

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_

Кибарин А.А. доктор наук  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Строительство ТЭЦ в городе Астана

Специальность Теплоэнергетика, ТЭС - 5В071700

Выполнил (а) Зейсман Н.Т. ТЭС-10-3  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Пай М.И. профессор  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Пирашуров С.Т. кандидат технических наук, профессор  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

С.Т. « 29 » \_\_\_\_\_ 2014 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бегимбетова А.С. старший преподаватель  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

А.С. « 2 » \_\_\_\_\_ 2014 г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

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

Нормоконтролер: Дубавик В.П. доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

В.П. « 4 » \_\_\_\_\_ 2014 г.  
(подпись)

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

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетический  
Специальность Теплоэнергетика  
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Зеймурин Мурас Таболатович  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Временное ТЭЦ в городе Актобе

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

Максимальная мощность 570 МВт

Топливо: газ

Территория Бухара-Тран и газопровод Каспий - Актобе

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

Введение; Краткое описание территории; Конструктив  
Техническое задание; Генеральный план; Определение КПД  
турбин; Тепловая сеть станции; Безопасность жизнедеятельности;  
Техническая часть

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей,

1. Функциональная тепловая схема

2. Разрез котла БКЗ-420-130ГМ

Рекомендуемая основная литература

Рожкин В.Я. "Тепловые энергетические станции"

Шмелев П.И. "Справочник по паротурбинным установкам"

Тухачев А.Я. "Стационарные паровые турбины"

Кеймасов А.М. "Тепловые и атомные энергетические станции"

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

| Раздел         | Консультант     | Сроки    | Подпись |
|----------------|-----------------|----------|---------|
| Таромонов С.Г. | Экземпляр 2008  | 29.05.14 | С.Г.    |
| Б.И.           | Браунштейн И.С. | 02.06.14 | И.С.    |
| Нериско Сергей | Дубавин В.П.    | 04.06.14 | В.П.    |
|                |                 |          |         |
|                |                 |          |         |
|                |                 |          |         |
|                |                 |          |         |



## АҢДАТПА

Бұл дипломдық жоба «Ақтөбе қаласындағы ЖЭО құрылысы» тақырыбына әзірленген.

Бас ғимараттың бөлігінде жаңа қойылатын негізгі жабдықтың қызметін камтамасыз ететін 7 типті БКЗ-420-140 энергетикалық бу қазанын және 6 типті 3хТ-110/120-130/13, 3хПТ-80/100-130/13 жылуландыру турбинасын барлық қажетті қосымша жабдығамен және жүйелерімен орнату қарастырылған.

Жобада қосымша жабдық таңдаудың жылу есебі, өміртіршілік қауіпсіздік мәселелері қаралған, қазандық цехтағы жасанды жарық есебі және ластаушы заттардың есебі шығарылған, бизнес-жоспар жасалған.

## АННОТАЦИЯ

Данный дипломный проект разработан на тему: «Строительство ТЭЦ в городе Актобе».

В проектируемой станции предусматривается установка семи котельных агрегатов БКЗ-420-140 ГМ (420 т/ч), шести паровых турбин 3хТ-110/120-130 и 3хПТ-80/100-130/13 и технологически необходимое вспомогательное оборудование.

В проекте выполнен тепловой расчет с выбором вспомогательного оборудования, рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности, расчет загрязняющих веществ и расчет искусственного освещения в котельном цехе, составлен бизнес-план.

## ABSTRACT

This thesis project is developed on the theme: "Building in Aktobe CHP."

In the projected station provides installation seven boilers BKZ-420-140 GM (420 t / h), six steam turbines and 3xT-110/120-130 3xPT-80/100-130/13 and technologically necessary accessories.

The project was carried out in the thermal design with a choice of accessories, the issues of life safety, calculation and payment of pollutants artificial lighting in the boiler shop, made a business plan.

## Содержание:

*Раздел*

*стр.*

Введение

1. Краткое описание электростанции
2. Компоновка главного корпуса
3. Генеральный план
4. Определение тепловой нагрузки
5. Тепловая часть станции
6. Безопасность жизнедеятельности
7. Экономическая часть
8. Список используемой литературы

**Введение**

В энергетике Казахстана произошли глубокие преобразования, связанные с приватизацией ряд крупных промышленных объектов, имеющих в своем составе ТЭЦ и акционированием региональных электрических компаний. Это объективно привело к формированию рыночных отношений в отрасли.

В процессе формирования рыночных отношений и образования конкурентной среды у субъектов рынка появились определенные требования по повышению ответственности в части надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей. Повышение эффективности использования энергоресурсов (в Актюбинской области) страны с применением энергоснабжающих технологий в промышленности и в быту является важнейшей задачей энергетической политики.

Топливо-энергетический комплекс играет особую роль в развитии государства, в повышении качества жизни населения и является базой для возрождения экономики республики.

В связи с различием в темпах производства и потребления энергоресурсов за последние годы произошли определенные изменения в структуре мирового энергетического баланса- несколько снизилась доля твердого и жидкого топлива в общем энергопотреблении при одновременном росте доли газа.

Существующее состояние сырьевой базы является одним из важнейших факторов, определяющих потенциал и перспективы развития в целом топливо-энергетического комплекса Казахстана.

Потенциальные возможности топливо-энергетического комплекса Актюбинской области реализованы еще недостаточно.

В Северо-Западном регионе Казахстана сосредоточены 68% начальных и 70% остаточных запасов газа республики, из них 95% связаны с двумя крупнейшими месторождениями: Жанажол и Карачаганак.

Постепенный рост промышленности и приток жителей в этот регион требует увеличения в обеспечении их тепловой и электрической энергией.

Данный проект ТЭЦ мощностью 570 МВт спроектирован для г.Актобе. Учитывая огромные запасы в регионе, а также дешевизну транспортировки, основным топливом энергетических котлов выбран газ.

### **1.Краткое описание электростанции**

- Строительство ТЭЦ планируется в два этапа строительства.



- Первый этап строительства (3 года):
- Монтаж и ввод в эксплуатацию четырех паровых котлов типа БКЗ-420-140 ГМ, одну турбоустановку типа ПТ-80/100-130/13 и две турбины Т-110/120-130, с основным и вспомогательным оборудованием.
- Второй этап строительства (2 года):
- Монтаж и ввод в эксплуатацию трех паровых котлов типа БКЗ-420-140 ГМ, одну турбоустановку типа Т-110/120-130 и две турбоустановки типа ПТ-80/100-130/13, с основным и вспомогательным оборудованием.

## **1.2 Тепловая Схема ТЭЦ**

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

Тепловая схема ТЭЦ выполнена по секционному принципу с поперечными связями по пару и воде.

Восполнение потерь в цикле ТЭЦ обеспечивается химобессоленной водой.

В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется вода питьевого качества.

Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется в горячей воде для зоны теплофикации г. Актобе, в паре для мазутохозяйства.

ТЭЦ работает в базовом режиме.

Выдача тепла осуществляется по тепломагистрالي из двух труб Ду=600 и 800 мм. Система горячего водоснабжения открытая. Температурный график отпуска тепла – специальный с температурой сетевой воды зимой - 150 С, летом – 70 С.

Мазутохозяйству по двум паропроводам  $D_u=50$  мм, с максимальным расчетным расходом пара 12,79 т/ч.

### **1.3 Газовое хозяйство**

Газ поступает на э/станцию от магистрального газопровода или от газораспределительной станции (ГРС) с давлением 0,7-1,3 МПа по одной линии трубопровода. Для снижения давления газа у форсунок парогенераторов до 0,13-0,2 МПа предусматривается его дросселирование в газорегулирующем пункте (ГРП), в две ступени от общего перепада давления газа. Ввиду резкого шума при дросселировании газа ГРП размещается в отдельном здании на территории электростанции.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через дымовую трубу, высотой 180 м, диаметром устья 5,5 м.

Мазутное хозяйство на ТЭЦ рассчитано на прием пяти 60-тонных железнодорожных цистерн, хранение мазут марки «100» и подачу его в котельное отделение на растопку и подсветку котлов, до 45 м<sup>3</sup>/ч, давлением  $P=2$  МПа, с учетом рециркуляции и состоит из:

1. Сливной железнодорожной эстакады длиной 100 м с приемной емкостью, оснащенной четырьмя погружными насосами.

2. Склад мазута, состоящего из четырех надземных металлических резервуаров по 1000 м<sup>3</sup>.

3. Мазутонасосной, заблокированной с маслопаратной.

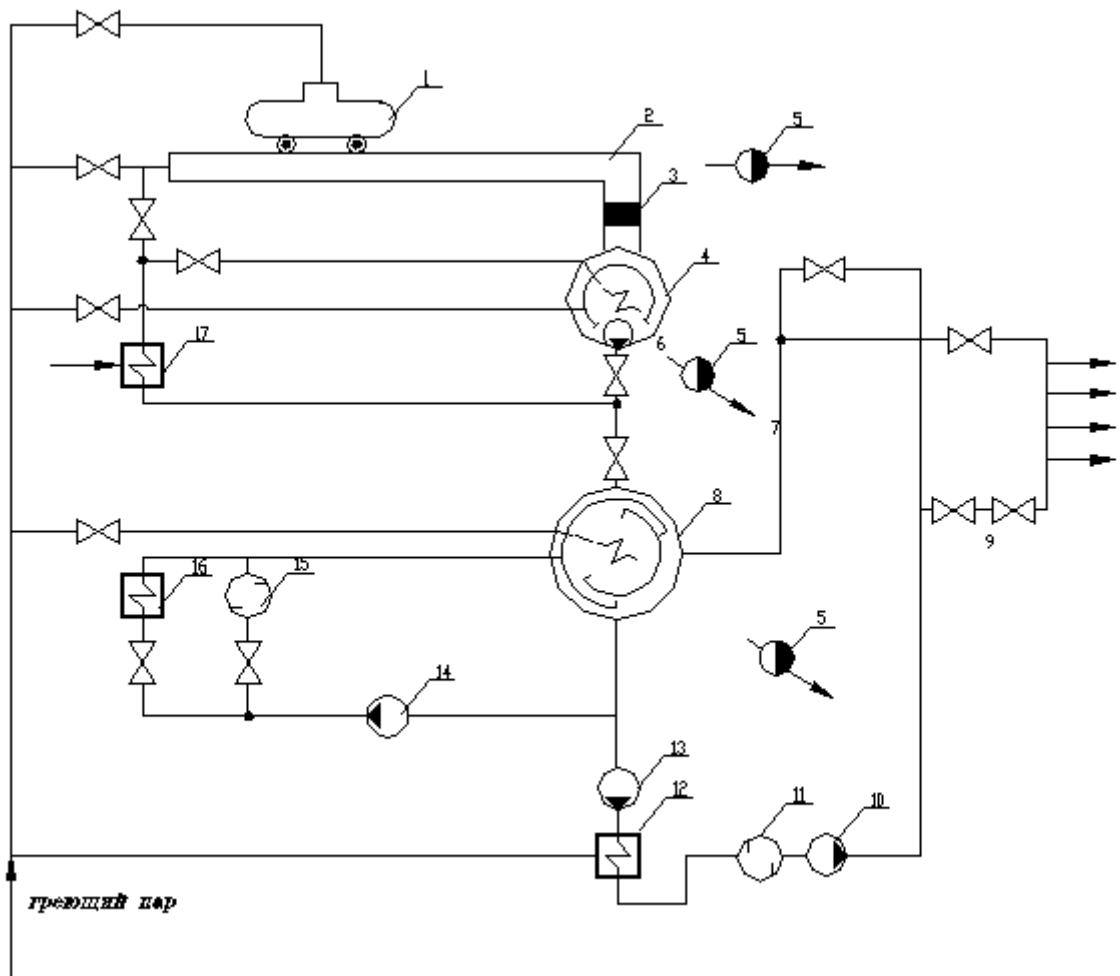


Рисунок 1.1 – Схема мазутного хозяйства эл.станции

1 – цистерна; 2 – лоток приемно – сливного устройства; 3 – фильтр – сетка;  
 4 – приемный резервуар; 5 – конденсатоотводчики; 6 – ппн; 7 – линия рециркуляции; 8 – резервуар основного хранения мазута; 9 – регулирующий клапан подачи мазута к горелкам; 10 – насос мазута второго подъема; 11 – фильтр тонкой очистки;

12 – основной подогреватель мазута; 13 – насос мазута первого подъема; 14 – насос рециркуляции; 15 – фильтр отчистки резервуара; 16 – подогреватели мазута на рециркуляцию основного резервуара; 17 – подогреватель на рециркуляцию приемного резервуара и лотка.

## **1.4 ХВО**

Химводоочистка подпитки котлов планируется по схеме 2-х ступенчатого обессоливания с производительностью 100 м<sup>3</sup>/час.

Химводоочистка подпитки теплосети работает по схеме обработки комплексом ИОМС с подкислением и последующей декарбонизацией. Производительность установки 1430 м<sup>3</sup>/час.

## **1.5 Система технического водоснабжения**

Система технического водоснабжения ТЭЦ- оборотная.

В качестве охладителей используются вентиляторные пленочные градирни. Подача охлаждающей воды на конденсаторы происходит под действием напора циркуляционного насоса. Возврат нагретой воды происходит под действием естественного напора.

На ТЭЦ установлены 5 двухсекционных вентиляторных градирни. Общая площадь орошения составляет  $5 \times 648 = 3240$  м<sup>2</sup>. Общий расход охлаждаемой воды  $5 \times 8000 = 40000$  м<sup>3</sup>/час.

## **1.6 Электрическая схема ТЭЦ.**

Вся электрическая мощность ТЭЦ выдается и распределяется на напряжение 110 кВ.

Генератор станции №1,2,3 типа ТВФ-120-2, генератор ст. №4,5,6 типа ТВФ-110-2Е, в блоках с двухобмоточными трансформаторами типа ТДЦ-125000/110 подключены к шинам ОРУ 110 кВ. Схема распределительного устройства 110 кВ выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин, с одним выключателем на цепь. Обе рабочие системы шин секционированы.

На ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели типа У-110-2000-40 и ВМТ-110Б-40/2000.

### **1.7 Краткая характеристика котла БКЗ-420-140-ГМ**

Котел БКЗ-420-140-ГМ (Е-420-140) однобарабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, имеет П-образную компоновку.

Расчетное топливо – газ:

$$Q_{сн} = 35100 \text{ кДж/м}^3$$

Параметры котла (из заводского расчета котлоагрегата):

- номинальная производительность – 420 т/ч
- давление в барабане – 159 кгс/см<sup>2</sup>
- давление перегретого пара – 140 кгс/см<sup>2</sup>
- температура перегретого пара – 560 С

Топка котла газоплотная, из цельносварных экранов, выполнена из труб (  $d = 60$  мм с шагом 80 мм). Объем топки 2660 м<sup>3</sup>, расчетное теплонапряжение 103,5 Гкал/м<sup>3</sup>).

На фронтальной стене топки установлены шесть вихревых газовых двухпоточных горелок в два яруса (по три на ярус). Крайние повернуты к центру топки на 8 градусов.

Над топкой и в горизонтальном газоходе расположен радиационно-конвективный пароперегреватель, состоящий из четырех ступеней. Регулирование температуры перегретого пара осуществляется в двух ступенях впрыском собственного конденсата.

В конвективной шахте по ходу газов расположены водяной экономайзер второй ступени, трубчатый воздухоподогреватель второй

ступени, водяной экономайзер первой ступени, трубчатый воздухоподогреватель первой ступени.

Холодный воздух в котел подается двумя вентиляторами типа ДН-26ГМ, имеющих частоту вращения 740/600 об/мин. Удаление газов из котла производится двумя двухскоростными (745/590 об/мин) дымососами ДН-26-2-0,62.

Температура воздуха перед воздухоподогревателем регулируется рециркуляцией горячего воздуха во всасывающий короб дутьевых вентиляторов.

Площади поверхностей нагрева котла:

- пароперегревателя – 2987 м<sup>2</sup>,
- водяного экономайзера 1 и 2 ступени – 4150 м<sup>2</sup>,
- воздухоподогревателя 1 и 2 ступени – 26838 м<sup>2</sup>.

### **1.8 Паротурбинная установка ПТ-80/100-130/13**

Теплофикационная паровая турбина ПТ-80/100-130/13 с промышленным и отопительными отборами пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения 3000 об/мин и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

Номинальные значения основных параметров турбины приведены ниже:

Мощность, МВт:

- |                |     |
|----------------|-----|
| - номинальная  | 80  |
| - максимальная | 100 |

Номинальные параметры пара:

|                            |      |
|----------------------------|------|
| - давление, МПа            | 12,8 |
| - температура, С           | 555  |
| - тепловая нагрузка, ГДж/ч | 284  |

Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч:

|                |     |
|----------------|-----|
| - номинальный  | 185 |
| - максимальный | 300 |

Пределы изменения давления пара в регулируемом отопительном отборе, МПа:

|           |             |
|-----------|-------------|
| - верхнем | 0,049-0,245 |
| - нижнем  | 0,029-0,098 |

Давление производственного отбора, МПа: 1,28

Температура воды, С:

|               |     |
|---------------|-----|
| - питательной | 249 |
| - охлаждающей | 20  |

Расход охлаждающей воды, т/ч: 8000

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара:

Производственный с абсолютным давлением  $(1,275 \pm 0,29)$  МПа и два отопительных отбора – верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049-0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,029-0,098 МПа. Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах

поддерживается: в верхнем отборе – при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе – при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева должна пропускаться последовательно и в одинаковых количествах. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, должен контролироваться.

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат. Проточная часть ЦВД имеет одновенечную регулируемую ступень и 16 ступеней давления.

Проточная часть ЦНД состоит из трех частей:

- первая (до верхнего отопительного отбора) имеет регулируемую ступень и 7 ступеней давления,
- вторая (между отопительными отборами) две ступени давления,
- третья – регулируемую ступень и две ступени давления.

Ротор высокого давления цельнокованый. Первые десять дисков ротора низкого давления откованы заодно с валом, остальные три диска – насадные.

Парораспределение турбины – сопловое. На выходе из ЦВД часть пара идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть отправляется в ЦНД. Отопительные отборы осуществляется из соответствующих камер ЦНД.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим вал турбоагрегата с частотой 3,4 об/мин.



Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 об/с (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонении частоты в сети 49,0-50,5 Гц.

### **1.9 Паротурбинная установка Т-110/120-130/13**

Теплофикационная паровая турбина Т-110/120-130/13 с отопительными отборами пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения 3000 об/мин и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

Номинальные значения основных параметров турбины приведены ниже.

Мощность, МВт:

|                |     |
|----------------|-----|
| - номинальная  | 110 |
| - максимальная | 120 |

Номинальные параметры пара:

|                  |      |
|------------------|------|
| - давление, МПа  | 12,8 |
| - температура, С | 555  |

Тепловая нагрузка, ГДж/ч

|                |     |
|----------------|-----|
| - номинальная  | 732 |
| - максимальная | 770 |

Пределы изменения давления пара в регулируемом отопительном отборе, МПа:

|           |             |
|-----------|-------------|
| - верхнем | 0,059-0,245 |
|-----------|-------------|

|                                    |             |
|------------------------------------|-------------|
| - нижнем                           | 0,049-0,196 |
| Температура воды, С                |             |
| - питательной                      | 232         |
| - охлаждающей                      | 20          |
| Расход охлаждающей воды, т/ч:      | 16000       |
| Давление пара в конденсаторе, кПа: | 5,6         |

Турбина имеет два отопительных отбора – нижний и верхний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды. При ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. При подогреве сетевой воды одним нижним отопительным отбором температура сетевой воды поддерживается за нижним сетевым подогревателем.

Давление в регулируемых отопительных отборах может изменяться в следующих пределах:

- в верхнем 0,059-0,245 МПа при двух включенных отопительных отборах,

- в нижнем 0,049-0,196 МПа при включенном верхнем отопительном отборе.

Турбина Т-110/120-130 представляет собой одновальный агрегат, состоящий из трех цилиндров: ЦВД, ЦСД, ЦНД.

ЦВД – однопоточный, имеет двухвенечную регулируемую ступень и 8 ступеней давления. Ротор высокого давления цельнокованный.

ЦСД – также однопоточный, имеет 14 ступеней давления. Первые 8 дисков ротор среднего давления откованы заодно с валом, остальные 6

насадные. Направляющий аппарат первой ступени ЦСД установлен в корпусе, остальные диафрагмы установлены в обоймы.

ЦНД – двухпоточный, имеет по две ступени в каждом потоке левого и правого вращения (одну регулируемую и одну степень давления). Длина рабочей лопатки последней ступени равна 550 мм, средний диаметр рабочего колеса этой ступени – 1915 мм. Ротор низкого давления имеет 4 насадных диска.

С целью облегчения пуска турбины из горячего состояния и повышения ее маневренности во время работы под нагрузкой температуры пара подаваемого в предпоследнюю камеру переднего уплотнения ЦВД, повышается за счет подмешивания горячего пара от штоков регулирующих клапанов или от главного паропровода. Из последних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором отсоса из уплотнений.

Для сокращения времени подогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 об/с (3000 об/мин)

Допускается длительная работа турбины при отклонении частоты в сети 49,0-50,5 Гц. При аварийных для системы ситуациях допускается кратковременная работа турбины при частоте сети ниже 49 Гц, но не ниже 46,5 Гц (время указано в технических условиях).

Для растопки котла предусмотрены 6 механических мазутных форсунок, производительностью 0,8 тонн мазута в час.

## 2. КОМПОНОВКА ГЛАВНОГО КОРПУСА

В объёмно-планировочном решении главный корпус спроектирован для установки трех турбоагрегатов типа ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ с ТВФ 120-2, трех турбоагрегатов типа Т-110/120-130 ЛМЗ с ТВФ ПО – 2ЕУЗ, семи газомазутных котлов типа БКЗ – 420 – 140 – ГМ и представляет трех пролетное здание из продольно расположенных:

- машинного отделения пролетом 39 м, ряд «А - Б»
- деаэрационного отделения пролетом 12 м, ряды «Б – В»
- котельного отделения пролетом 39 м, ряды «В – Г». Продольный шаг колонн каркаса принять равным 6 метрам.

Машинное отделение выполнено с поперечным расположением турбогенераторов и оборудовано мостовым краном грузоподъемностью 50/10 т.

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

Турбины и генераторы будут установлены на сборном железобетонном фундаменте, не связанном с другими строительными конструкциями (по островному принципу), чтобы вибрация турбогенераторов не передавалась на них. Вокруг турбогенераторов предусмотрены площадки обслуживания, соединённые между собой продольными проходами, идущими вдоль стен машинного зала.

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

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

Деаэрационное отделение, пролёты «Б-В», является основным ядром жёсткости каркаса главного корпуса.

- на отметке +12,0 м размещены общестанционные трубопроводы высокого давления (питательной воды и острого пара), РОУ. Площадка оборудована подвесными кран-балками грузоподъемностью 5 т.

- на отметке +26,1 м в полуоткрытом исполнении установлены деаэраторы 6 и 1,2 ата. Для обеспечения их ремонта и обслуживания установлены 2 кран-балки грузоподъемностью 10 т.

От котельного отделения в деаэрационное отделение отделено сплошной стеной по ряду «В», перекрытием и сплошной стеной по ряду «Г».

В котельном цехе расположены котлы БКЗ и дутьевые вентиляторы ВДН – 24 – 2-ПУ. Котлы установлены на собственных каркасах. Для выполнения ремонтных работ используются кран-балки грузоподъемностью 10 т, подвешенные к фермам перекрытия котельного цеха. Дымососы ДОД – 31,5 установлены вне главного корпуса открыто, за рядом «Г».

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

### **3. Генеральный план ТЭЦ.**

Площадка строительства ТЭЦ спроектирована с учетом перспективного развития города.

Уровень грунтовых вод залегает на глубине 35-40 м. от земной поверхности. Амплитуда колебания 1,0 м. Повышение уровня грунтовых вод, за счет утечек из коммуникаций маловероятно.

Грунтовые воды не агрессивны к строительным коммуникациям.

Нормативная глубина промерзания грунтов 100 см.

Сейсмичность площадки больше 9 баллов.

Грунты по трудности разработки принимаются по СНИП IV-2-82.

Площадка по инженерно- геологическим условиям относится к III категории сложности.

При проектировании зданий и сооружений I-II класса рекомендуется применение буронабивных свай с уширенной пятой и опиранием на пески.

Несущая способность по грунту буронабивной сваи диаметром 120 см (уширение 210) и диаметром 60 см (уширение 160) соответственно равна 300 т и 90 т.

В том числе площадка электростанции(в пределах ограды) 12 га.

При разработке генплана учтены требования функционального зонирования территории с учетом технологических связей, требования вывода с ТЭЦ ЛЭП и теплотрасс, транспорта и очередности строительства.

В дипломном проекте рассматривается только генплан площадки электростанции.

На площадке электростанции расположены главный корпус ТЭЦ, объединенный вспомогательный корпус, растопочное мазутохозяйство, ГРП,

градирни, трансформаторы, открытые распределительные устройства, административно- бытовой корпус.

За пределами ограды расположена пристанционная железная дорога и станция. Далее с необходимым противопожарным разрывом – мазутохозяйство и мазутохранилище.

Размеры площадки электростанции приняты в соответствии с требуемыми минимальными разрывами между зданиями и сооружениями по технологическим, санитарным и противопожарным требованиям.

Железнодорожный путь на территорию ТЭЦ подходит к растопочному мазутохозяйству и ОВК-2. Железная дорога выполнена также на укрупнительно - сборочных площадках. Подача укрупненных блоков в зону монтажа осуществляется трейлерами на пневмоходу.

Основная автомобильная дорога, связывающая площадку строительства с внешней автомобильной дорогой, подводится с южной стороны площадки.

Главный въезд на электростанцию и кольцевая дорога вокруг главного корпуса имеют ширину 6 м, остальные дороги (с твердым покрытием) выполняются на одну полосу движения с шириной проезжей части 4,5 м.

Вертикальная планировка территории электростанции выполнена с сохранением по возможности естественного рельефа местности при минимальном объеме земляных работ. В то же время она вполне обеспечивает отвод поверхностных вод от зданий и сооружений о кратчайшему пути к лоткам и кюветам открытой системы водопровода и к дождеприемникам ливневой канализации (замасленные и замазученные стоки подвергаются очистке). Минимальные уклоны планируемых площадей принимаются в пределах 0,005-0,008. Вдоль наружных стен зданий имеются отмостки шириной превышающей вынос карниза на 200 мм, но не менее 500 мм, с уклоном 0,03-0,10 , направленным от стен зданий.

В проекте предусмотрено озеленение территории электростанции древесно-кустарниковыми насаждениями в сочетании с травянистыми газонами и клумбами. В зеленых массивах проектом предусмотрены благоустроенные площадки для отдыха.

### **3.1 Основные технико-экономические показатели компоновки генплана.**

1. Площадь в ограде электростанции  $F=12$  га
2. Площадь занятая зданиями  $P_{зд} = 3$  га
3. Площадь занятая зданиями и сооружениями  $P_{сум} = 5$  га
4. Удельная площадь промплощадки  $P_{уд} = 1,6$  га/МВт
5. Коэффициент использования территории  $K_{тер} = 41,6$  %
6. Коэффициент застройки  $K_{застр} = 25$  %



#### **4. Определение тепловой нагрузки промышленного района, построение годового графика теплопотребления**

Для города с населением 300 тыс. человек определим расчетную тепловую нагрузку и расчетный расход сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение централизованной системы теплоснабжения (ЦСТС).

Исходные данные для расчета:

- обеспеченность отапливаемой площадью жилых зданий на 1 человека –  $20\text{м}^2$

- Расчетные параметры внутреннего и наружного воздуха длительность отопительного периода (ОП), удельная потребность в теплоте на отопление принимаем для города Актобе

- Примем следующие характеристики горячего водоснабжения (ГВГ) Норма расхода горячей воды на 1 человека в жилых зданиях 120л/сут, в общественных зданиях 60л/сут, расчетная температура горячей воды 55 С , холодной воды в ОП +5 С, в летний период (ЛП) +15 С

- Примем коэффициент расхода теплоты на вентиляцию общественно-административных зданий (ОАЗ) равным  $k=0.6$  для всех вариантов.

- температурный график центрального качественного регулирования принять равным 120/70 для всех вариантов.

Исходные данные:

Климатический район РК – Актобе

Число потребителей района М, тыс.чел. – 300

Доля общ. Админ. Зданий  $k_1 = 0,17$

Произв. Отбор пара, Дпр, т/ч – 16

Средняя этажность жилых зданий - 11

Средняя этажность общ.-админ. Зданий – 5-6

Решение:

#### 4.1 Находим отапливаемую площадь жилых зданий района

$$A_{\text{ж}} = M * 20 = 300000 * 20 = 6000 \text{ тыс.м}^2$$

Площадь ОАЗ

$$A_o = A_{\text{ж}} * 0,17 = 6000000 * 0,17 = 1020 \text{ тыс.м}^2$$

#### 4.2 Находим расчетные климатологические параметры:

-температура воздуха внутри помещений

$$t_{\text{вп}}^{\text{р}} = +21$$

-расчетная и средняя температура наружного воздуха в ОП

$$t_{\text{н}}^{\text{р}} = -31\text{C}, t_{\text{н}}^{\text{ср}} = -6,7\text{C}$$

- градусо – сутки и продолжительность ОП

$$D = 5623 \text{ C} * \text{сут}, Z = 203 \text{ сут}$$

Находим нормируемые значения удельной потребности в теплоте для жилых зданий

$$q_{\text{н}}^{\text{ж}} = 135 \text{ кДж/м}^2 * \text{C} * \text{сут}$$

$$\text{для ОАЗ } q_{\text{н}}^{\text{о}} = 33 \text{ кДж/м}^3 * \text{C} * \text{сут}$$

Находим расчетную удельную нагрузку отопления:

Жилых зданий

$$q_{\text{от}}^{\text{ж}} = q_{\text{н}}^{\text{ж}} * (t_{\text{вп}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р}}) / 24 * 3600 = 135 * (21 - (-31)) / 24 * 3600 = 81,25 \text{ Вт/м}^2$$

ОАЗ

$$q_{от}^o = q_h^{o*} (t_{вп}^p - t_h^p) / 24 * 3600 = 33 * (21 - (-31)) / 24 * 3600 = 19,86 \text{ Вт/м}^3$$

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

жилых зданий

$$Q_{ж}^p = q_{от}^{ж*} * A_{ж} = 81,25 * 6000000 = 487,5 \text{ МВт}$$

ОАЗ

$$Q_o^p = q_{от}^o * V_h = 1020000 * 19,86 * 3,5 = 70,9 \text{ МВт}$$

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

$$V_h = A_o * h$$

Расчетная отопительная нагрузка района равна

$$Q_{от}^p = Q_{ж}^p + Q_o^p = 487,5 + 70,9 = 558,4 \text{ МВт}$$

Расход сетевой воды на отопление в расчетном режиме определим по формуле

$$g_{от}^p = Q_{от}^p / Cp (t_h^p - t_o^p)$$

$$V_{от}^p = g_{от}^p / \rho = Q_{от}^p / \rho * Cp * (t_h^p - t_o^p)$$

Теплофизические свойства воды определяются по 5 по средней температуре сетевой воды

$$t_{cp} = (t_h^p - t_o^p) / 2 = (120 + 70) / 2 = 95 \text{ C}$$

$Cp = 4,21 \text{ кДж/кгC}$ ,  $\rho = 961,7 \text{ кг/м}^3$ . Отсюда

$$g_{от}^p = 372,3 / 4,21 * (120 - 70) = 1,768 \text{ т/с}$$

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

$$Q_{в}^p = k_2 * Q_o^p = 70,9 * 0,6 = 42,54 \text{ МВт}$$

$$g_B^P = Q_B^P / C_p(t_h^P - t_o^P) = 42540 / 4,21 * 50 = 202,1 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_{ГВС}^P = (2,4 * 1,2 * M(a+B) * \rho * C_p(t_r - t_x)) / 24 * 3600 = 2,4 * 1,2 * 300000(120+60) * 0,9857 * 4,183(55-5) / 24 * 3600 = 371,086 \text{ МВт}$$

$$g_{ГВС}^P = 1182,8 \text{ кг/с}$$

Нагрузка ГВС в ЛП равна

$$Q_{ГВС}^{ЛП} = Q_{ГВС}^P(55 - t_x^S) / (55 - t_x) = 371,086 * (40/50) = 296,869 \text{ МВт}$$

Определим нагрузку технологического пароснабжения. Примем параметры пара производственного отбора турбины:  $P_{пр} = 13 \text{ бар}$ ,  $t_{пр} = 250 \text{ С}$ . По 5 находим энтальпию пара производственного отбора

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

$$\text{Отсюда } Q_{пр} = D_{пр} / 3,6 * (h_{пр} - h') = 16 / 3,6 * (2931,16 - 814,7) = 9,406 \text{ МВт}$$

Для построения годового графика теплотребления определим суммарную нагрузку теплоснабжения района при температурах наружного воздуха  $+8 \text{ С}$ ,  $-5,9 \text{ С}$ ,  $-31 \text{ С}$ .

Нагрузки сезонных потребителей теплоты линейно зависят от температуры наружного воздуха

$$Q_{от} = Q_{от}^P * (t_{вн}^P - t_{н}) / (t_{вн}^P - t_{н}^P) = Q * (21 - t_{н}) / 52$$

$$Q_{от}(+8) = 558,4 * (13/52) = 139,6 \text{ МВт}$$

$$Q_{от}(-5,9) = 558,4 * (26,9/52) = 288,86 \text{ МВт}$$

$$Q_{в} = Q_{в}^P * (21 - t_{н}) / 52$$

$$Q_{от}(+8) = 42,54 * (13/52) = 10,64 \text{ МВт}$$

$$Q_{от}(-5,9) = 22,00 \text{ МВт}$$

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

В ОП

$$Q(+8) = 139,6 + 10,64 + 371,086 + 9,406 = 530,732 \text{ МВт}$$

$$Q(-5,9) = 288,86 + 22 + 371,086 + 9,406 = 691,352 \text{ МВт}$$

$$Q^P(31) = 558,4 + 42,54 + 371,086 + 9,406 = 981,432 \text{ МВт}$$

В ЛП

$$Q(\text{ЛП}) = 197,912 + 9,406 = 207,318 \text{ МВт}$$

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

В ОП

$$Q(+8) = 93,075 + 7,100 + 247,390 = 347,565 \text{ МВт}$$

$$Q(-5,9) = 192,590 + 14,690 + 247,390 = 454,670 \text{ МВт}$$

$$Q^p(31) = 372,300 + 28,400 + 247,390 = 648,090 \text{ МВт}$$

В ЛП

$$Q(\text{ЛП}) = 197,912 \text{ МВт}$$

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

## 5. Тепловая часть станции

### 5.1 Расчет теплофикационной установки.

На прогнозируемую перспективу до 2015 года покрытие потребности региона в электроэнергии и его самобалансирование возможно осуществить следующими путями:

завершение технического перевооружения Актюбинской ТЭЦ с установкой турбины Р-25 и заменой Р-14;

завершение строительства ГТУ-48 МВт АО «Актюбмунайгаз»;

строительство Актюбинской ТЭС мощностью 570 МВт;

расширение Уральской ТЭЦ с установкой ГТУ 50-100 МВт;

расширение Атырауской ТЭЦ ГТУ мощностью 70-90 МВт.

В настоящее время по Актюбинской ТЭС вопрос обеспечения топливом (газ) решен для мощности 570 МВт, достаточной для самобаланса области на рассматриваемый период. (Газопровод Бухара-Урал и газопровод Жанажол-Актюбинск).

Кроме того, оборудование Актюбинской ТЭЦ морально и физически устарело и требует замены. Поэтому в ближайшей перспективе назревают необходимость строительства промышленно-отопительной ТЭЦ.

Тепловые нагрузки на уровне 2015 г. При условии вывода из работы Актюбинской ТЭЦ составят:

- отопление и вентиляция  $Q_{от+в}=800$  Гкал/ч

- горячее водоснабжение  $Q_{гвс}=120$  Гкал/ч

Таким образом максимальная нагрузка ТЭЦ составит

$Q_{мах}=800+120=920$  Гкал/ч

Расход теплотехнического пара составит 300 т/ч

Климатологические данные для г.Актобе

Температуры наружного воздуха

Расчетная отопления – 33

Средняя холодного месяца – 14,9

Средняя отопительного периода – 6,8

Температурный график теплосети принят 150/70

Строительство ТЭЦ предполагается в 2 очереди. Начало строительства первой очереди 2008 год. Тепловая нагрузка для первой очереди на уровне 2010 года

- отопление и вентиляция  $Q_{от+в}=500$  Гкал/ч

- горячее водоснабжение  $Q_{гвс}=80$  Гкал/ч

Расход технологического пара составит 100 т/ч

Расчет тепловых нагрузок по режимам для первой очереди строительства

1-режим, максимально зимний

$$Q_1=Q_{\max}=580 \text{ Гкал/ч}$$

2-режим расчетно-контрольный

$$Q_2=Q_{2от}+Q_{гвс}=Q_{\max} \times (18-(14,9))/(18-(-33))+Q_{гвс}=0,645 \times 500+80=402,5 \text{ Гкал/ч}$$

3-режим среднеотопительный

$$Q_3=Q_{3от}+Q_{гвс}=Q_{\max} \times (18-(6,8))/(18-(33))+Q_{гвс}=0,486 \times 500+80=323,0 \text{ Гкал/ч}$$



4-режим летний

$$Q_{гвс}=0,833 \times 80=64 \text{ Гкал/ч}$$

Тепловая мощность пиковых установок

$$Q_{пик}=Q_1-Q_3=580-323=257 \text{ Гкал/ч}$$

Для покрытия технологической нагрузки следует установить турбину ПТ-80/100-130 которая может обеспечить до 250-300 т/ч технологического пара, и принять участие в покрытии пиковой тепловой нагрузки.

Для покрытия теплофикационной нагрузки  $Q_{отб}=323 \text{ Гкал/ч}$  можно принять к установке турбины

$$T-100/120/130 \quad Q_{отб}=175 \text{ Гкал/ч}$$

$$ПТ-80/100-130 \quad Q_{отб} =50-60 \text{ Гкал/ч}$$

Принимаем к установке 2 турбины T-100/120/130 с суммарной нагрузкой 350 Гкал/ч.

Тогда суммарная нагрузка покрываемая из отборов турбин составит 400-410 Гкал/ч.

Коэффициент теплофикации при этом будет 0,68-0,7 что допустимо для северных районов.

**Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета схемы**

| Параметры | Обознач | Ед. измер. | Режим  | Режим   | Режи     | Лет-<br>ний |
|-----------|---------|------------|--------|---------|----------|-------------|
|           |         |            | 1t, °C | 2 t, °C | м3 t, °C |             |
|           | .       |            | -33    | -14,9   | -6,8     |             |

|   |            |                |       |       |       |       |
|---|------------|----------------|-------|-------|-------|-------|
| Нагрузка отопления                          | $Q_{от}$   | Гкал/ч         | 500,0 | 322,5 | 243,1 | 0,0   |
| ГВС   | $Q_{гвс}$  | - - -          | 80    | 80    | 80    | 64    |
| Суммарная тепловая нагрузка                 | $Q_{тс}$   | Гкал/ч         | 580,0 | 402,5 | 323,1 | 64,0  |
| Основные сетевые подогреватели (расп.тепло) | $Q_{отб}$  | Гкал/ч         | 410   | 410   | 410   | 64,0  |
| Пиковые сетевые подогреватели               | $Q_{пб}$   | Гкал/ч         | 170   | 0,0   | 0,0   | 0,0   |
| Отпуск пара 13 кг/см <sup>2</sup>           | $D_{п}$    | т/ч            | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Тем-ра в подающей магистрали                | $t_{пм}$   | °С             | 150   | 104   | 82    | 70    |
| Тем-ра в обратной магистрали                | $t_{ом}$   | °С             | 70    | 53    | 43    |       |
| Средняя тем-ра тепловой сети                | $t_{сртс}$ | °С             | 110   | 79    | 63    | 70    |
| Объём тепловой сети                         | $V_{тс}$   | м <sup>3</sup> | 17400 | 12076 | 9694  | 1920  |
| Температура холодной воды                   | $t_{хв}$   | °С             | 5     | 5     | 5     | 15    |
| Температура горячей воды ГВС                | $t_{гв}$   | °С             | 65    | 65    | 65    | 65    |
| Температура воды перед ХВО                  | $t_{хво}$  | °С             | 40    | 40    | 40    | 30    |
| Температура воды после                      | $t_{хо}$   | °С             | 37    | 37    | 37    | 27    |

|                                   |          |     |      |      |      |      |      |
|-----------------------------------|----------|-----|------|------|------|------|------|
| ХВО                               |          |     |      |      |      |      |      |
| Возврат конденсата с производства | $D_{ок}$ | т/ч | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| Тем-ра возвращаемого конденсата   | $t_{ок}$ | °С  | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 |

Температурный график теплосети для условий г.Актобе представлен на рисунке 4.1

Расчетная тепловая схема теплофикационной установки приведена на рисунке 4.2

Кроме тепловых нагрузок внешних потребителей, рассчитанных ранее, имеются расходы тепла на собственные нужды. На ТЭЦ имеются расходы пара на собственные нужды, на мазутохозяйство и т.д.

Для предложенных к установке 2 турбин Т-110/120-130 и 1 турбины ПТ-80/100-130/13 максимальный расход пара на турбоустановки составляет  $1*470+2*480=1430$  т/ч. К установке предварительно предлагается четыре паровых котла БКЗ-420-140 ГМ (расход пара 1680 т/ч). При выходе одного котельного агрегата из строя три оставшихся смогут обеспечить нагрузки второго режима, расход пара котлы 1260 т/ч.

## 5.2 Расходы пара и тепла на СН

### 5.2.1. Расход пара на мазутохозяйство из отборов турбин

Мазут используется на ТЭЦ в качестве резервного и растопочного.

Для растопки котлов при условии одновременной растопки потребуется

$$Bm = \frac{0,3 * D * 2 * (h_{nn} - h_{ne})}{Q_p^{\eta}} = 0,3 * 420 * 2 * (3580 - 994) / (30220 * 0,94) = 22,94 \text{ т/ч}$$

где  $Q_n^p = 37680 \cdot 0,802 = 30220$  Кдж/кг.

Расход пара на мазутослив при условии одновременной разгрузки 5 цистерн определяется по формуле

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

По режимам расход пара будет равен

$$1 \text{ режим } D_{\text{сл}} = 5 \cdot (0,636 + 0,0106 \cdot 33) = 4,93 \text{ т/ч}$$

$$2 \text{ режим } D_{\text{сл}} = 5 \cdot (0,636 + 0,0106 \cdot 14,9) = 3,98 \text{ т/ч}$$

$$3 \text{ режим } D_{\text{сл}} = 5 \cdot (0,636 + 0,0106 \cdot 6,8) = 3,55 \text{ т/ч}$$

$$\text{летний } D_{\text{сл}} = 2 \text{ т/ч}$$

Расход пара на подогрев мазута в резервуарах зависит от количества и емкости мазутных баков. Примем к установке 3 бака по  $2000 \text{ м}^3$ .

$$D_{\text{под}} = n \cdot (1,37 - 0,0228 \cdot t_{\text{нв}})$$

По режимам расход пара будет равен

$$1 \text{ режим } D_{\text{сл}} = 3 \cdot (1,37 - 0,0228 \cdot 33) = 6,37 \text{ т/ч}$$

$$2 \text{ режим } D_{\text{сл}} = 3 \cdot (1,37 - 0,0228 \cdot 14,9) = 5,13 \text{ т/ч}$$

$$3 \text{ режим } D_{\text{сл}} = 3 \cdot (1,37 - 0,0228 \cdot 6,8) = 4,57 \text{ т/ч}$$

$$\text{летний } D_{\text{сл}} = 2 \text{ т/ч}$$

Расход пара на разогрев мазута для его подачи к форсункам котлов.  
Для мазута марки М100  $D_{\text{раз}} = 0,065 \cdot 22,94 = 1,49$

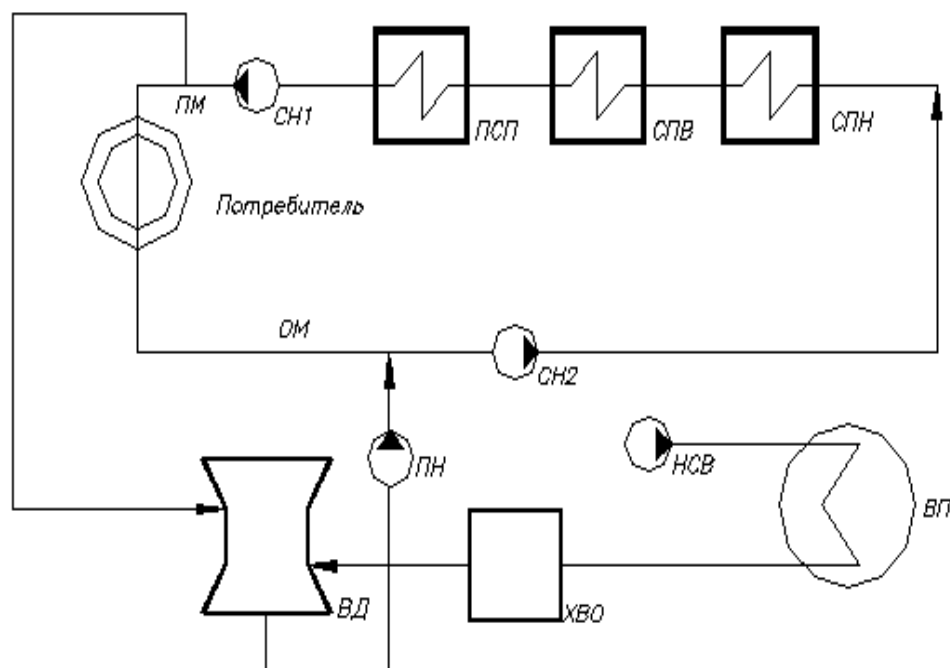
Суммарный расход пара на мазутохозяйство составит по режимам

$$1 \text{ режим } D_{\text{сл}} = 4,93 + 6,37 + 1,49 = 12,79 \text{ т/ч}$$

2 режим  $D_{сл} = 3,98 + 5,13 + 1,49 = 10,6$  т/ч

3 режим  $D_{сл} = 3,55 + 4,47 + 1,49 = 9,51$  т/ч

летний  $D_{сл} = 5,49$  т/ч



**Рисунок 5.2 – Расчетная схема теплофикационной установки**

СПН – нижний сетевой подогреватель;

СПВ – верхний сетевой подогреватель;

ПСП – пиковый сетевой подогреватель;

ВД – вакуумный деаэрактор;

ВП – встроенный пучок.

## Расход сырой воды на ХВО

$$G_{\text{сыр}} = 1,25 * (G_{\text{ут}} + G_{\text{под}} + G_{\text{мх}} + G_{\text{сеп}} + G_{\text{пот}}), \text{ где}$$

$G_{\text{ут}}$  – утечки цикла паровых котлов;

$G_{\text{под}}$  – подпитка тепловой сети;

$G_{\text{мх}}$  – потери на мазутохозяйстве;

$G_{\text{сеп}}$  – потери в продуктовой в сеператорах СНП;

$G_{\text{пот}}$  – потери пара на производстве.

Утечки пара энергетических котлов  $G_{\text{ут}} = 0,02 * D_{\text{пк}} = 0,02 * 1680 = 34 \text{ т/ч}$

Расход воды на подпитку тепловой сети для первого режима

$$G_{\text{под}} = G_{\text{ут.тс}} + G_{\text{гвс}} = 94,25 + 1333,3 = 1427,6 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{ут.тс}} = 0,025 * V_{\text{тс}} = 0,025 * 37700 = 94,25 \text{ т/ч}$$

$$V_{\text{тс}} = Q_{\text{расч}} * 65 = 580 * 65 = 37700 \text{ м}^3.$$

Расход воды на подпитку за счет ГВС

$$G_{\text{гвс}} = \frac{Q_{\text{гвс}}}{C_p(t_{\text{гв}} - t_{\text{хв}})} = 1333,3 \text{ т/ч}$$

Невозврат пара с производства

$$G_{\text{пот}}^{\text{тех}} = 0,5 D_{\text{техн}} = 0,5 * 100 = 50 \text{ т/ч}$$

Возврат пара с производства

$$G^{\text{тех}} = D_{\text{техн}} - G_{\text{пот}}^{\text{тех}} = 100 - 50 = 50 \text{ т/ч} G_{\text{сеп}}^{\text{в}}$$

Потери на мазутохозяйстве

$$G'_{\text{мх}} = 0,2 * D_{\text{мх}} = 12,79 * 0,2 = 2,558 \text{ т/ч}$$

Возврат пара с мазутохозяйства

$$G_{\text{мх}} = D_{\text{мх}} - G'_{\text{мх}} = 12,79 - 2,558 = 10,232 \text{ т/ч}$$

Количество отсепарированного пара

$$G_{\text{прод}} = 0,01 * D_{\text{ка}} = 0,01 * 1680 = 16,8 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{сеп}}^{\text{пар}} = G_{\text{прод}} \frac{h_{\text{пр}} \eta_{\text{сеп}} - h_{\text{сеп}}^{\text{е}}}{h_{\text{сеп}}^{\text{н}} - h_{\text{сеп}}^{\text{е}}} = 16,8 * (1573 * 0,98 - 671) / (2756 - 671) = 7,01 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{сеп}}^{\text{в}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{сеп}} = 16,8 - 7,01 = 9,79 \text{ т/ч}$$

Тогда расход сырой воды будет равен

$$G_{\text{сыр}} = 1,25 * (G_{\text{ут}} + G_{\text{под}} + G_{\text{мх}} + G_{\text{сеп}} + G_{\text{пот}}) = 1,25 * (34 + 1427,6 + 50 + 2,558 + 9,79) = 1904,9 \text{ т/ч}$$

Расход воды на подпитку основного цикла

$$G_{\text{подп. ц.}} = G_{\text{сеп}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мх}} + G_{\text{пот}}^{\text{тех}} = 9,79 + 34 + 2,558 + 50 = 96,26 \text{ т/ч}$$

Расчет атмосферного деаэрата подпитки цикла, работающего на паре 1,2 кгс/см<sup>2</sup>

Температура воды после деаэрата подпитки цикла 104 °С. Конденсат возвращается при температуре 60 °С. Расход пара давлением 1,2 кгс/см<sup>2</sup> на атмосферный деаэрат подпитки основного цикла равен

$$D_{\text{п}} = ((G_{\text{сеп}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{мх}} + D_{\text{тех}}) * t_{\text{д}} * c_{\text{р}} - (G_{\text{сеп}} + G_{\text{ут}} + G'_{\text{мх}} + G_{\text{пот}}^{\text{тех}}) * t_{\text{хво}} * c_{\text{р}} - (D_{\text{мх}} - G'_{\text{мх}} + G_{\text{тех}}) * t_{\text{конд}} * c_{\text{р}}) / (h_{\text{п}} - h_{\text{вд}}) = ((9,79 + 34 + 2,558 + 100) * 104 * 4,19 - (9,79 + 2,558 + 50) * 37 * 4,19 - (12,79 - 2,558 + 50) / (2700 - 104 * 4,19) = 16,8 \text{ т/ч}$$

Расход воды на подпитку теплосети

$$G_{\text{под}} = G_{\text{у.тс}} + G_{\text{гвс}} = 94,25 + 1333,3 = 1427,6 \text{ т/ч}$$

Расход прямой сетевой воды на вакуумный деаэратор подпитки теплосети

$$G_{\text{вд}} = G_{\text{под}} (h_{\text{вд}} - h_{\text{хво}})/(h_{\text{пм}} - h_{\text{вд}}) = 1427,6 \cdot (70 \cdot 4,19 - 37 \cdot 4,19)/(150 \cdot 4,19 - 70 \cdot 4,19) = 588,88 \text{ т/ч}$$

Результаты расчета тепловой схемы по всем четырем режимам представлены в таблице 5.3.

Задача выбора вспомогательного оборудования – определение типов, размеров, количества, параметров и количества оборудования. Кроме того, определяются мощность приводных двигателей и расход электроэнергии на собственные нужды электростанции.

Оборудование выбирается по условиям его максимальной эксплуатации. Общей тенденцией при выборе – применение наиболее крупного оборудования, обеспечивающего использование однопоточных схем, что способствует экономии капиталовложений и снижению эксплуатационных расходов.

Установка резервного оборудования предусматривается в наиболее ответственных случаях, когда его отсутствие может снизить отпуск с электростанции электрической и тепловой энергии.

Питательные насосы являются важнейшими из вспомогательных машин паротурбинной электростанции; их рассчитывают на подачу питательной воды при максимальной мощности ТЭС с запасом не менее 5%. В энергоблоках с давлением пара 13 МПа, мощностью 150 – 210 МВт применяют питательные электронасосы – один рабочий и один резервный (в запасе на складе) в энергоблоке, каждый по 100% полного расхода воды или 2 по 50% без резерва.



Конденсатные насосы выбирают в минимальном по возможности числе на 100% или два рабочих по 50% общей подачи и соответственно один резервный (на 100% или на 50 полной подачи). Общую подачу определяют по наибольшему пропуску пара в конденсатор с учетом регенеративных отборов. Конденсатные насосы теплофикационных турбин выбирают по конденсатному режиму работы с выключенными теплофикационными отборами для внешнего потребителя.

Циркуляционные насосы выбирают обычно по одному или два насоса на турбину. В машинном зале насосы устанавливают индивидуально, обычно по два насоса на турбину, для возможности отключения одного из них при уменьшении расхода воды (в зимнее время).

Важно отметить, что к циркуляционным насосам резерва не устанавливают. Из производительность выбирают по летнему режиму, когда температура охлаждающей воды высокая и требуется наибольшее их количество.

Сливные насосы конденсата из регенеративных подогревателей устанавливают без резерва, при этом выполняют резервную линию каскадного слива дренажа в соседний регенеративный подогреватель более низкого давления.

Конденсатные насосы сетевых подогревателей выбирают индивидуально, один или два рабочих на турбину, с резервным у сетевого подогревателя нижней ступени, имеющим подачу рабочего насоса (конденсат из этих теплообменников составляет основную часть всего потока питательной воды паровых котлов).

Регенеративные подогреватели поставляются комплектно с турбинами, причем резервные подогреватели не предусматриваются.

Сетевые подогреватели ТЭЦ устанавливают индивидуально у турбин, без резервных корпусов, поскольку они работают только во время

отопительного сезона и лишь часть их работает в летнее время, неся нагрузку горячего водоснабжения.

Насосы, системы смазки турбины поставляются заводом-изготовителем в комплекте с турбоустановкой, причем дополнительно устанавливают аварийные масляные насосы постоянного тока, питаемых от аккумуляторной батареи. Один из аварийных насосов является резервным.

Эжектора также поставляются в комплекте с турбиной.

## 6. Безопасность жизнедеятельности

### 6.1 Экологический паспорт

#### Общие сведения об Актюбинской ТЭЦ-2

Актюбинская ТЭЦ-2 расположена в промышленной зоне на юго-востоке г. Актобе. ТЭЦ предназначена для производства электрической и тепловой энергии для нужд промышленных предприятий и жилого сектора г. Актобе.

Согласно «Санитарным нормам проектирования производственных объектов» Актюбинская ТЭЦ-2 относится к 1 классу предприятий и размер санитарно-защитной зоны для него определен в 1000 м.

Установленная мощность Актюбинской ТЭЦ:

- электрическая – 570 МВт;

- тепловая – 1100 Гкал/ч.

Основные характеристики, полученные при составлении экологического паспорта, приведены в таблице 6.1

Таблица 1 – Основные производственные показатели и характеристики Актюбинской ТЭЦ-2.

|   | Показатели   | Единицы измерения | Величина показателя на 2020 год |
|---|--|-------------------|---------------------------------|
| 1 | 2  | 3                 | 4                               |
| 1 | Основная продукция предприятия:<br>пар на производство | т/год             | 3 000 000                       |
|   | горячая вода   | Гкал/год          | 2 400 000                       |

|   |  |             |            |
|---|--|-------------|------------|
|   | электроэнергия   | тыс.кВт*ч/г | 3 420 000  |
| 2 | Размер земельного отвода   | га          | 50,90      |
| 3 | Потребление воды, всего  | тыс.м3/год  | 32 400 000 |
|   | в т.ч. на хоз. бытовые нужды                                       | тыс.м3/год  | 275,4      |
|   | на технические нужды   | тыс.м3/год  | 108885,6   |
| 4 | Потребление электроэнергии   | тыс.кВт*ч/г | -          |
| 5 | Потребление теплоэнергии   | Гкал/год    | -          |
| 6 | Потребление энергетического топлива:                               |             |            |
|   | мазут  | т.у.т/год   | 20525      |
|   | газ  | т.у.т/год   | 1 605 000  |
| 7 | Потребление автотоплива, всего                                     | т/год       | 471        |
|   | в т.ч. бензина   | т/год       | 62,4       |
|   | дизельного топлива   | т/год       | 408,6      |
| 8 | Количество источников выделения вредных веществ в атмосферу, всего | ед.         | 36         |
|   | в т.ч. организованных  | ед.         | 2          |
|   | неорганизованных   | ед.         | 4          |
|   | количество автотранспорта  | ед.         | 30         |
| 9 | Число вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, всего            | ед.         | 7          |
|   | в т.ч. твердые вещества  | ед.         | 1          |
|   |  | ед.         | 6          |

|    |   |                |             |
|----|---|----------------|-------------|
|    | газообразные вещества   |                |             |
| 10 | Суммарный (от всех источников предприятий) выброс вредных веществ | т/год          | 22 000      |
| 11 | Число выпусков сточных вод, всего                                 | ед.            | 1           |
| 12 | Суммарный сброс вредных веществ, всего<br>В т.ч. в водоемы        | т/год<br>т/год | 1000,0<br>- |
| 13 | Суммарное количество отходов                                      | т/год          | 23 000      |
| 14 | Наличие залповых выбросов при растопках котлов за базовый год     | ед.            | отсутствуют |
| 15 | Наличие аварийных сбросов за баз. год                             | ед.            | отсутствуют |

**Природно-климатическая характеристика района расположения станции.**

Актюбинская ТЭЦ-2 размещается в районе с резко континентальным климатом с жарким летом и холодной зимой.

Средняя температура наиболее холодного месяца, января, минус 21 С, наиболее жаркого месяца, июля, плюс 29,3 С. Средняя годовая температура 3,6 С. Абсолютный минимум температур минус 48 С, абсолютный максимум температур плюс 43 С.

Количество осадков в среднем за год составляет 315 мм, максимальное суточное количество осадков 49 мм.

Преобладающее направление ветра в зимнее время года юго-восточное, повторяемость которого 23%. В летнее время преобладает ветра северо-

западного и северо-восточного направлений, повторяемостью 25% и 16%. Максимальная скорость ветра зимой составляет 7,4 м/с, летом 5,9 м/с (таблица).

Рельеф местности в районе расположения ТЭЦ и зоны ее влияния ровный, разность абсолютных отметок составляет 20-30 м на 1 км.

Заповедники и реакционные зоны в окрестностях предприятия отсутствуют.

Метеорологические характеристики района приняты по СНИП 2.01.01-82 и приведены в таблице.

**Таблица 6.2** – Метеорологические характеристики района Актюбинской ТЭЦ-2.

| Респ<br>убл<br>ика,<br>край<br>,<br>обла<br>сть,<br>пун<br>кт | Повторяемость направлений ветра (числитель), %, средняя скорость ветра по направлениям (знаменатель), м/с повторяемость штилей, %, максимальная и минимальная скорость ветра, м/с |                    |                   |                    |                    |                   |                   |                   |             |                                |                  |             |                    |             |               |               |                    |                        |             |                  |
|---|---|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------|--------------------------------|------------------|-------------|--------------------|-------------|---------------|---------------|--------------------|------------------------|-------------|------------------|
|   | Январь  |                    |                   |                    |                    |                   |                   |                   |             |                                | июль             |             |                    |             |               |               |                    |                        |             |                  |
|   | С   | С                  | В                 | Ю                  | Ю                  | Ю                 | З                 | С                 | штиль       | средней скорости по розедам за | С                | С           | В                  | Ю           | Ю             | Ю             | З                  | С                      | штиль       | средней скорости |
| Акт<br>обе  | 2/<br>3,7   | 1<br>0/<br>5,<br>5 | 1<br>7<br>5,<br>5 | 2<br>3/<br>5,<br>2 | 1<br>7/<br>6,<br>3 | 6<br>/<br>7,<br>4 | 1<br>8<br>5,<br>5 | 7<br>/<br>5,<br>4 | 2<br>/<br>3 | 7<br>,<br>4                    | 1<br>2<br>4<br>6 | 1<br>6<br>4 | 1<br>0/<br>3,<br>5 | 8<br>/<br>4 | 7/<br>4,<br>3 | 8/<br>5,<br>8 | 14<br>/<br>5,<br>9 | 2<br>5<br>/<br>5,<br>6 | 1<br>/<br>9 | 5<br>,<br>9      |

## Характеристика топлива

Основным видом топлива для паровых котлов на Актюбинской ТЭЦ-2 является газ, поставляемый с Жанажольского месторождения.

При растопке котлов и в качестве резервного топлива используется мазут. Доля мазута в суммарном расходе сожженного топлива невелика и не превышает 3 %.

Характеристика топлива, используемого на Актюбинской ТЭЦ-2 в 2012 году, приведена в таблице.

Таблица 1.3 Характеристика топлива (газ)

|    |   |         |
|----|---|---------|
| 1  | Азот N <sub>2</sub>                           | 2,1715  |
| 2  | Двуокись углерода CO <sub>2</sub>             | 0,0039  |
| 3  | Метан CH <sub>4</sub>                         | 85,6234 |
| 4  | Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>            | 7,4477  |
| 5  | Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>          | 3,2482  |
| 6  | Изобутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>       | 0,4962  |
| 7  | Н-Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>        | 0,7268  |
| 8  | Изопентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>      | 0,1289  |
| 9  | Н-Пентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>       | 0,1092  |
| 10 | Сумма гексанов C <sub>6</sub> H <sub>12</sub> | 0,0437  |

Теплота сгорания низшая 37,68 МДж/м<sup>3</sup>

Абсолютная плотность 0,802 кг/м<sup>3</sup>

### **Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу**

Всего на Актюбинской ТЭЦ-2 выявлено 6 источников загрязнения атмосферы. Выбросы от 7 котлоагрегатов объединены в два источника организованных выбросов – дымовые трубы, т.е. из 6 источников 2 источника организованных выбросов и 4 источника неорганизованных выбросов.

Паровые котлы, работающие на газе, являются основными источниками выделения вредных веществ в атмосферу. При горении топлив в топках котлов образуются и выбрасываются дымовыми трубами частицы золы мазута, оксиды азота, серы, углерода.

К источникам неорганизованных выбросов на ТЭЦ относятся: мазутохозяйство, ГРП и газовое хозяйство, посты сварки и резки металла. Прием, перекачка и хранение мазута сопровождается выделением углеводородов. При производстве ремонтов на основном и вспомогательном оборудовании выделяются сварочный аэрозоль (в состав которого входит диоксид марганца) и водород фтористый.

### **Характеристика Актюбинской ТЭЦ-2, как источника загрязнения водного бассейна.**

Водоснабжение ТЭЦ осуществляется из скважин и Каргалинского водохранилища. Вода используется на охлаждение конденсаторов турбин и маслоохладителей, подпитку котлов и теплосети, охлаждение подшипников вращающихся механизмов и др.



Засоленные и дренажные воды химического цеха отводятся по промливневному коллектору. Нефтедержащие стоки котельного, турбинного и мазутохозяйства, пройдя механическую очистку от нефтепродуктов на нефтеловушке, насосной станцией перекачиваются по промливневному коллектору. Вода после охлаждения конденсаторов турбин и маслоохладителей сбрасывается в градирни. Теплообменные сточные воды оборотной системы охлаждения относятся к категории «нормативно чистых» вод и очистке не подвергаются. Состав сточных вод приведен в таблице 4

**Таблица 4 – Состав сточных вод**

| Показатели состава сточных вод | Фоновая концентрация в водном объекте, мг/дм <sup>3</sup> | Допустимая концентрация в сточных водах, мг/дм <sup>3</sup> | Нормы ДПС |       |
|--------------------------------|---|---|-----------|-------|
|                                |   |   | г/ч       | т/год |
| Взвешенные вещества            | 14,3  | 14,48   | 2178      | 19,08 |
| Нефтепродукты                  | 0,05  | 0,100   | 605       | 5,3   |
| Минерализация                  | 1420  | 1438,18   | 219978    | 1927  |
| БПК                            | 2,58  | 2,61  | 363       | 3,18  |

### **Расчет выбросов и их рассеивание в атмосферу от котлов ТЭЦ**

В связи с большим объемом выбросов вредных веществ в атмосферу, производим данный расчет для определения минимальной высоты трубы.

Топливо- нефтяной попутный газ.

$V=28000 \text{ м}^3/\text{ч}$  – расход топлива.

$$T_{ух} = 403\text{K}(130\text{ C} + 273\text{ C}).$$

$$Q_3 = 0.5\% \text{ ( потеря от химического недожога)}$$

$$Q_{нр} = 37680 \text{ кДж/м}^3$$

$D = 420$  т/ч – производительность котлов.

$a = 1,2$  – коэффициент избытка воздуха.

Количество летучей золы и несгоревшего топлива, выбрасываемых с дымовыми газами, г/с – отсутствуют.

Выброс в атмосферу сернистого ангидрида, г/с:

$$\begin{aligned} M_{\text{SO}_2} &= 0.02 * B * S_p * (1 - \eta_{\text{SO}_2}) * (1 - \eta''_{\text{SO}_2}) \\ &= 0.02 * 40000 * 0.4 * (1 - 0.2) * (1 - 0.02) = 250.88 \end{aligned}$$

$\eta_{\text{SO}_2}$  – доля сернистого ангидрида, улавливаемого в газоходах котла;

Количество выбросов оксидов азота, г/с

$$\begin{aligned} M_{\text{NO}_x} &= 0.34 * 10^{-7} * K * B * Q_{\text{H}}^p * \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) * \beta_1 * \beta_2 * \beta_3 * \varepsilon_2 = \\ &= 0.34 * 10^{-7} * 6.285 * 40000 * 15503 * \left(1 - \frac{1.4}{100}\right) * 1.4 * 1 * 1 \\ &* 1 = 182.92 \end{aligned}$$

где  $\beta_1$  – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива;

$\beta_2$  – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок (для вихревых горелок  $\beta_2 = 1,0$ );

$K = \frac{12 * D_{\phi}}{D + 200} = \frac{420 + 12}{420 + 200} = 6.285$  – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сожженного условного топлива,

$D$  – номинальный расход пара, т/ч;

$D\phi$  – фактический расход пара т/ч;

$\varepsilon_2$  - коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксидов азота при двухступенчатом сжигании топлива.

Выбросы оксида азота, г/с:

$$M_{NO_2} = 0.8 * M_{NOx} = 0.8 * 182.92 = 146.33$$

$$M_{NO} = 0.13 * M_{NOx} = 0.13 * 182.92 = 23.78$$

## 6.2 Определение минимальной высоты трубы.

$$H = \sqrt{\frac{A * M * F * \eta * m * n}{(ПДК - C\phi) * \sqrt[3]{V_2 * \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 * 2543.25 * 2 * 1 * 0.72 * 1}{(0.5 - 0) * \sqrt[3]{78.5 * 99.7}}} = 180 \text{ м}$$

Где  $M = M_{SO_2} + 5.88 * 389.86 = 2543.25$  г/с

$A$  – коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы;

$V_2$  – объем дымовых газов на Актюбинской ТЭЦ, м<sup>3</sup>/ч

Объем дымовых газов на одну трубу:

$$V_2' = \frac{V_2 * N * 2}{7} = \frac{105.66}{7} * 2.6 * 2 = 78.5 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

$T = T_{ух} - T_{лет(ср.макс)} = 99,7 \text{ C}$  – разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года в 13.00 часов дня (принимается по СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология и геофизика»);

$\eta$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в данном случае ровная и слабопересеченная местность;

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

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

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

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

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

Откуда:

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

при  $v_m > 2$   $n = 1$ .

Диаметр устья дымовой трубы:

$$D = \sqrt{\frac{4 * V_c'}{\pi * W^0}} = \sqrt{\frac{4 * 105.66}{3.14 * 25}} = 5.5 \text{ м}$$

### **Анализ условий труда**

На Актюбинской ТЭЦ-2 один раз в неделю проводится день техники безопасности, цель которого является выявление нарушений техники безопасности.

Проводятся комиссионные проверки всех цехов и подразделений (помещения аккумуляторных батарей электрического цеха, компрессорной станции при котельном цехе), также ночные обходы и внезапные проверки состояния ТБ и охраны труда на рабочих местах руководством станции, цехов, инспекцией станции. По результатам обходов и проверок составляют приказы по станции или выдаются предписания руководителям цехов, где было обнаружено нарушение.

### **Микроклимат**

На щитах управления, в залах вычислительной техники, кабинах, пультах и постах управлением технологическими процессами поддерживается температура воздуха 22-24 С, относительная влажность 60-40% и скорость движения ветра не более 0,1 м/с в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СН 4083-86. В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины микроклимата не представляется возможным установить из-за технической недостижимости предусмотрены мероприятия по защите работающих от возможного перегрева: система местного кондиционирования, воздушное душирование, средства индивидуальной защиты. Параметры микроклимата в основных производственных помещениях приведены в таблице 5.

**Таблица 6.3** – Параметры микроклимата

| Период года           | Температура, С | Относительная влажность, % | Скорость движения воздуха, м/с |
|-----------------------|----------------|----------------------------|--------------------------------|
| Холодный и переходный | 17-20          | 60-40                      | 0,2-0,3                        |
| Теплый                | 20-23          | 60-40                      | 0,3-0,4                        |

## Состояние пожарной безопасности

Из всех зданий и сооружений предусмотрено не менее двух эвакуационных выходов, расположенных рассредоточено. Для зданий высотой 10 м и более предусмотрены выходы на кровлю из лестничных клеток или по наружным стальным лестницам, при высоте зданий более 20 м – по стальным маршевым лестницам с уклоном не более 6:1. В местах перепада высот более 1 метра предусмотрены лестницы независимо от высоты здания. На ТЭЦ предусмотрена противопожарная автоматика кабельных сооружений на базе аппаратуры ППС-1 и извещательной пожарной сигнализацией ДИП-1.

**Таблица 6.4 – Пожарные характеристики объектов**

| Назначения здания | Этажность | Степень огнестойкости | Категория противопожарной безопасности |
|-------------------|-----------|-----------------------|--|
| Административное  | 4         | 1-2                   | Д                                      |
| Производственное  | до 8      | 1-2                   | Д,ВД                                   |
| Вспомогательное   | до 2      | 1-2                   | Д                                      |
| Складское         | 1         | 1-2                   | Д                                      |

Расстояние до ближайшей пожарной части – 1,5 км.

Подъездные пути к объекту – 1,5 км.

**Таблица 6.5 – Противопожарная защита**

| № | Наименование показателей             | Марка                              | Количество, шт.                                |
|---|--------------------------------------|------------------------------------|--|
| 1 | Стационарная пожарная техника        | -                                  | -  |
| 2 | Передвижная пожарная техника         | -                                  | -  |
| 3 | Автоматическая система пожаротушения | Водяная                            | 2  |
| 4 | Первичные средства пожаротушения     | Огнетушители                       | ОП-5 – 270 шт<br>ОП-8 – 160 шт<br>ОП-2 – 31 шт |
| 5 | Система дымоудаления                 | -                                  | -  |
| 6 | Пожарная сигнализация                | Имеется                            | 1  |
| 7 | Пожарные водоемы                     | -                                  | -  |
| 8 | Пожарные гидранты                    | Д=200<br>Р=3-4 кгс/см <sup>2</sup> | 18 шт  |
|   | Пожарные рукава                      | -                                  | 30 шт  |

При возникновении дыма или повышении температуры в помещении, комбинированные извещатели системы обнаружения подают импульс:

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

В турбинном цехе наиболее опасным участком при пожаре является маслосистема турбоустановки. Для предотвращения пропитки маслом изоляции предусмотрено покрытие их кожухом из белой жести. На маслосистеме генераторов установлены автоматические газоанализаторы, подающие световой и звуковой сигналы при содержании водорода в воздухе системы не менее 1% по объему, так как установка с водородным охлаждением.

Для тушения очагов загорания в помещениях мазутонасосной предусмотрен подвод пара с ручным управлением запорной задвижкой, расположенной в безопасном месте с наружной стороны здания.

### **Защита от шума**

На ТЭЦ размещается большое количество оборудования, эксплуатация которого связана со значительным шумоизлучением.

Эти источники имеют различные спектры излучения шума; они размещаются как внутри, так и вне помещения ТЭЦ.

В здании ТЭЦ находятся следующие источники шума: паровые турбины, генераторы, котлы, тягодутьевые машины, насосы, паропроводы и др.

Вне помещения ТЭЦ расположены вентиляционные установки, трансформаторы; все эти источники шума оказывают продолжительное воздействие на обслуживающий персонал предприятия.

Установлены допустимые уровни шума (СНИП) 3223-85) на рабочих местах и на территории предприятия, которые не должны превышать 80 дБ .

Для выполнения санитарных норм по уровням шума на ТЭЦ предусмотрены следующие мероприятия. Рабочие места в производственных



помещениях с постоянным пребыванием людей при уровне производственного шума превышающим нормируемый санитарный уровень, оборудуются специальными приспособлениями: шумоотражающими экранами, шумоглушащими кабинами, виброизолирующими опорными площадками.

Такие помещения, как щиты управления, находящиеся внутри производственных зданий, ограждаются тяжелыми стеновыми панелями и изнутри облицовываются специальными звукопоглощающими материалами, снабжаются витринами с двойными стеклами и упругим уплотнением дверей.

Кроме того, для создания комфортных для шума условий на уровне человеческого роста, на территории станции вдоль всех проездов и пешеходных дорожек высаживаются кустарниковые древесные насаждения и организуются соответствующие шумозащитные экраны .

## **6.2 Расчет искусственного освещения**

Габариты: Длина  $A=360$  м

Ширина  $B=39$  м

Высота  $h=16$  м

Наименьшая освещенность 75 ЛК

Разряд зрительной работы V

Нормируемая освещенность  $E= 100$  ЛК

Принимаем систему общего освещения с лампами накаливания (газонаполненными) типа Г215-225-500, мощностью 500 Вт, при световом потоке 8300 лм при напряжении 220 В.

Коэффициенты отражения потолка  $p_{\text{пот}}=70\%$ ; стен  $p_{\text{ст}}=50\%$ ; пола  $p_{\text{пол}}=30\%$ ;

Расчетная высота подвеса  $=16-0,3=15,7$  м,

Где  $h_{\text{свес}}=0,3$  м – высота свеса лампы

Если светильники большой мощности, то рекомендуется значение  $\lambda=\lambda_c=0,6$

Наивыгоднейшее расстояние между светильниками определяются по формуле:  $Z=\lambda_c*h=0.6*15.7=9.42$  м

$L=Z/2=4.71$  м

Принимаем расстояние между лампами 9,0 метров, от стен 4,0 метра.

В машинном зале  $(A-2L)/z=(360-2*4)/9=39$  рядов по  $B/(z/2)-L=39/4-3=7$  ламп в каждом ряду.

Определение индекса помещения по формуле:

$$i = \frac{E * k_3 * S * z}{h * (A + B)} = \frac{360 * 39}{15.7 * (360 + 39)} = 2.24$$

Коэффициент использования примем  $\eta = 90\%$ .

Коэффициент запаса примем  $K_3 = 1,4$

Световой поток лампы

$$\Phi = \frac{E * K_3 * S * z}{N * \eta} = \frac{100 * 1.4 * 360 * 39 * 1.1}{39 * 7 * 0.9} = 8800 \text{ лм}$$

Где  $z=1.1$  – коэффициент неравномерного освещения.

На основе выполненных расчетов разместим светильники в следующем порядке (рис 6.3).

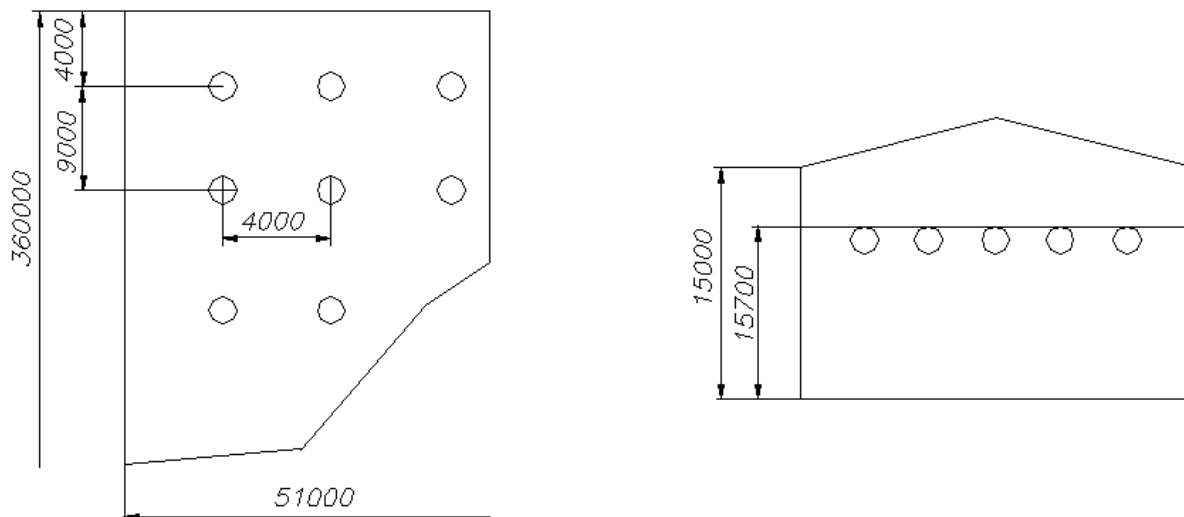


Рисунок 6.3

Рассчитанная система общего освещения позволит создать условия труда, исключая возможность производственного травматизма вследствие недостаточного освещения рабочих мест.

В соответствии с действующими нормами и руководящими указаниями на АТЭЦ-2 будут предусмотрены следующие виды сетей освещения соответствующие СНИП 11-4-79 (естественное и искусственное освещение):

1. Рабочее освещение с напряжением 220 В переменного тока, запитываемое с силовых секций собственных нужд 0,4 кВ, через стабилизаторы;
2. Аварийное освещение – питается от аккумуляторной батареи 12В;
3. Охранное освещение – на 220 В переменного тока; запитываемого от специальных понижающих трансформаторов;
4. Светоотражение дымовых труб – сеть на 220 В переменного тока, запитываемого от специальных понижающих трансформаторов.

Управление рабочим освещением – ручное с автоматическим включением сети аварийного освещения.

Управление наружным освещением и светоограждением дымовых труб предусматривается как ручное с главного щита управления, так и автоматическое с использованием фотоэлементов.

Управление охранным освещением – ручное из помещения службы охраны.

1. Производственное освещение. Методические указания к выполнению раздела «Охрана труда» в дипломном проекте. Алма-ата, 1989.
2. Справочная книга по светотехнике/ Под ред. Ю.Б.Айзенберга, М., Энергоатомиздат, 1983.

### **6.3 Расчет зануления.**

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

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

В связи с вышеизложенным расчет зануления сводится к проверке его отключающей способности и оценке опасности поражения человека электрическим током, касающегося в момент аварии корпуса электрооборудования.

Исходные данные:

Напряжение сети – 0,4 кВ;

Мощность трансформатора – 250 кВА;

Мощность электроприемника  $P=55$  кВт;

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

$l_1 = 50$  м;

$l_2 = 150$  м;

Определение токов нагрузки и выбор аппаратов защиты:

$$I_{ДВ} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi} = \frac{55 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.8} = 99.2 \text{ А}$$

$$I_{РПВ} = \frac{K_n \cdot I_{ДВ}}{K_T} = \frac{6 \cdot 99.2}{2.5} = 238.08 \text{ А}$$

$I_{НПВ} = 150$  А;

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

$I_{НА} = 260$  А.

Определение активных и индуктивных элементов цепи.

$Z_{ТП} = 0.312$  Ом (Табл. данные)

Сопротивление фазных и нулевого защитного проводника:

$$R = \rho \frac{l}{S},$$

Где  $\rho$  – удельное сопротивление проводника (0,028 Ом\*мм/м);

$l$  – длина проводника, м;

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

$$R_{СП1} = 0.028 \frac{50}{185} = 7.6 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

$$R_{СП2} = 0.028 \frac{150}{70} = 6 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}$$

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

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

$$I'_k = 3 * 150 = 450 \text{ А}; S_{TP} = 1242 \text{ мм}^2.$$

Плотность тока:

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

$$r_\omega = 1.07 \text{ Ом/км}; x = 0,64 \text{ Ом/км};$$

$$R_{H2} = r_\omega * l_2 = 1.07 * 0.150 = 0.161 \text{ Ом};$$

$$X_{H2} = x * l_2 = 0.64 * 0.150 = 0.096 \text{ Ом};$$

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

$$X_n = 0,1 * 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$X_{II1} = 0,1 * 10^{-3} * 50 = 0,005 \text{ Ом};$$

$$X_{II2} = 0,1 * 10^{-3} * 150 = 0,015 \text{ Ом}.$$

Определение  $Z_{II}$ :

$$Z_{II} = \sqrt{(R_{CP} + R_H)^2 + (X_{CP} + X_H + X_{II})^2}, \text{ Ом}$$

$$Z_{II1} = \sqrt{(0,0076 + 0,0147)^2 + (0,005)^2} = 0,0223 \text{ Ом}$$

$$Z_{II2} = \sqrt{(0,0076 + 0,06 + 0,0147 + 0,161)^2 + (0,005 + 0,015 + 0,096)^2} = 0,270 \text{ Ом}$$

Определение  $I_{кз}$  производится по формуле:

$$I_{кз} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_m}{3} + Z_n}$$

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

$$I_{кз} = \frac{220}{\frac{0,312}{3} + 0,270} = 588,2 \text{ A}$$

Определение кратности тока:

$$\frac{I_{кз}}{I_{кз}} = \frac{1741,9}{260} = 6,70;$$

$$\frac{I_{кз}}{I_{кз}} = \frac{588,2}{150} = 3,92$$

Условие  $I_{кз} > I_{ном} * K$  выполняется,

Где  $K_a = 1,25$ ;  $K_{ПВ} = 3$

Определение времени срабатывания аппарата защиты:

плавной вставки – определяется по защитной характеристике плавкой вставки, для автомата – берется из справочника.

Для предохранителей типа ПН-2:

При  $I_{кз} = 588,2 \text{ A}$  и  $I_{НПВ} = 150 \text{ A}$  – время отключения – 0,18 с.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$U_{K1} = I_{кз} * Z_{Hl} = 1741,9 * 0,0147 = 25,6 \text{ B}$$

$$U_{K2} = I_{кз} * Z_{Hl} = 588,2 * \sqrt{0,134^2 + 0,08^2} = 91,8 \text{ B}$$

Ток, проходящий через тело человека:

$$I_{h1} = \frac{U_{k1}}{R_h} = \frac{25,6}{1000} = 25,6 \text{ мА}$$

$$I_{h2} = \frac{U_{k2}}{R_h} = \frac{91,8}{1000} = 91,8 \text{ мА}$$

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

### **Электробезопасность.**

Для обеспечения необходимого уровня безопасности в зонах обслуживания электроустройств и установок в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 (СТ СЭВ 4830-84) предусматривается заземляющее устройства, соединяемые не менее чем в двух точках с существующим, общим для всей территории ТЭЦ, заземляющим устройством с сопротивлением не превышающим 0,5 Ом. Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции электрооборудование, предусмотрено заземление корпусов электродвигателей и аппаратуры, и зануление светильников внутреннего и наружного освещения.

В сети ремонтного освещения предусмотрено пониженное напряжение 12 В для питания переносного ручного инструмента предусмотрена электропроводка 36 В, 200 Гц.



## **7.Экономическая часть**

### **Резюме**

В данном разделе дипломного проекта предоставлен бизнес-план строительства промышленно-отопительной ТЭЦ мощностью 570 МВт для города Актобе.

**Цель проекта:** экономическое обоснование целесообразности строительства ТЭЦ мощностью 570 МВт, с учетом перспективной потребности в электроэнергии и тепле промышленных потребителей, жилых и общественных зданий г.Актобе и Актюбинской области.

**Задачи проекта:** удовлетворение потребностей потребителей в электроэнергии; преодолении дефицита в электроэнергии в Западном Казахстане на перспективу, укрепление технического и производственного потенциала региона.

### **Характеристика и технология ТЭЦ мощностью 570 МВт**

Современная ТЭЦ – это сложный комплекс, состоящий из разнообразного теплоэнергетического оборудования и силового электромеханического оборудования объединенного одним технологическим процессом.

ТЭЦ мощностью 570 МВт имеет связь с энергосистемой на напряжение 110 кВ по трем воздушным линиям электропередач. Топливо – газ (природный и попутный нефтяной Жанажольского месторождения).

Мощность на собственные нужды 8% от установленной мощности.  
Напряжения: высокой стороны – 110 кВ, низкой 10 кВ.

### **Анализ рынка**

Основным потребителем электрической энергии является Актюбинская область и крупные промышленные предприятия г.Актобе, промышленные предприятия и бюджетный сектор. Схема транспортировки электроэнергии осуществляется по электрическим сетям напряжением 110 кВ, без ограничения пропускной способности, тепловая энергия транспортируется по магистралям диаметром 1000 мм.

### **Исходные данные для выполнения работы:**

Годовой объём выработки электрической энергии:

$$Эв=3420 \text{ млн.кВтч};$$

Годовой объём выработки тепловой энергии

$$Qв = 4455 \text{ тыс.Гкал};$$

Топливом данной станции является Жанажольский газ с низшей теплотой сгорания  $Q_n^p=7770 \text{ ккал/кг}$ ;

$$\text{Цена топлива: } Ц_t=5 \text{ тг/м}^3;$$

Число часов установленной мощности:

$$T_m=Эв/N_y=3420 \text{ млн.кВтч} / 570 \text{ МВт}=6000 \text{ часов};$$

Где  $N_y=570 \text{ МВт}$ - установленная электрическая мощность ТЭЦ-;

Расход электроэнергии на собственные нужды станции  $Э_{сн} = 8\%$  ;

Расход тепла на собственные нужды  $Q_{сн}=1\%$

Удельный расход топлива на выработку 1 квтч электроэнергии:  $b_{э} = 349$  (г/кВтч);

Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии:  $b_{т} = 191,3$  (кг/Гкал)

### **Определение годового отпуска электрической и тепловой энергии.**

$Э_{от} = Э_{в}(1 - Э_{сн}) = 3420(1 - 0,09) = 3111,2$  млн. кВтч;

$Q_{от} = Q_{в}(1 - Q_{сн}) = 4455(1 - 0,01) = 4410,5$  тыс. Гкал;

### **Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии.**

$V_{э} = Э_{в} * b_{э} = 3420 * 349 / 1000 = 1193,6$  тыс. тут.

$V_{т} = Q_{в} * b_{т} = 4455 * 191,3 / 1000 = 852,2$  тыс. тут;

Итоговая сумма расходов топлива на ТЭЦ будет составлять:

$V_{у} = V_{э} + V_{т} = 1193,6 + 852,2 = 2045,8$  тыс. тут;

### **Определяем расход натурального топлива:**

$V_{г} = V_{у} * K_{п} = 2045,8 * 870 = 1779,8$  млн. м<sup>3</sup> газа

### **Составляющая затрат на топливо:**

Данные для расчета затрат на топливо взяты с сайта:

<http://www.zakon.kz/4514206-otpusknaja-cena-na-gaz-povysitsja-v.html>

Цена топлива: попутный-нефтяной Жанажольский газ – 3841 тг/1000 м<sup>3</sup>, природный газ с газовой магистрали Бухара-Самара – 7681 тг/1000 м<sup>3</sup>.  
Соотношение использования топлива 30% природный газ, 70% попутный газ.  
Средневзвешенная цена за топливо 5000 тг/1000 м<sup>3</sup>.

$Ц_{т} = 3841 * 0,7 + 7681 * 0,3 = 4993$  тг/1000 м<sup>3</sup>

$$ИТ=Вн*ЦТ= 1779,8*5 =8899 \text{ млн. тенге}$$

### **Коэффициент полезного действия использования топлива:**

$$КПД_э=123 : b_э \cdot 100\%=123:349 \cdot 100\%=35,24 \%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут.

$$КПД_т=143: b_т*100\%=143/ 191,3 \cdot 100\%=74,75 \%$$

Знаменатель указывает на то, что для получения 1 Гкал тепловой энергии необходимо 143 кгуг.

### **Коэффициент полезного действия использования топлива станцией:**

$$КПД = \frac{0,86 \cdot \dot{Q}_{от} + Q_{оо}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 3111,2 + 4410,5}{7 \cdot 2045,8} = 49,5\%$$

0,86-коэффициент перевода электроэнергии в тепло.

### **Расчет затрат на воду.**

Основными водопользователями на тепловой электростанции являются конденсаторы паровых турбин. Кроме них на электростанциях имеется целый ряд значительно более мелких теплообменных аппаратов, к которым подводится охлаждающая вода: воздухоохладители или газоохладители генераторов, воздухоохладители питательных электронасосов и возбuditелей генераторов, маслоохладители систем смазки механизмов.

Кроме того, в этой статье затрат учитывается плата в бюджет за воду, употребляемую из водохозяйственных систем на технические цели так же удаление шлака из-под котлов на электростанции производится гидравлическим способом. Расход воды для этой цели зависит от вида

топлива, способа его сжигания, механических свойств золы и шлака. .  
Затраты на воду находятся в пределах 0,6-0,8 тенге/кВтч.

$$Z_v = \Delta v * 0,6 = 3420 * 0,6 = 205,2 \text{ млн. тенге}$$

### **Расчет затрат на заработную плату.**

Для определения затраты на заработную плату рабочего персонала на ТЭЦ, нужно знать число рабочих.

Количество рабочего персонала зависит от штатного коэффициента, показывающий, сколько людей приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции.

$$N_y = 570 \text{ МВт.}$$

Если установленная мощность станции более 500 МВт, а в нашем случае это 570 МВт то штатный коэффициент (Кш) будет в пределах 0,8-1,1.чел/МВт  
Численность персонала определяется как произведение установленной мощности и штатного коэффициента.

$$ЧП = Кш * N_y = 1,1 * 570 = 627 \text{ человек.}$$

### **Определение суммарного фонда заработной платы.**

Суммарный фонд заработной платы определяется по формуле:

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

Изпо - основная заработная плата, в нее входят заработная плата работников, а также выплаты отработанного времени, премии ,работы в праздничные дни и т.д.

Изпд - дополнительная заработная плата включает в себя выплаты отпусков с содержанием;

Изпн - начисления на заработную плату, в нее входят налоги пенсионные начисления.

В среднем, на одного работника в год приходится 900 тыс. тенге, отсюда следует:

$$\text{Изпо} = (\text{ЧП} * 900) / 1000 = (900 * 627) / 1000 = 564,3 \text{ млн. тенге.}$$

Дополнительная заработная плата берется в размере 15% от основной заработной платы:

$$\text{Изпд} = \text{Изпо} * 0,15 = 564,3 * 0,15 = 84,645 \text{ млн. тенге.}$$

Начисления на заработную плату берутся в размере 21, % от суммы основной и дополнительной заработных плат:

$$\text{Изпн} = (564,3 + 84,645) * 0,21 = 136,235 \text{ млн. тенге.}$$

В итоге суммарный фонд заработной платы составляет:

$$\text{Изп} = 564,3 + 84,645 + 136,235 = 785,18 \text{ млн. тенге.}$$

### **Расчет амортизационных отчислений**

Для определения стоимости основных производственных фондов, воспользуемся показателем удельных капитальных вложений  $K_{уд}$ . Для нашей станции  $K_{уд} = 1880 \$/кВт$ . Курс доллара составляет 185 тенге.

**Капитальные вложения в нашу станцию составляют:**

$$K = K_{уд} * N_{у} = 1880 * 185 * 570 * 1000 = 198\,246 \text{ млн. тенге.}$$

**Амортизационные отчисления:**

$$I_{ао} = 0,07 * K = 0,07 * 198\,246 = 13\,877 \text{ млн. тенге.}$$

**Расчет затрат на проведение текущего ремонт.**

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

$Ирем = 0,09 * Иао = 0,09 * 13\,877 = 1\,249$  млн. тенге.

### **Расчет платы за выбросы.**

При работе ТЭЦ на природном газе, величина оплаты за выбросы будет меньше, и ее можно принять в размере 30 тенге/1000 м<sup>3</sup> газа:

$Ивыб = 30 * Вн = 30 * 1779,8 = 53,34$  млн. тенге.

### **Расчет общестанционных и цеховых расходов**

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие, общепроизводственные, отчисления на целевые расходы, обслуживание и управление цехами.

$Иобщ = 0,05 * (Иао + Изп + Итр) = 0,05 * (13877 + 785,18 + 8894) = 1177,81$  млн. тенге.

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии заносим в таблицу. 7.1

| <b>составляющие затрат</b>     | <b>И<br/>млн.тенге</b> | <b>Иэ<br/>энергия</b> | <b>Ит тепло</b> |
|--------------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------|
| топливо Ит                     | 8899,32                | 5192,07               | 3707,25         |
| Вода Ив                        | 2052                   | 1197,18               | 854,82          |
| Фонд зар.платы Изп             | 785,22                 | 458,12                | 327,11          |
| амортизационные отчисления Иао | 13877,2                | 8096,29               | 5780,93         |
| ремонт Ир                      | 1248,95                | 728,67                | 520,28          |
| общестанционные Иоб            | 1178,09                | 687,32                | 490,76          |
| плата за выбросы Ивыб          | 53,40                  | 31,15                 | 22,24           |

|              |          |          |          |
|--------------|----------|----------|----------|
| Итого затрат | 28094,20 | 16390,81 | 11703,39 |
|--------------|----------|----------|----------|

Определяем себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии по формуле:

$$S_{\text{э}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / \text{Э}_{\text{от}} \\ = 16390,81 / 3111,2 = 5,27 \text{ тенге/кВтч};$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется

$$S_{\text{т}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}) / Q_{\text{от}} = 11703,4 / 4410 * 1000 = 2653,6 \text{ тенге/Гкал};$$

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

Ввод оборудования в эксплуатацию продлится 6 лет (2 очереди строительства).

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

Таким образом

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 \cdot Z = 0,1 \cdot 198\,246 + 0,3 \cdot 28094 = 28\,252,8 \text{ млн.тенге}$$

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

$I_0$  - первоначальные инвестиции;

$CF$  - денежный поток, направляемый на возврат кредита;

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

$n$  - календарный год кредита.



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

$$T_{оэ} = S_э \cdot 1,2 = 5,27 \cdot 1,2 = 6,324 \text{ тенге/кВтч},$$

$$T_{от} = S_т \cdot 1,2 = 2653,6 \cdot 1,2 = 3184,32 \text{ тенге/Гкал}.$$

Доход от реализации электрической и тепловой энергии от ТЭЦ составит:

$$Д = T_{оэ} \cdot Э_{от} + T_{от} \cdot Q_{от} = 6,324 \cdot 3111,2 + 3184,32 \cdot 4410,5 / 1000 = 33\,713 \text{ млн.тенге},$$

а суммарные затраты определяются по выражению:

$$З = S_э \cdot Э_{от} + S_т \cdot Q_{от} = 5,27 \cdot 3111,2 + 2653,6 \cdot 4410,5 / 1000 = 28\,094 \text{ млн. тенге}.$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = Д - З = 33713 - 28094 = 5618 \text{ млн. тенге}.$$

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

$$ЧП = ПР \cdot (1 - 0,2) = 5618 \cdot (1 - 0,2) = 4495 \text{ млн.тенге},$$

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

### **Метод определения чистой текущей стоимости NPV**

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

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \frac{CF_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0$$

### **Таблица 7.2- Расчет NPV**

| год | CF            | R10  | PV10          |
|-----|---------------|------|---------------|
| 0   | -<br>28252,86 | 1,00 | -<br>28252,86 |
| 1   | 4495,07       | 0,91 | 4086,43       |
| 2   | 4495,07       | 0,83 | 3714,94       |
| 3   | 4495,07       | 0,75 | 3377,21       |
| 4   | 4495,07       | 0,68 | 3070,19       |
| 5   | 4495,07       | 0,62 | 2791,09       |
| 6   | 4495,07       | 0,56 | 2537,35       |
| 7   | 4495,07       | 0,51 | 2306,68       |
| 8   | 4495,07       | 0,47 | 2096,98       |
| 9   | 4495,07       | 0,42 | 1906,35       |
| 10  | 4495,07       | 0,39 | 1733,04       |

NPV

942,48

Расчёт NPV идёт до первого положительного значения PV. В итоге получим окупаемость проекта на 11 –ой год.

### Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR

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

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0, \text{ решаемое относительно } r.$$

### Таблица 3 - Расчет IRR

метод расчета внутренней нормы прибыли IRR

| год        | CF        | R10  | PV10      | R15  | PV15      |
|------------|-----------|------|-----------|------|-----------|
| 0          | -28252,86 | 1,00 | -28252,86 | 1    | -28252,86 |
| 1          | 4495,07   | 0,91 | 4086,43   | 0,87 | 3553,42   |
| 2          | 4495,07   | 0,83 | 3714,94   | 0,76 | 2809,03   |
| 3          | 4495,07   | 0,75 | 3377,21   | 0,66 | 2220,57   |
| 4          | 4495,07   | 0,68 | 3070,19   | 0,57 | 1755,39   |
| 5          | 4495,07   | 0,62 | 2791,09   | 0,50 | 1387,66   |
| 6          | 4495,07   | 0,56 | 2537,35   | 0,43 | 1096,97   |
| 7          | 4495,07   | 0,51 | 2306,68   | 0,38 | 867,17    |
| 8          | 4495,07   | 0,47 | 2125,47   | 0,33 | 699,41    |
| 9          | 4495,07   | 0,42 | 1906,35   | 0,28 | 541,90    |
| 10         | 4495,07   | 0,39 | 1733,04   | 0,25 | 428,38    |
| <b>NPV</b> |           |      | 942,48    |      | -12692    |

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}}(r_2 - r_1) = 10 + (942,48 / (942,48 + 12692)) * 5 = 10,40 \%$$

**Метод расчёта окупаемости инвестиций PP**

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

В нашем случае, денежные потоки по годам будут одинаковы.

$$PP = I_0 / CF_n$$

$$PP = 28252,8 / 4495 = 6,3 \text{ года}$$

## **Вывод**

Из проведенных расчетов можно сделать следующие выводы:

- проект имеет срок окупаемости, на 11-ой год по методу NPV и 6 лет и 3 мес по методу PP;
- полученная согласно методу IRR степень риска (IRR = 10,40 %) позволяет сглаживать ошибки при оценке будущих денежных поступлений.

Расчеты по экономической части дипломного проекта строительства ТЭЦ мощностью 570 МВт на перспективу в соответствии с потребностями рынка указывают на целесообразность данного решения в отрасли РК.

## 8. Список используемой литературы

- 1 Рыжин В.Я. «Тепловые электрические станции»  
Энергоатомиздат 1987.
- 2 Шляхин П.Н., Бершадский М.Л. «Краткий справочник по паротурбинным установкам». М., Энергия 1987г.
- 3 Трухний А.Д. «Стационарные паровые турбины» 2-е издание, Москва  
Энергоатомиздат 1990.
- 4 Попова Т.М., Ходанова Т.В., Дипломное проектирование.  
Методические указания к выполнению экономической части. АИЭС,  
2000.
- 5 Леонков А.М., Качан А.Д., Тепловые и атомные электрические  
станции.  
Дипломное проектирование, Минск: Высшая школа, 1991.
- 6 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П., Электрическая часть станций и  
подстанций: Справочное пособие для курсового и дипломного  
проектирования: Учебное пособие для вузов 4-е изд.,  
переработанное и дополненное – М.: Энергоатомиздат, 1989.-608 с.: ил.
- 7 Рожкова Л.Д., Козулин В.С., Электрооборудование станций и  
подстанций:  
Учебное пособие для техникумов 3-е изд., переработанное и дополненное –  
М.: Энергоатомиздат, 1987.-648 с.: ил.
- 8 Ривкин С.Л. и Александров К.А., Термодинамические свойства воды и  
водяного пара. М., «Энергия», 1975.-с. С ил.
- 9 Суляева Н.Г. и Кибарин А.А., Расчет рассеивания вредных выбросов в  
атмосферу для тепловых электростанций и котельных на ПЭВМ:

Методические указания к выполнению дипломного проекта, Алматы, АЭИ, 1995.

- 10 Проект реконструкции Лениногорской ТЭЦ г. Алматы, КазНИПИэнергопром, 1991.
- 11 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций тепловых сетей. М. Энергия 1981.
- 12 Пособие для изучения правил технической эксплуатации. Разделы 4,5. М. Энергия 1980.
- 13 Сигал И.Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива. Л.: Недра, 1977.
- 14 Гуревич Н.А. Метод изучения быстрого образования окислов азота в процессе горения топлива. Киев, 1981.
- 15 Котлер В.Р. Оксиды азота в дымовых газах котлов. М., 1987.
- 16 Снижение выбросов путем воздействия на топочный процесс – Экспресс-информация, Теплоэнергетика, 1980 №10, стр.14-16.
- 17 Котлер В.Р. Технологические методы снижения выбросов окислов азота на тепловых электростанциях (зарубежный опыт). Обзорная информация, Серия Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов в энергетике. Минэнерго СССР, Москва, 1987.
- 18 Котлер В.Р. Ступенчатое сжигание – основной метод подавления оксидов

азота на пылеугольных котлах. //Теплоэнергетика №8-с.89.

- 19 Снижение выбросов оксидов азота с дымовыми газами электростанций, работающих на твердом топливе. Обзорная информация по серии:

Охрана

окружающей среды и рациональное использование природной среды.

Вып.1. Центр научно-технической информации. Министерство Энергетики

СССР. Автор – В.Р.Котлер, 1979.

- 20 О проблемах защиты воздушного бассейна от выбросов тепловых электростанций//Электрические станции №1-89