063,23 и выбросы – 23,12 млн. тг. В совокупности издержки составили 13026,56 млн. тг. Самые большие издержки составляют затраты на топливо и амортизационные отчисления. Исходя из выше представленных расчетов, мы посчитали себестоимость отпуска электрической энергии – 14,05 тг/кВтч и тепловой энергии – 6054,31 тг/Гкал.

-в работе была дана оценка АлЭС ТЭЦ – 1 на окружающую среду, а именно определение предельно допустимой концентрации вредных веществ. Поскольку основным топливом на станции является газ, то в составляющих выбросов преобладают оксиды азота, а также пентаоксидов ванадия при сжигании мазута, как вспомогательного топлива. Был произведен расчет по

предельно допустимым концентрациям и рассчитал выбросы вредных веществ в атмосферу:  $C_{\text{NOx}}=0,03 \text{ мг/м}^3$ ;  $C_{\text{SO}_2}=0,23 \text{ мг/м}^3$ ;  $C_{\text{V}_2\text{O}_5}=0,0008 \text{ мг/м}^3$ . Также была построена роза ветров, и на ее основе была разработана санитарно-защитная зона основное направление которой не превышает 105 м на СЗ.

Целью экологической части безопасности жизнедеятельности является создание благоприятных условий на рабочих местах и в рабочих зонах на ТЭЦ-1. Рассматривал оценку воздействия ТЭЦ-1 на окружающую среду при использовании газообразного топлива.

В связи с переходом станции с твердого топлива на газ, нормы выбросов выполняются.

## Список литературы

- 1 Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции» Энергоиздат, 1987г.
- 2 Ривкин А.А. «Теплофизические свойства воды и водяного пара», Москва, энергоиздат, 1983г.
- 3 Григорий Зорин “Справочник”.
- 4 Соловьёв Ю. П. Проектирование теплоснабжающих установок промышленных предприятий М. 1978г.
- 5 А.Д. Смирнов, К.М. Антипов “Справочная книга энергетика” М. 1984г.
- 6 Рожкова Т.П. «Энергооборудование станций и подстанций» Москва, Энергия, 1986г.
- 7 Методические указания к выполнению расчётно-графических работ, раздел, «Теплофикация и тепловые сети». Алматы 2017.
- 8 Методические указания к выполнению курсовой работы, раздел, «Экономика энергетики» Алматы 2017.
- 9 Дюсебаев А.А., Абикенова Т.С. «Охрана труда». Методические указания к выполнению лабораторных работ –Алматы: АИЭС, 2006. -18с.
- 10 Качан А. Д., Яковлев В. В. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС Мн: Высшая Школа, 1982.
- 11 Теплотехнический справочник Т-1, Т-2, М. 1975.
- 12 Соколов Е.Я. «Теплофикация и тепловые сети», – М. 1975г.
- 13 Официальный интернет – ресурс акимата города Алматы. <https://www.almaty.gov.kz>.
- 14 Цвынар Л.П. «Пуск паровых котлов» Москва, Энергоиздат, 1981г.
- 15 Леонков А. М., Яковлев Б. В. Тепловые электрические станции. Минск. «Высшая школа» 1978.

## Приложение А

Таблица А.1 – Показатели работы ХВО по АТЭЦ – 1 в 2019 году

№	Наименование схемы обработки	Краткая характеристика установки			Фильтрующий материал	Выработка воды, м <sup>3</sup>		Расход реагентов на регенерацию		
		Произ- сть, м <sup>3</sup> /ч	Пред. очистка	Диаметр фильтра кол - во		Всего:	В т.ч. собств. нужд.	Наименование реагентов	Норма расхода, г/м <sup>3</sup>	Факт. израс.
1.	Конденсато- очистка	160	Нет	Д=3400 мм, 2 шт	Вофатит	113341	13920	поваренная соль	359	40,85
2.	Сокращенное обессоливание для котлов среднего и высокого давления	330	Нет	Н1.Д=3000 мм, 6 шт	1,5,6 – вофатит 2 - дианон	1188142	145909	серная кл. 100%	493	591,1
				Н2.Д=3000 мм, 2 шт	3 – сульфоуголь 1,2 – дуалит С - 20					
				Д=3400 мм, 2 шт	3,4 – вофатит КР					

Продолжение таблицы А.1

				ОН фильтр Д=2500 мм, 7 шт	1 – вофатит 2 – дианон 3,4		1104749	сул. натр. 100%	341	631,2
				ОН фильтр Д=3400 мм, 5 шт	5 – АВ – 176 1 АЛ – 41; 2 – АТ – 660 5 – АВ - 17					
3.	Обработка ИОМС	4500	Нет	-	-	18849744	-	ИОМС	3	57,72

## Приложение Б

Таблица Б.1 – Расчет тепловой схемы АТЭЦ – 1

№	Наименование	Разм.	Расчет. формула	Расчет. режим №1 $t_H^p = -25^\circ\text{C}$	Режим №2
1.	Расход технологического пара 1,27 МПа	т/ч	$D_{\text{тех}}$	300	300
2.	Отопление и вентиляция	Гкал/ч	$Q_{\text{от}}$	566	337
3.	Горячее водоснабжение	-//-	$Q_{\text{ГВ}}$	156	157
4.	Итого по ГВС	-//-	$\Sigma Q_{\text{от}}$	762	434
5.	Темп-ра горячей воды	$^\circ\text{C}$	$t_{\text{ГВ}}$ по НТП	61	61
6.	Темп-ра холодной воды	$^\circ\text{C}$	$t_{\text{ХВ}}$ по НТП	5	5
7.	Расход горячей воды	т/ч	$G_{\text{ГВ}} = \frac{Q_{\text{ГВ}}}{(t_{\text{ГВ}} - t_{\text{ХВ}})C_p}$	$\frac{156 \times 10^3}{(61 - 5) \times 419} = 3512$	2822
8.	Температура сетевой воды в прямой магистрали	$^\circ\text{C}$	$t_{\text{ПВ}}$ по температурному графику теплосети	152	97
9.	Температура сетевой воды в обратной магистрали	$^\circ\text{C}$	$t_{\text{ОМ}}$ -//-	71	49
10.	Расход сетевой воды на отопление и вентиляцию	т/ч	$G_{\text{СВ}} = \frac{Q_{\text{от}}}{(t_{\text{ПМ}} - t_{\text{ОМ}})C_p}$	$\frac{565 \times 10^3}{(150 - 70) \times 4,19} = 7058$	6982
11.	Коэффициент утечек воды в тепловой сети	%	$K_{\text{ут}}$ по НТП	1,5	1,52
12.	Потери воды в тепловой сети	т/ч	$G_{\text{ут}} = K_{\text{ут}}(G_{\text{ГВ}} + G_{\text{СВ}})$	$0,015(3509 + 7063) = 158,61$	147
13.	Расход подпиточной воды	т/ч	$G_{\text{подп}} = G_{\text{ГВ}} + C_{\text{ут}}$	$3509 + 158,6 = 3667,62$	2967
14.	Расход сырой воды на собственные нужды хим. цеха	%	$\alpha_{\text{ЦХ}}^{\text{СН}}$ по НТП	7	7

Продолжение таблицы Б.1

15.	Расход сырой воды	кг/с	$G_{ср} = (1 + \alpha_{цх}^{сн})G_{подп}$	$(1+0,07)3667,6=3924,31$	3172,62
-----	-------------------	------	---	--------------------------	---------

Таблица Б.2 – Тепловые нагрузки

№	Наименование	Разм.	Расчет. формула	Расчет. режим №1 $t_H^p = -25^\circ\text{C}$	Режим №2
1.	Расход технологического пара 1,27 МПа	т/ч	$D_{тех}$	250	250
2.	Отопление и вентиляция	Гкал/ч	$Q_{от}$	565	331
3.	Горячее водоснабжение	-//-	$Q_{гв}$	197	191
4.	Итого по ГВС	-//-	$\Sigma Q_{от}$	762	522
5.	Темп-ра горячей воды	$^\circ\text{C}$	$t_{гв}$ по НТП	61	61
6.	Темп-ра холодной воды	$^\circ\text{C}$	$t_{хв}$ по НТП	5	5
7.	Расход горячей воды	т/ч	$G_{гв} = \frac{Q_{гв}}{(t_{гв} - t_{хв})C_p}$	$\frac{197 \times 10^3}{(61 - 5) \times 1} = 3454$	3454
8.	Температура сетевой воды в прямой магистрали	$^\circ\text{C}$	$t_{пв}$ по температурному графику теплосети	152	97
9.	Температура сетевой воды в обратной магистрали	$^\circ\text{C}$	$t_{ом}$ -//-	71	49
10.	Расход сетевой воды на отопление и вентиляцию	т/ч	$G_{св} = \frac{Q_{от}}{(t_{пм} - t_{ом})C_p}$	$\frac{565 \times 10^3}{(150 - 70) \times 1} = 7000$	6875

Продолжение таблицы Б.2

11.	Потери воды в тепловой сети	т/ч	$G_{ут} = K_{ут}(G_{гв} + G_{св})$	$0,015(3454 + 7000) = 156,812$	147
12.	Расход подпиточной воды	т/ч	$G_{подп} = G_{гв} + C_{ут}$	$3454 + 156,91 = 3610,823$	3608,931
13.	Расход сетевой воды на подпитку теплосети с учетом СМ ХВО	т/ч	$G_{ср} = (1 + \alpha_{цх}^{сн})G_{подп}$	$(1 + 0,07)3610,823 = 3863,21$	3863
14.	Средняя тепловая нагрузка конденсаторов №9, №10	Гкал/ч	По результатам тепловых источников	66	56
15.	Потери конденсата на производстве	т/ч	30% по договору с потребителями	$0,3 \times 250 = 75$	75
16.	Потери конденсата на мазутохозяйстве	т/ч	50% от $\Delta D_{мх}$ ; $\Delta D_{мх} = 0,5 \cdot D_{мх}$	$0,5 \times 20 = 10$	10
17.	Расход продувочной воды	т/ч	$D_{пр}$ при непрерывной продувке 1,2% и среднем паропроизводстве котлов 150 т/ч БКЗ – 160 – 100 и 60 т/ч ЦКТИ – 75 – 39		
18.	Коэффициент сепарации РНП при давлении 0,6 МПа	-	$\alpha_{рнп} = \frac{h_{хв} h_{рнп} h'}{h'' - h'}$	$\frac{1442 \times 0,98 - 694}{2765 - 694} = 0,3471$	0,3471
19.	Потери продувочной воды	т/ч	$\Delta D_{пр} = (1 - \alpha_{рнп})D_{пр}$	$(1 - 0,347)11,7 = 7,641$	7,312



Продолжение таблицы Б.2

20.	Утечки в основном цикле	-//-	2% от производительности котлов	$0,02(150 \times 6 - 60) = 19,21$	18,62
21.	Суммарные потери конденсата основного цикла	-//-	$\Delta D_{\text{пот}} = \Delta D_{\text{T}} + \Delta D_{\text{МХ}} + \Delta D_{\text{пр}} + \Delta D_{\text{ут}}$	$75 + 10 + 7,64 + 19,21 = 111,85$	110,86
22.	Расход сырой воды на подпитку котлов	т/ч	$G_{\text{св}}^{\text{к}} = 1,07 \times \Delta D_{\text{пот}}$	$1,07 \times 111,85 = 119,71$	118,71
23.	Суммарный расход сырой воды на ТЭЦ	т/ч	$G_{\text{сыр}} = G_{\text{св}}^{\text{тс}} + G_{\text{св}}^{\text{к}}$	$3864 + 119,71 = 3983,71$	3983,71
24.	Температура сырой воды после газоохладителя	°С	$t_{\text{то}} = t_{\text{хв}} + \frac{\Sigma N(1 - \eta_{\text{T}})}{G_{\text{сыр}} C_{\text{p}}}$	$5 + \frac{(54 \times 2 + 20)(1 - 0,965)10^3 \times 3,6}{3983,7 \times 4,19} = 6$	6
25.	Температура сырой воды охладителя продувки	-//-	$t_{\text{оп}} = \frac{t_{\text{то}} + \Delta D_{\text{пр}}(\eta' - \eta_{\text{p}})\eta_0}{G_{\text{пр}} C_{\text{p}}}$	$6 + \frac{7,64(694 - 230)0,98}{3983,71 \times 4,19} = 6,22$	6,22
26.	Температура сырой воды после конденсаторов №9, №10	-//-	$t_{\text{к}} = t_{\text{оп}} + \frac{Q_{\text{к}} \eta_{\text{к}}}{G_{\text{спр}} C_{\text{п}}}$	$6,2 + \frac{65 \times 10^3 \times 0,98}{3983,71 \times 1} = 22,21$	19,71
27.	Расход пара 0,12 МПа	т/ч	$D_{\text{пв}} = \frac{G_{\text{спр}}(t_{\text{хво}} - t_{\text{к}})C_{\text{п}}}{(h_{\text{T}} - h'_{\text{T}})0,98}$	$\frac{3983,7(30 - 22,21)4,19}{2260 \times 0,98} = 58,781$	77,571
28.	Температура подпиточной воды после ХВО	°С	$t_{\text{ков}} = t_{\text{хво}} - 3$ снижаемая на 2°С	$30 - 3 = 27$	27

Продолжение таблицы Б.2

29.	Количество рециркулированной воды из ПН на ВД	т/ч	$G_{\text{рец}} = G_{\text{подп}} \frac{t_{\text{ом}} - t_{\text{хов}}}{t_{\text{пт}} - t_{\text{ом}}}$	$3610,81 \frac{70 - 27}{150 - 70} = 1895,71$	
30.	Общий расход сырой воды через основной бойлер	-//-	$G_{\text{об}} = G_{\text{св}} + G_{\text{подп}} + G_{\text{рец}}$	$700 + 3610,81 + 1895,7 = 12506,51$	12240,71
31.	Тепловая нагрузка на ПВК	Гкал/ч	$Q_{\text{пвк}} = 7 \times 85$	$7 \times 85 = 595$	426
32.	Тепловая нагрузка основных и пиковых бойлеров	-//-	$Q_{\text{пб}} + Q_{\text{от}} = Q - Q_{\text{пвк}}$	$750 - 595 = 155$	96
33.	Расход пара 0,12 МПа на ОБ	т/ч	$D_{\text{об}} = \frac{Q_{\text{от}}}{q_{\text{п}} \eta}$	$\frac{42 \times 10^3 \times 4,19}{(3060 - 811)0,98} = 79,841$	-
34.	Расход пара 1,3 МПа на ПБ	-//-	$D_{\text{пб}} = \frac{Q_{\text{пб}}}{\eta_{\text{п}} \eta}$	-	-
35.	Загрузка отборов "Тта" №9, №10	т/ч	$D_{\text{т}}^{\text{пт}}$ на диаграмме режимов	$2 \times 65 = 130$	131
36.	Расход пара 0,12 МПа из РОУ 1,3/0,12 на ОБ	-//-	$D_{0,12}^{\text{роу}} = D_{\text{об}} - D_{\text{т}}$	$214,3 - 130 = 84,7$	50,21
37.	Загрузка отборов "П" №9, №10	т/ч	$D_{\text{п}}$ по диаграмме режимов	$2 \times 110 = 220$	200
38.	Загрузка ТА №8	-//-	$D_{\text{п}}^{\text{р}}$ по диаграмме режимов	180	160,31
39.	Расход пара 0,12 МПа на ВД подпит. котлов	-//-	$D_{\text{вг}} = \Delta D_{\text{пот}} \frac{h'_{\text{вд}} - h_{\text{хов}}}{h_{\text{т}} \eta - h'_{\text{вд}}}$	$111,84 \frac{293,3 - 117,3}{2690 \times 0,98 - 293,3} = 8,41$	8,331

Продолжение таблицы Б.2

40.	Расход пара 1,3 МПа на мазутное хозяйство	-//-	$D_{\text{мх}}$	20	20
41.	Суммарный расход пара 0,12 МПа	-//-	$D_{0,12} = D_{\text{об}} + D_{\text{псв}} + D_{\text{вд}}$	$214,3+58,78+8,4=291,53$	266,12
42.	Расход пара 0,12 МПа на РОУ 1,3/0,12	т/ч	$D_{\text{роу}0,12} = D_{0,12} - D_{\text{т}}$	$281,6-130=151,4$	136,11
43.	Расход пара 1,3 МПа на РОУ 1,3/0,12	-//-	$D_{1,3}^{\text{роу}}$ $= D_{\text{роу}} \frac{h_{\text{т}} - h_{\text{в}} - \varphi(h_{\text{т}} - h'_{\text{т}})}{h_{\text{п}} - h_{\text{в}} - \varphi(h_{\text{п}} - h'_{\text{т}})}$	$151,5 \frac{2690 - 367,5 - 0,65(2690 - 440)}{3060 - 967,5 - 0,65(3060 - 440)}$ $= 100,61$	90,51
44.	Суммарный расход пара 1,3 МПа	-//-	$D_{1,3} = D_{\text{тех}} + D_{\text{мх}} + D_{\text{пб}}$ $+ D_{1,3}^{\text{роу}}$	$250+20+79,84+100,5=450,34$	360,32
45.	Расход 1,3 МПа на РОУ 10/1,3	-//-	$D_{\text{роу}1,3} = D_{1,3} - D_{\text{п}} - D_{\text{п}}^{\text{р}}$	$450,3-(220+180)=50,35$	-
46.	Расход острого пара 10 МПа на РОУ 10/1,3	-//-	$D_0^{\text{роу}}$ $= D_{\text{роу}1,3} \frac{h_{\text{п}} - h_{\text{в}} - \varphi(h_{\text{п}} - h'_{\text{т}})}{h_0 - h_{\text{в}} - \varphi(h_0 - h'_{\text{т}})}$	$50,3 \frac{3060 - 967,5 - 0,65(3060 - 811)}{3442 - 967,5 - 0,65(3442 - 811)}$ $= 41,569$	-
47.	Расход острого пара 9 МПа на ТА №8 Р-25-90/18	-//-	$D_0^{\text{р}}$ диаграмма режимов	207	191
48.	Расход острого пара 9 МПа на ТА №9, №10 ПТ-60-90/13	-//-	$D_0^{\text{пт}}$ диаграмма режимов	$340 \times 2=680$	680
49.	Суммарный расход пара 9 МПа	-//-	$\Sigma D = D_0^{\text{р}} + D_0^{\text{пт}} + D_0^{\text{роу}}$	$205+680+41,569=926,569$	870

Продолжение таблицы Б.2

50.	Паропроизводительность энергетических котлов с учетом 2% утечек	т/ч	$\Sigma D_{\text{ка}} = 1,02 \times \Sigma D_0$	$1,02 \times 926,5 = 945$	887,41
51.	Электрическая мощность ТА №8	МВт	$N_p$ по диаграмме режимов	21,82	19,61
52.	Электрическая мощность ТА №9, №10	МВт	$N_{\text{пт}}$ по диаграмме режимов	$52,31 \times 2 = 104,62$	103,41
53.	Дополнительный расход пара из отборов №3 ТА №9, №10 на подогрев добавочной воды в деаэраторе	т/ч	$\Delta D_3 = \Delta D_{\text{пот}} \frac{h'_d - h_{\text{вд}}}{h_3 - h'_3}$	$111,84 \frac{667 - 293,3}{3060 - 667} = 17,462$	17,321
54.	Уменьшение электрической мощности за счет, дополнительного расхода пара из отборов №3, ТА №9,10	МВт	$\Delta N_3 = \Delta D_3 - (h_3 - h_k) \eta_m \eta_T 10^{-3}$	$\frac{17,46}{3,6} (3060 - 2475) 0,99 \times 0,986 = 2,7$	2,61
55.	Электрическая мощность с учетом поправки	МВт	$N_{\text{ст}} = N_p + N_{\text{пт}} - \Delta N_2$	$21,8 + 104,8 - 2,71 = 123,91$	120,262

Таблица Б.3 – Характеристика источников нагрузок

Источники		1 режим	2 режим	Потребители	1 режим	2 режим
Пар 0,12 МПа, т/ч						
1.	Отборы пара “Т” ТА №9 ПТ-60/70- 90/13	66	66	ПСВ	58,791	77,581
2.	ТА №10	66	66	ОБ	215	180,21
3.	РОУ 1,3/0,12	151,51	136,13	ВД подпитки котлов	8,42	8,334
	Итого:	281,52	266,31	Итого:	281,56	266,12
Баланс пара 1,3 МПа, т/ч						
1.	Отборы “П” ТА №9	109	101	Пар на технологии	251	251
2.	ТА №10	109	101	Мазутохозяйство	21	21
3.	Турбина Р-25-90/13 №8	182	160,34	Пиковые бойлера	79,842	-
4.	РОУ 10/1,3	50,35	-	РОУ 1,3/0,12	100,56	90,31
5.	Котла №7	51	-	Пиковые бойлера	52	
	Итого:	500,36		Итого:	500,39	360,31
Баланс пара 9×10 МПа, т/ч						
1.	КА БКЗ 160-100 №8	159	151	Турбина Р-25-90/18 №8	206	192
2.	№9	159	151	Турбина ПТ 60/70-90/13 №9	342	342
3.	№10	159	151	Турбина -/- №10	342	342
4.	№11	158	151	РОУ 10/1,3	41,56	-
5.	№12	158	151	Утечки	18,56	17,42
6.	№13	158	138,42			
	Итого:	951	887,42	Итого:	946	887,351

