

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловых энергетических установок

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой Кобирин А.А.

высшей технической наук д-р физ.-мат.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 20 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение Усть-Каменогорского ТЭЦ
рвудия турбинами ПТ-60

Специальность 5В071700 Теплоэнергетика

Выполнил (а) Аким В.Р. БТЭУ-10
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Дубовик В.П., д-р физ.-мат.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Нармашев С.Т. к.э.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Кочубейкина А.А. к.т.н. д-р физ.-мат.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

« » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Дубовик В.П. д-р физ.-мат.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Рецензент: Аким В.Р.
(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 Энергия связи и коммуникации специалистов
Специальность 5-05-0700 - "Техническая"
Кафедра Техническое энергетическое оборудование

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Рахим Сергеев Рахимжан
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Расширение ПТЭ - Кокшетауской ТЭЦ
ввод турбинной ТТ-60

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

Тепловая мощность 241,5 МВт, Тепловая - 959,1 Гкал/г

в том числе тепловая мощность турбинной 540 Гкал/г

Тепло - Магнитный цикл

Котлы 4 котла типа савонна ЦКТИ-75-3УФ, 4 котла

савонна БКЗ-40-140 1 котел высокого давления ТП-100.

Турбины - средние давления типа Р-35-19/7, средние давления 1 котел

Р-9-24/1.2, средние давления типа Р-8-19/7, средние давления котел Р-20/7

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

1. Актуальность
2. Введение
3. Описание ПТЭ - Кокшетауской ТЭЦ
4. Расчет тепловой энергии
5. Выбор турбинной ТТ-60
6. Выводы
7. Заключение
8. Библиография
9. Список литературы
10. Приложение

Өскемен ЖЭО-ын екі ПТ-60/70-130/13 турбинамен кеңейту және реконструкциялау ұсынылады.

Аннотация

В связи с постоянным ростом потребления электрической и тепловой энергии, возникает необходимость наращивания мощностей ЭС. Но в связи с высокой себестоимостью продукции и нехваткой мощностей, в данном дипломном проекте предлагается реконструкция и расширение Усть-Каменогорской ТЭЦ двумя турбинами ПТ-60/75-130/13.

Abstract

In connection with constant growing of the consumption electric and heat energy, appears need of наращивания powers ES. But in connection with high prime cost of the product and lack of the powers, in given degree project is offered reconstruction and expansion Ust'-Kamenogorsk HPS two turbines ПТ-60/75-130/13.

СОЖЕРЖАНИЕ

1. Аннотация
2. Введение
3. Описание Усть-каменогорской ТЭЦ
 - 3.1. Технологическая структура станции
4. Расчет тепловой схемы
 - 4.1. Определение доли отбора в обеспечении расчётных нагрузок
 - 4.2. Проверка соответствия нагрузок станции условиям проектирования
 - 4.2.1. Параметры пара и воды
 - 4.3. Баланс пара и воды
5. Выбор теплоэнергетического оборудования
 - 5.1. Энергетических котлов
 - 5.2. Регенеративных подогревателей
 - 5.3. Насосов схемы регенерации
 - 5.4. Деаэрирующих устройств
 - 5.5. Оборудование для подогрева и подачи сетевой воды
 - 5.6. Расширителей непрерывной продувки, РОУ, БРОУ и баков станции
 - 5.7. Вспомогательного оборудования котлоагрегата
 - 5.8. Схемы и оборудования пылеприготовления
 - 5.9. Схемы топливоподачи станции
 - 5.10. Схемы и оборудования золошлакоудаления
 - 5.11. Схемы и оборудования технического водоснабжения
 - 5.12. Схемы подготовки добавочной воды для подпитки котлов и тепловых сетей
6. Автоматика
 - 6.1. Автоматизация и управление производством
 - 6.2. Расчет сужающего устройства
 - 6.2.1. Определение недостающих для расчета данных
 - 6.2.2. Определение числа Рейнольдса
 - 6.2.3. Проверка длины прямых участков трубопровода
 - 6.2.4. Определение параметров сужающего устройства
7. Экономическая часть:
 - 7.1. Определение годового отпуска энергии ТЭЦ
 - 7.2. Определение затрат на топливо
 - 7.3. Расчет КПД использования топлива
 - 7.4. Расчет затрат на воду

- 7.5. Расчет затрат на заработную плату
- 7.6. Расчет амортизационных отчислений
- 7.7. Расчет затрат на проведение текущего ремонта
- 7.8. Расчет платы за выбросы
- 7.9. Общестанционные и цеховые расходы
- 7.10. Расчет себестоимости отпуска энергии
- 8. Безопасность жизнедеятельности
 - 8.1. Анализ условий труда
 - 8.2. Расчет искусственного освещения
 - 8.3. Пожаробезопасность
 - 8.4. Меры противопожарной безопасности
 - 8.5. Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность ремонта ШБМ
- 9. Охрана окружающей среды
 - 9.1. Выбросы ТЭС в атмосферу и природные водоемы
 - 9.2. Мероприятия по уменьшению выбросов с дымовыми газами
 - 9.3. Выбор и расчет дымовых труб станции
 - 9.4. Мероприятия по защите природных водоемов
- 10. Заключение
- 11. Список использованной литературы

2 Введение

В 30-50-е годы в Казахстане развивалась крупная промышленность, привязанная как правило, к месторождениям полезных ископаемых.

Эти предприятия стали основным градообразующим фактором, в непосредственной близости от них формировались рабочие поселки, переросшие затем в города с многоэтажной застройкой и необходимой городской инфраструктурой. Электро- и теплоснабжение этих городов обеспечивалось от городской ТЭЦ (города Усть-Каменогорск, Лениногорск (Риддер), Балхаш, Жезказган и др.). В Казахстане впервые в мире были опробованы в промышленной эксплуатации энергоблоки с использованием пара сверхкритических параметров, построены линии электропередачи напряжением 1150 киловольт, началась практическая реализация проекта по строительству линии постоянного тока напряжением 1500 киловольт. В энергосистеме Казахстана были созданы уникальные по своим масштабам системы противоаварийной автоматики, входившие в состав общесоюзных систем. Всё это позволило сформировать высокотехнологичную, по тем временам, энергетическую систему.

Указом Президента страны Нурсултана Назарбаева в декабре 1995 года было принято решение о реструктуризации и приватизации в теплоэнергетике. Во исполнение этого указа были созданы национальная энергосистема «Казахстанэнерго» и региональные энергетические объединения. Дальнейшее развитие реформ потребовало углубление процесса демонополизации, и в 1996-1997 годах были выделены и приватизированы энергоисточники, а энергообъединения преобразованы в электросетевые компании. В середине года была создана компания – оператор межрегиональных и межгосударственных сетей «KEGOC».

В Республике Казахстан получили естественное развитие все направления с преимущественным развитием централизованного теплоснабжения.

В 1990 году доля централизованного теплоснабжения в Республике Казахстан составила 54%, в том числе 42% за счёт комбинированной выработки, что является одним из самых высоких показателей в Европе.

В системе теплоснабжения Республике Казахстан действует 42 системы централизованного теплоснабжения (СТЦ), работающих от 66 источников тепла, в том числе: 38 – ТЭЦ; 4 – ГРЭС; 24 – крупных котельных.

Суммарная установленная тепловая мощность тепло источников – 29 тыс. Гкал/ч.

Наиболее крупными системами централизованного теплоснабжения с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией располагают города с установленной тепловой мощностью:

Алматы	– 3400 Гкал/ч;
Павлодар	– 2420 Гкал/ч;
Караганда	– 1500 Гкал/ч;
Астана	– 1240 Гкал/ч;
Усть-Каменогорск	– 1190 Гкал/ч.

По протяжённости магистрали тепловых сетей наиболее крупными системами располагают города:

Алматы	– более 900 км;
Караганда	– 840 км;
Павлодар	– 380 км;
Усть-Каменогорск	– 370 км.

Для удовлетворения растущего спроса намечается сооружение новых газотурбинных электростанций, в первую очередь использующих попутный газ нефтедобычи, в том числе Жанажольской, Уральской, Карачаганакской, Прорвенской ГТУ, а также Западно-Казахстанской ГТЭС в Актюбинске и ряда других.

Наращивание производства электроэнергии будет происходить за счёт подъёма выработки на существующих электростанциях, в первую очередь на Экибастузкой и Аксуйской ГРЭС, а так же за счёт ввода новых мощностей.

3 Описание Усть-каменогорской ТЭЦ

Усть-Каменогорская тепловая электрическая станция (УКТЭЦ) имеет, наверное, наиболее долгую историю проектирования, строительства и дальнейшего развития среди других подразделений Алтайской энергосистемы. Достаточно сказать, что первое упоминание о станции относится еще к 1939г. когда началось проектирование Усть-Каменогорской ГЭС и Усть-Каменогорской ТЭЦ при цинковом заводе. В этом же году началось и строительство станции, которое... продолжается и по сегодняшний день, то есть уже более 65 лет!

1939 год был скорее годом подготовки вспомогательных подразделений для последующего строительства ТЭЦ. После выбора площадки под станцию (а мест таких было два- район села Прапорщиково и Заульбинка,- второе и было в конце концов выбрано) началось строительство кирпичного завода, жилого поселка, стройдвора ТЭЦ, в состав которого вошли растворобетонный завод, лесопилка, склады. Была построена временная электростанция мощностью 210кВт. С началом войны строительство было приостановлено. Оно возобновилось в 1942 году, когда в Усть-Каменогорск было эвакуировано оборудование орджоникидзевского завода «“Электроцинк”».

В начале 1946 года на станции работало всего 6 человек, в ходе строительства рос и коллектив станции который к началу пуска первого агрегата составлял 272 человека. 27 сентября 1947 года, к пуску Усть-Каменогорского цинкового завода, вошли в строй действующих первые два блока высокого давления 60атм. по 4мВт.

В декабре 1951 года введена в эксплуатацию 2-я очередь УКТЭЦ 26 мВт на английском оборудовании.

В ноябре 1952 года УКТЭЦ расширена третьей очередью- 3 котла по 75 т/час и две турбины по 12 мВт.

В сентябре 1952г. на базе УКТЭЦ по инициативе комсомольской организации «Алтайэнерго» начал занятие 1-й курс филиала Лениногорского горно-металлургического техникума, (ставший затем Усть-Каменогорским энергетическим техникумом).

Параллельно с развитием мощностей станции строились и городские тепловые сети, позволившие постепенно закрыть более 100 котельных, чем значительно была улучшена экологическая обстановка в городе. В 1952-53гг. была пущена первая бойлерная и построена первая магистраль в районе строящегося поселка металлургов.

В 1954г. введена теплофикационная турбина Т-25-29 25мВт. В 1959 году

Заканчивается строительство четвертой очереди станции. В 1963 году еще одна магистральная нитка теплопровода протяженностью 3000 метров была проложена по ул. Белинского и пр. Ленина до реки Комендантки, а в 1966г. сооружена магистраль по бульвару Льва Толстого (нынче начальная часть пр. Ленина). С 1963 по 1967год вводится в строй пятая очередь станции.

С 1966 по 1970гг. на УКТЭЦ введены первые теплофикационные блоки высокого давления Т-50-130, Т-100-130 и Р-40-130. С 1967 по 1970гг. вводится в строй шестая очередь УКТЭЦ, а в 1981 году начинается строительство седьмой очереди, которое не закончено до сих пор, на что, конечно же мелись свои причины.

В 1991г. был введен в строй действующих котел № 14- 500т/ч.

После известных перестроечных событий станция является собственностью компании AES, основные инвестиции которой были направлены на строительство вагоноопрокидывателя, насосной горячего водоснабжения (НГВС) и золоотвала №3.

Сегодня на станции работает 465 человек. Основными потребителями являются УК Тепловые сети, Казцинк, УМЗ, ЗАО ВКРЭК и др. крупные промышленные объекты.

Станция проектировалась для работы на каменном угле Кузнецкого бассейна и на мазуте в качестве растопочного топлива. За последние несколько лет котлы были модернизированы для работы на казахстанских углях, включая уголь, добываемый на разрезе «Майкубен Вест», принадлежащем AES.

КПД станции достаточно высокий –около 80%. Удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию составляют менее 200 граммов условного топлива на кВт/ч.

Станция располагает четырьмя котлами среднего давления и пятью паровыми турбинами (31,5 мПа), а также пятью котлами высокого давления и тремя паровыми турбинами (13,8мПа). Установленная электрическая мощность станции составляет 241,5мВт, а тепловая мощность равняется 1112мВт или 959,1гКал/ч.. Несмотря на солидный возраст станции, она работает с высокой степенью надежности и безопасности.

3.1 Технологическая структура станции

Решение по реконструкции ТОО AES Усть-Каменогорская ТЭЦ имеет установленную мощность $N = 241,5 \text{ МВт}$. Установленная тепловая мощность станции $959,1 \text{ Гкал/ч}$, в том числе тепловая мощность турбоагрегатов 596 Гкал/ч .

Станция имеет сложную тепловую схему с растопочным оборудованием двух давлений.

На станции установлены котлоагрегаты:

- среднего давления №№ 7, 8, 9, 10, типа ЦКТИ–75–39Ф;
- высокого давления №№ 11, 12, 13, 14, типа БКЗ–320–140;
- высокого давления № 15, типа ТПЕ–500.

На ТЭЦ смонтированы турбины:

- среднего давления № 4, типа Р–3,5–29,7;
- среднего давления № 5, типа Р–9–29/1,2;
- среднего давления №№ 6, 7, типа Р–8–29/7;
- среднего давления № 8, типа Р–25–29/1,2;
- высокого давления № 9, типа Р–38–130/34 УТМЗ;
- высокого давления № 10, типа Т–50–130/34 УТМЗ;
- высокого давления № 11, типа Т–100–130 УТМЗ.

Существующий теплофикационный узел обеспечивает нагрузку $Q_{\text{б}} = 974,5 \text{ Гкал/ч}$. Оборудование теплофикационного узла расположено в отдельной бойлерной, а оборудование для подачи тепла потребителю расположено в помещении насосной горячей водоснабжения..

Станция работает на Майкубинском угле, характеристика которого представлена ниже:

$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 18645,5 \text{ КДж/кг}$ - теплотворная низшая способность топлива

$K_{\text{ло}} = 1,21$ - коэффициент размолоспособности топлива

$A^{\text{р}} = 18,5 \%$ - зольность топлива

$V_{\text{г}}^0 = 6,24 \text{ м}^3/\text{кг}$ - теоретический объем газов

$V^0 = 5,82 \text{ м}^3/\text{кг}$ - теоретический объем воздуха необходимый для горения

Система водоснабжения ТЭЦ – прямоточная.

На территории станции размещены следующие сооружения:

- 1) Главный корпус;
- 2) Открытое распределительное устройство;
- 3) Закрытое распределительное устройство;
- 4) Галерея топливоподачи;
- 5) Дымовая труба;
- 6) Цех хим. подготовки воды;

- 7) Склад угля;
- 8) Насосная горячего водоснабжения;
- 9) Масло и мазутохозяйство;
- 10) Механическая мастерская;
- 11) Склад горючесмазачного материала.

Вне территории станции проектируем и размещаем очистные сооружения и шлакозолоотвал.

В связи с увеличением тепловой нагрузки на бытовые нужды, на величину $Q_b = 200 \text{ ГДж/ч}$, предлагаем провести следующие мероприятия по реконструкции и расширению УК ТЭЦ:

- установить две турбины ПТ-60/75-130/13; для установки турбин использовать резервный пролет и провести расширение главного корпуса станции;
- для запроектированной установки котлов принять существующие схемы топливоподачи, гидрозолоудаления, пылеприготовления;
- для обеспечения нагрузки теплового потребителя, установить рядом с турбинами ПТ-60/75-130/13 сетевые подогреватели, для обеспечения пиковой нагрузки установить пиковые водогрейные котлы в пролетах главного корпуса после демонтажа существующих не работающих котлов.

3.2 Выбор тепловой схемы

Согласно заданию на дипломное проектирование на существующей станции устанавливаем 2 турбины типа ПТ-60/75-130/13, которые предназначены для выработки электрической энергии и удовлетворения тепловых нагрузок по пару:

на бытовые нужды: $Q_b = 400 \text{ ГДж/час}$

на собственные нужды: $Q_{сн} = 16 \text{ ГДж/час}$

на технологические нужды: $D_{тп} = 160 \text{ ГДж/час}$

Техническая характеристика турбины и параметры регенерации взяты из таблиц 5.5; 5.6, [12].

В качестве топлива на станции используется каменный уголь Майкубинского месторождения.

Станция расположена в городе Усть-Каменогорске с расчётной температурой на отопление минус $39 \text{ }^{\circ}\text{C}$ при длительности отопительного периода 5088 часов. Нагрузка на вентиляцию и горячее водоснабжение принимается в зимний период 20% от бытовой.

Расчётная тепловая схема турбины разработана на основании рекомендаций и данных и представлена на рисунке 3.1. В связи с отсутствием вторичного перегрева пара схема станции запроектирована с поперечными связями по основным паровым и водяным коммуникациям.

Тепловая схема станции представлена на листе 1 графической части проекта.

Согласно схемы пар из котла по паропроводам поступает в турбину. Отработанный в турбине пар конденсируется в конденсаторе и основной конденсат конденсатными насосами подаётся через ряд охладителей эжекторов, уплотнений, подогревателей низкого давления (ПНД) в деаэратор повышенного давления (ДП). Забор питательной воды из баков ДП осуществляется питательными насосами, которые подают воду через группу подогревателей высокого давления (ПВД), где она нагревается до $t_{пв}=242^{\circ}\text{C}$, в переключающую магистраль или непосредственно в котёл. Для конденсата возвращаемого с производства, а так же для добавочной воды энергетических котлов предусмотрено:

- а) первая ступень деаэрирования в атмосферном деаэраторе (ДА);
- б) вторая ступень – в ДП.

Добавочная вода энергетических котлов после ДА попадает в линию основного конденсата (ЛОК) за ПНД 2.

В схему каждого турбогенератора включена сетевая установка, которая состоит из основного сетевого подогревателя (ОСП) и сетевых, конденсатных сливных насосов, а также пикового водогрейного котла (ПВК), где осуществляется подогрев воды до максимальной температуры, устанавливаемых общими для станции в главном корпусе. Там же проектируем оборудование подпиточного узла тепловых сетей. Деаэрирование подпиточной воды тепловых сетей принято одноступенчатым в вакуумном деаэраторе (ДВ). Подпиточная вода тепловых сетей обрабатывается на ХВО.

4 Расчет тепловой схемы

4.1 Определение доли отбора в обеспечении расчётных нагрузок

В соответствии с таблицами 1.3; 4.3; 4.4; 4.5; 4.7, выбираем график тепловых сетей города Усть-Каменогорска, составлены и рассчитаны таблицы 4.1; 4.2.

Для города Усть-Каменогорска принимаем температуру прямой $t_{пр}^{MAX} = 130^{\circ}\text{C}$ и обратной $t_{об}^{MAX} = 70^{\circ}\text{C}$, температуру воды на горячее водоснабжение $t_{гв} = 70^{\circ}\text{C}$.

Расчётная температура в помещении по [17] равна 18°C .

Согласно задания на проектирование, вода тепловых сетей нагревается в ОСП.

На основании этих данных на рисунке 4.1 построены температурные графики прямой и обратной воды.

Принимаем подогрев в сетевых подогревателях на 5°C [17] до температуры насыщения пара. Следовательно $t_{\text{н}}^{\text{ОСП}} = t^{\text{ОСП}} + 5 = 100 + 5 = 105^{\circ}\text{C}$.

По этим температурам, таблице 1 определяем давление в корпусах сетевых подогревателей $P_{\text{к}}^{\text{ОСП}} = 0,12 \text{ МПа}$.

Учитывая потери давления в трубопроводах, находим необходимые давления в камерах отбора $P_{\text{к}}^{\text{ВСП}} = t_{\text{н}}^{\text{ВСП}} * 1,1 = 0,12 * 1,1 = 0,132 \text{ МПа}$.

Пар на подогрев сетевой воды берётся на ОСП из IV отбора.

4.2 Проверка соответствия нагрузок станции условиям проектирования

4.2.1 Параметры пара и воды

Для производства дальнейших расчётов определены параметры пара в камерах отборов турбины, при расчёте использованы данные таблицы 5.6, [12], процесс расширения в IS-диаграмме.

При вычислении и построении процесса расширения учтём рекомендованный относительный внутренний КПД ступени и режим работы турбины.

Полученные данные занесём в таблицу 4.3.

Процесс расширения пара представлен на рисунке 4.2.

Параметры пара, воды, конденсата теплообменника определены по условиям теплообмена с использованием материала [7,20].

При определении энтальпий и температур использованы таблицы 1;3, [9].

4.3 Баланс пара и воды

Для упрощения расчётов принимаем расчёт пара перед регулирующей ступенью турбины, как единую долю и равную 1, то есть $\alpha_0=1$. остальные расходы рассчитаем, как доли этой величины.

Доля пара из котла:

$$\alpha_{\text{ПЕ}} = \alpha_0 + \alpha_{\text{УТ}} + \alpha_{\text{УПД}} = 1 + 0,016 + 0,02 = 1,036$$

где $\alpha_{ут}=0,016$ – доля пара на утечки, страница 156, [2]
 $\alpha_{упл}=0,02$ – доля пара поданного на уплотнения турбины,
страница 149.

Доля питательной воды:

$$\alpha_{ПВ} = \alpha_{ПЕ} + \alpha_{ПР} = 1,036 + 0,01 = 1,046$$

где $\alpha_{ПР}=0,01$ – доля продувочной воды, страница 149, [2].

Для расчётов доли пара потребителям принимаем предварительный расход пара на турбину $D_0^I = 310$ т/ч, ориентируясь на режимную диаграмму турбины.

Доли пара на тепловые потребители

А) На собственные нужды:

$$\alpha_{СН} = D_{СН} / D_0^I = 2,65 / 310 = 0,00827130$$

$$D_{СН} = Q_{СН} * 10^3 / I_{СН} = 8 * 10^3 / 3120 = 2,56 \text{ т/ч}$$

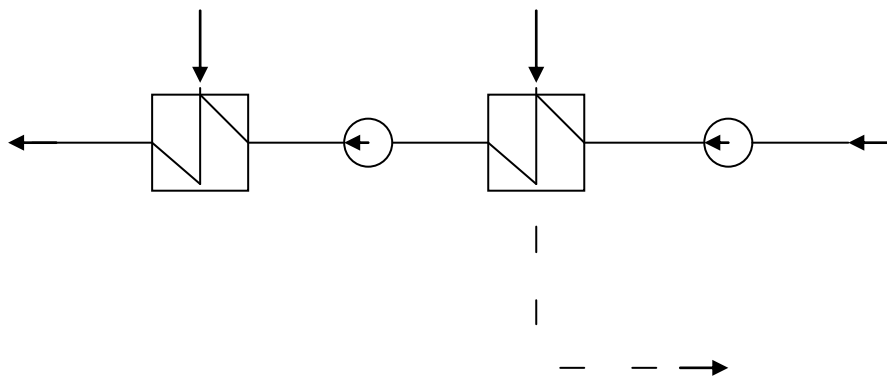
Б) На производство

$$\alpha_{ПР-ВО} = D_{ПР-ВО} / D_0^I = 80 / 310 = 0,258064516$$

В) На сетевые подогреватели

В соответствии с заданием бытовая нагрузка $Q_Б=200$ ГДж/ч на одну турбину покрывается в ОСП и ПВК. Из схемы рисунка 3.1 имеем схему соединения этих элементов:

$t_{\text{пр}}=130^{\circ}\text{C}$ ПВК $t^I=100^{\circ}\text{C}$ ОСП $t_{\text{об}}=70^{\circ}\text{C}$



ТС

СН II

СН I

ИЗ ТС

Распределение тепла делаем пропорционально температурам подогревателей сетевой воды, ГДж:

ПВК

$$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{Б}} \frac{t_{\text{пр}} - t^I}{t_{\text{пр}} - t_{\text{об}}} = 200 \frac{130 - 100}{130 - 70} = 100$$

ОСП

$$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{Б}} \frac{t^I - t_{\text{об}}}{t_{\text{пр}} - t_{\text{об}}} = 200 \frac{100 - 70}{130 - 70} = 100$$

Расход пара на ОСП, т/ч:

$$D_{\text{п}}^{\text{ОСП}} = Q_{\text{ОСП}} * 10^3 / (I_{\text{п}}^{\text{ОСП}} - I_{\text{н}}^{\text{ОСП}}) * \eta_{\text{т}} = 100 * 10^3 / (2680 - 439) * 0,98 = 45,5336$$

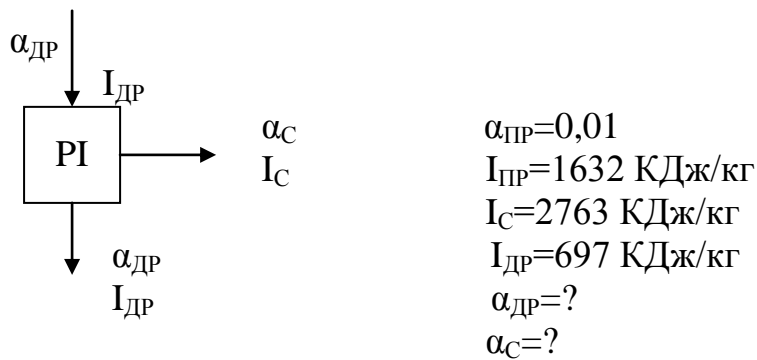
Доля пара на ОСП:

$$\alpha_{\text{ОСП}} = D_{\text{п}}^{\text{ОСП}} / D_0^I = 45,533 / 310 = 0,146882608$$

Доли пара на теплообменники схемы

Узел расширителей непрерывной продувки

Расширитель первой ступени



Материальный баланс

$$\alpha_{\text{ПР}} = \alpha_{\text{C}} + \alpha_{\text{ДР}}$$

Тепловой баланс

$$\alpha_{\text{ПР}} * I_{\text{ПР}} = \alpha_{\text{C}} * I_{\text{C}} + \alpha_{\text{ДР}} * I_{\text{ДР}}$$

$$\alpha_{\text{ПР}} = \alpha_{\text{C}} + \alpha_{\text{ДР}}$$

$$\alpha_{\text{ПР}} * I_{\text{ПР}} = \alpha_{\text{C}} * I_{\text{C}} + \alpha_{\text{ДР}} * I_{\text{ДР}}$$

$$\alpha_{\text{ПР}} * I_{\text{ПР}} = 0,01 * I_{\text{C}} - \alpha_{\text{ДР}} * I_{\text{C}} + \alpha_{\text{ДР}} * I_{\text{ДР}}$$

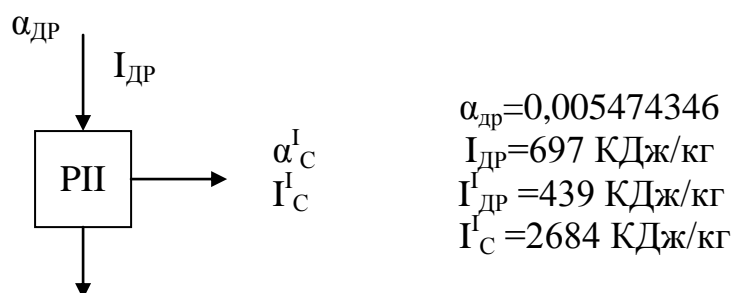
$$0,01 * 1632 = 0,01 * 2763 - \alpha_{\text{ДР}} * 2763 + \alpha_{\text{ДР}} * 697$$

$$\alpha_{\text{ДР}} = 0,005474346$$

$$\alpha_{\text{C}} = \alpha_{\text{ПР}} - \alpha_{\text{ДР}} = 0,01 - 0,005475314 = 0,004525653$$

$$\alpha_{\text{C}} = 0,004525653$$

Расширитель второй ступени



$$\alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}}$$

$$I_{\text{ДР}}^{\text{I}}$$

$$\alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}}=?$$

$$\alpha_{\text{С}}^{\text{I}}=?$$

Материальный баланс

$$\alpha_{\text{ДР}} = \alpha_{\text{С}}^{\text{I}} + \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}}$$

Тепловой баланс

$$\alpha_{\text{ДР}} * I_{\text{ДР}} = \alpha_{\text{С}}^{\text{I}} * I_{\text{С}}^{\text{I}} + \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}} * I_{\text{ДР}}^{\text{I}}$$

$$\alpha_{\text{ДР}} = \alpha_{\text{С}}^{\text{I}} + \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}}$$

$$\alpha_{\text{ДР}} * I_{\text{ДР}} = \alpha_{\text{С}}^{\text{I}} * I_{\text{С}}^{\text{I}} + \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}} * I_{\text{ДР}}^{\text{I}}$$

$$\alpha_{\text{ДР}} * I_{\text{ДР}} = 2684(0,005474346 - \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}}) + \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}} * 439$$

$$0,005474346 * 697 = 2684(0,005474346 - \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}}) + \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}} * 439$$

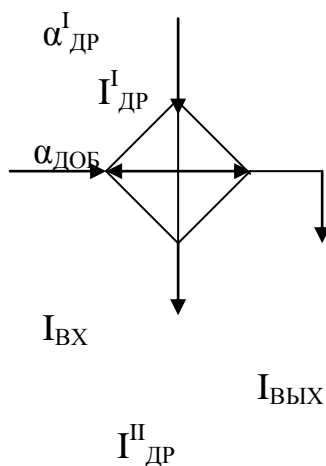
$$3,815619162 = 14,69314466 - 2684 * \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}} + 439 * \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}}$$

$$\alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}} = 0,004845222$$

$$\alpha_{\text{С}}^{\text{I}} = \alpha_{\text{ДР}} - \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}} = 0,005474346 - 0,004845222 = 0,000629123$$

$$\alpha_{\text{С}}^{\text{I}} = 0,000629123$$

Водо-водяной теплообменник



$$\alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}} = 0,004845222$$

$$I_{\text{ДР}}^{\text{I}} = 439 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{ДР}}^{\text{II}} = 4,19 * 50 = 209,5 \text{ КДж/кг}$$

$$\alpha_{\text{ДОБ}} = \alpha_{\text{УТ}} + \alpha_{\text{СН}} + 0,5 * \alpha_{\text{ИР-ВО}} + \alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}} =$$

$$\alpha_{\text{ДОБ}} = 0,016 + 0,00827130 + 0,5 * 0,25806451 + 0,004845222 = 0,158148779$$

$$I_{\text{ВХ}} = 4,19 * 25 = 104,75 \text{ КДж/кг}$$

$$\alpha_{\text{ДР}}^{\text{I}}$$

$$I_{\text{ВЫХ}} = ?$$

$$\alpha_{\text{ДР}}^I * (I_{\text{ДР}}^I - I_{\text{ДР}}^{\text{II}}) * \eta = \alpha_{\text{ДОБ}} * (I_{\text{ВЫХ}} - I_{\text{ВХ}})$$

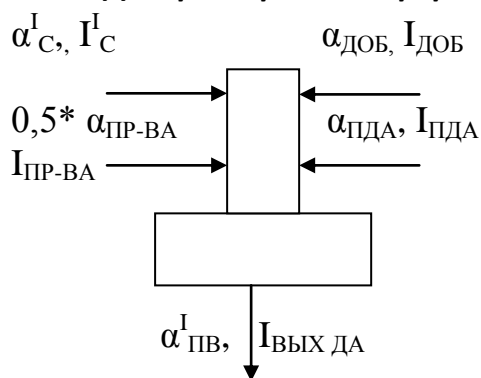
$$\alpha_{\text{ДР}}^I * (I_{\text{ДР}}^I - I_{\text{ДР}}^{\text{II}}) * \eta = \alpha_{\text{ДОБ}} * I_{\text{ВЫХ}} - \alpha_{\text{ДОБ}} * I_{\text{ВХ}}$$

$$I_{\text{ВЫХ}} = \frac{\alpha_{\text{ДР}}^I * (I_{\text{ДР}}^I - I_{\text{ДР}}^{\text{II}}) * \eta}{\alpha_{\text{ДОБ}}} + I_{\text{ВХ}} = \frac{0,004845222 * (439 - 209,5) * 0,98}{0,158148779} + 104,75 =$$

$$= 111,640593081 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{ВЫХ}} = 111,640593081 \text{ КДж/кг}$$

Деаэратор атмосферный



$$\alpha_{\text{С}}^I = 0,000629123$$

$$I_{\text{ПР-ВА}} = 80 * 4,19 = 335,2 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{ДОБ}} = 111,640593081 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{ВЫХ ДА}} = 439 \text{ КДж/кг}$$

$$0,5 * \alpha_{\text{ПР-ВА}} = 0,129032258$$

$$\alpha_{\text{ДОБ}} = 0,158148779$$

$$I_{\text{ПДА}} = 2680 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{С}}^I = 2684 \text{ КДж/кг}$$

$$\alpha_{\text{ПДА}} = ?$$

$$\alpha_{\text{ПВ}}^I = ?$$

Материальный баланс

$$\alpha_{\text{ПВ}}^I = \alpha_{\text{ДОБ}} + \alpha_{\text{ПДА}} + \alpha_{\text{С}}^I + 0,5 * \alpha_{\text{ПР-ВА}}$$

Тепловой баланс

$$\alpha_{\text{ПВ}}^I * I_{\text{ВЫХ ДА}} = \alpha_{\text{ДОБ}} * I_{\text{ДОБ}} + \alpha_{\text{ПДА}} * I_{\text{ПДА}} + \alpha_{\text{С}}^I * I_{\text{С}}^I + 0,5 * \alpha_{\text{ПР-ВА}} * I_{\text{ПР-ВА}}$$

$$\alpha_{\text{ПВ}}^I = \alpha_{\text{ДОБ}} + \alpha_{\text{ПДА}} + \alpha_{\text{С}}^I + 0,5 * \alpha_{\text{ПР-ВА}}$$

$$\alpha_{\text{ПВ}}^I * I_{\text{ВЫХ ДА}} = \alpha_{\text{ДОБ}} * I_{\text{ДОБ}} + \alpha_{\text{ПДА}} * I_{\text{ПДА}} + \alpha_{\text{С}}^I * I_{\text{С}}^I + 0,5 * \alpha_{\text{ПР-ВА}} * I_{\text{ПР-ВА}}$$

$$\alpha_{\text{ПВ}}^I = \alpha_{\text{ПДА}} + 0,287810160$$

$$(\alpha_{\text{ПДА}} + 0,287810160) * 439 = 0,158148779 * 111,64 + \alpha_{\text{ПДА}} * 2680 + 0,000629123 * 2680 + 0,129032258 * 335,2$$

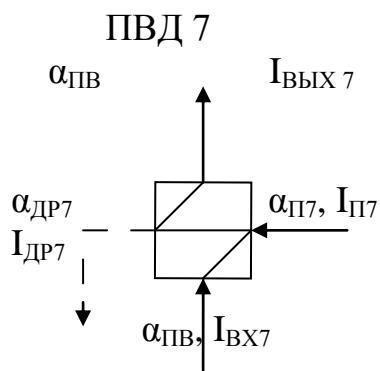
$$126,3486601 + 439 * \alpha_{\text{ПДА}} = 62,593485988 + 2680 * \alpha_{\text{ПДА}}$$

$$2241 * \alpha_{\text{ПДА}} = 63,755174131$$

$$\alpha_{\text{ПДА}} = 0,028449431$$

$$\alpha_{\text{ПВ}}^I = 0,028449431 + 0,287810160 = 0,316259590$$

$$\alpha_{\text{ПВ}}^I = 0,316259590$$



$$I_{\text{ВЫХ}7} = 1068 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{ВХ}7} = 936 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{П}7} = 3236 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{ДР}7} = 1047 \text{ КДж/кг}$$

$$\alpha_{\text{ПВ}} = 1,046$$

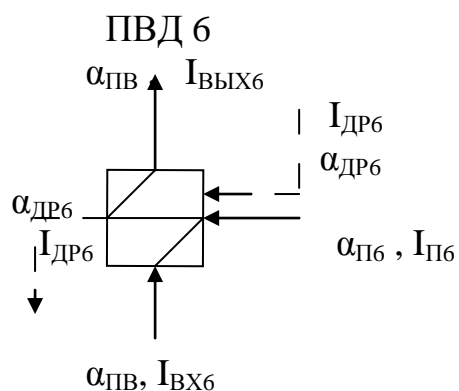
$$\alpha_{\text{П}7} = ?$$

$$\alpha_{\text{П}7} * (I_{\text{П}7} - I_{\text{ДР}7}) * \eta = \alpha_{\text{ПВ}} (I_{\text{ВЫХ}7} - I_{\text{ВХ}7})$$

$$\alpha_{\text{П}7} = \frac{\alpha_{\text{ПВ}} (I_{\text{ВЫХ}7} - I_{\text{ВХ}7})}{(I_{\text{П}7} - I_{\text{ДР}7}) \eta} = \frac{1,046(1068 - 936)}{(3236 - 1047) * 0,98} = 0,064362629$$

$$\alpha_{\text{П}7} = 0,064362629$$

$$I_{\text{ДР}7} = 0,064362629$$



$$I_{\text{ВЫХ}6} = 936 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{ВХ}6} = 790 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{ДР}7} = 1047 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{ДР}6} = 909 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\text{П}6} = 3120 \text{ КДж/кг}$$

$$\alpha_{\text{П}6} = ?$$

$$I_{\text{ДР}7} = 0,064362629$$

$$\alpha_{\text{П}6} = \alpha_{\text{П}6} + I_{\text{ДР}7}$$

$$\alpha_{\text{П}6} * (I_{\text{П}6} - I_{\text{ДР}6}) * \eta + \alpha_{\text{ДР}7} * (I_{\text{ДР}7} - I_{\text{ДР}6}) * \eta = \alpha_{\text{ПВ}} (I_{\text{ВЫХ}6} - I_{\text{ВХ}6})$$

$$\alpha_{П6} = \frac{\alpha_{ПВ} * (I_{ВЫХ6} - I_{ВХ6}) - \alpha_{ДР7} * (I_{ДР7} - I_{ВХ6}) * \eta}{(I_{П6} - I_{ДР6}) * \eta} =$$

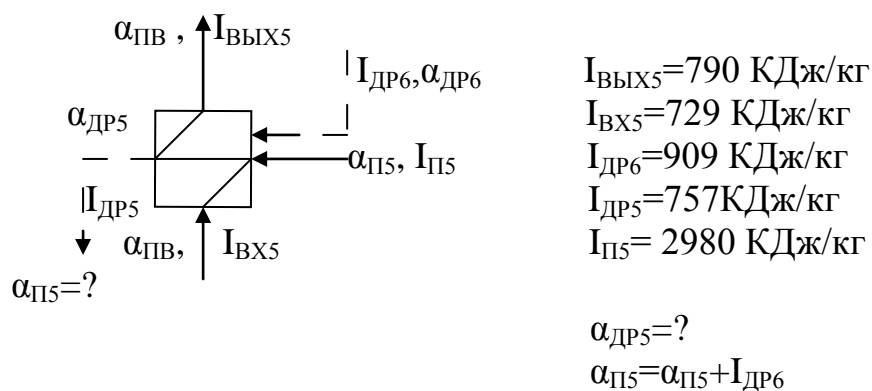
$$= \frac{1,046 * (936 - 790) - 0,064362629 * (1047 - 909) * 0,98}{(3120 - 909) * 0,98} = 0,066463414$$

$$\alpha_{П6} = 0,066463414$$

$$\alpha_{ДР6} = 0,066463414 - 0,064362629 = 0,130826043$$

$$\alpha_{ДР6} = 0,130826043$$

Подогреватель высокого давления 5



$$\alpha_{П5} * (I_{П5} - I_{ДР5}) * \eta + \alpha_{ДР6} * (I_{ДР6} - I_{ДР5}) * \eta = \alpha_{ПВ} * (I_{ВЫХ5} - I_{ВХ5})$$

$$\alpha_{П5} = \frac{\alpha_{ПВ} * (I_{ВЫХ5} - I_{ВХ5}) - \alpha_{ДР6} * (I_{ДР6} - I_{ВХ5}) * \eta}{(I_{П5} - I_{ДР5}) * \eta} =$$

$$= \frac{1,046 * (790 - 729) - 0,130826043 * (909 - 757) * 0,98}{(2980 - 757) * 0,98} = 0,020343052$$

$$\alpha_{П5} = 0,020343052$$

$$\alpha_{ДР5} = 0,020343052 - 0,130826043 = 0,151169095$$

$$\alpha_{ДР5} = 0,151169095$$

$$I_{ДР5} = 757 \text{ КДж/кг}$$

$$\alpha_C = 0,004525653$$

$$I_C = 2763 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{ПДП} = 2980 \text{ КДж/кг}$$

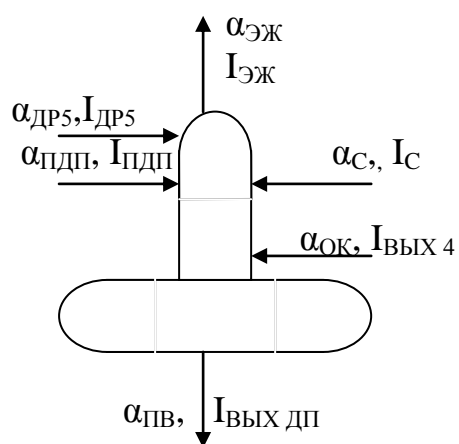
$$I_{ВЫХ4} = 624 \text{ КДж/кг}$$

$$\alpha_{ПВ} = 1,046$$

$$I_{ВЫХДП} = 697 \text{ КДж/кг} \quad \alpha_{ЭЖ} = 0,01$$

$$I_{ЭЖ} = 2763 \text{ КДж/кг}$$

Деаэратор повышенного давления



Материальный баланс

$$\alpha_{ПВ} + \alpha_{ЭЖ} = \alpha_C + \alpha_{ОК} + \alpha_{ДР5} + \alpha_{ПДП}$$

Тепловой баланс

$$\alpha_{ПВ} * I_{ВЫХ ДП} + \alpha_{ЭЖ} * I_C = \alpha_C * I_C + \alpha_{ОК} * I_{ВЫХ 4} + \alpha_{ДР5} * I_{ДР5} + \alpha_{ПДП} * I_{ПДП}$$

$$\alpha_{ПВ} + \alpha_{ЭЖ} = \alpha_C + \alpha_{ОК} + \alpha_{ДР5} + \alpha_{ПДП}$$

$$\alpha_{ПВ} * I_{ВЫХ ДП} + \alpha_{ЭЖ} * I_C = \alpha_C * I_C + \alpha_{ОК} * I_{ВЫХ 4} + \alpha_{ДР5} * I_{ДР5} + \alpha_{ПДП} * I_{ПДП}$$

$$\alpha_{ПДП} = \alpha_{ПВ} + \alpha_{ЭЖ} - \alpha_C - \alpha_{ОК} - \alpha_{ДР5} = 1,046 + 0,01 - 0,004525653 - \alpha_{ОК} - 0,151169095 = 0,900305252 - \alpha_{ОК}$$

$$\alpha_{ПДП} * I_{ПДП} = \alpha_{ПВ} * I_{ВЫХ ДП} + \alpha_{ЭЖ} * I_C - \alpha_C * I_C - \alpha_{ОК} * I_{ВЫХ 4} - \alpha_{ДР5} * I_{ДР5}$$

$$\alpha_{ПДП} * 2980 = 1,046697 + 0,01 * 2763 - 0,004525653 * 2763 - \alpha_{ОК} * 624 - 0,151169095 * 757$$

$$2682,909651 - 2980 * \alpha_{ОК} = 629,7526158 - 624 * \alpha_{ОК}$$

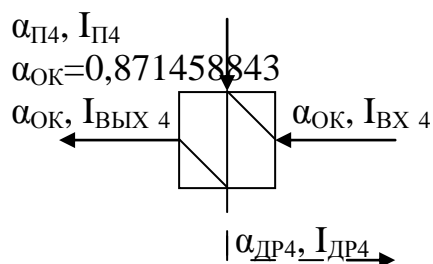
$$2356 * \alpha_{ОК} = 2053,157035$$

$$\alpha_{ОК} = 0,871458843$$

$$\alpha_{ПДП} = 0,900305252 - 0,871458843 = 0,028846408$$

$$\alpha_{ПДП} = 0,028846408$$

Подогреватель низкого давления 4



$\alpha_{П4}, I_{П4}$
 $\alpha_{OK}=0,871458843$

$I_{ВЫХ4}=624$ КДж/кг
 $I_{ВХ4}=547$ КДж/кг
 $I_{ДР4}=607$ КДж/кг
 $I_{П4}=2820$ КДж/кг
 $\alpha_{ДР4}=?$
 $\alpha_{П4}=?$

$$\alpha_{ДР4} = \alpha_{П4}$$

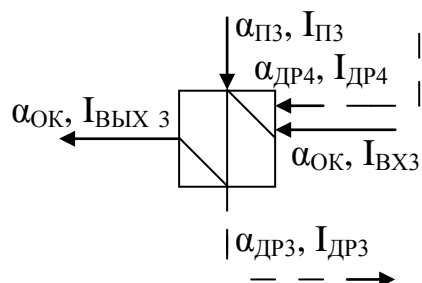
$$\alpha_{OK} * (I_{ВЫХ4} - I_{ВХ4}) = \alpha_{П4} * (I_{П4} - I_{ДР4}) * \eta$$

$$\alpha_{П4} = \frac{\alpha_{OK} * (I_{ВЫХ4} - I_{ВХ4})}{(I_{П4} - I_{ДР4}) * \eta} = \frac{0,871458843 * (624 - 547)}{(2820 - 607) * 0,98} = 0,030940698$$

$$\alpha_{ДР4} = 0,030940698$$

$$\alpha_{П4} = 0,030940698$$

ПНД 3



$\alpha_{OK}=0,871458843$
 $I_{ВЫХ3}=547$ КДж/кг
 $I_{ВХ3}=429$ КДж/кг
 $I_{ДР4}=607$ КДж/кг
 $I_{П3}=2764$ КДж/кг
 $I_{ДР3}=561$ КДж/кг
 $\alpha_{ДР4}=0,030940698$

$$\alpha_{ДР3}=?$$

$$\alpha_{П3}=?$$

$$\alpha_{ДР3} = \alpha_{П3} + \alpha_{ДР4}$$

$$\alpha_{П3} * (I_{П3} - I_{ДР3}) * \eta + \alpha_{ДР4} * (I_{ДР4} - I_{ДР3}) * \eta = \alpha_{OK} * (I_{ВЫХ3} - I_{ВХ3})$$

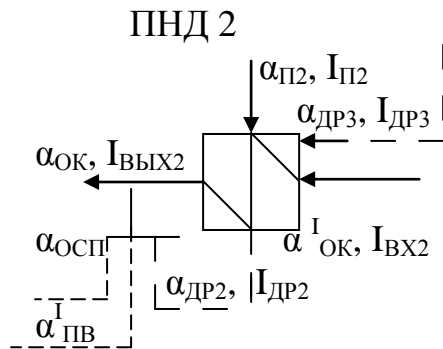
$$\alpha_{ПЗ} = \frac{\alpha_{ОК} * (I_{ВЫХ3} - I_{ВХ3}) - \alpha_{ДР4} * (I_{ДР4} - I_{ДР3}) * \eta}{(I_{ПЗ} - I_{ДР3}) * \eta} =$$

$$\frac{0,871458843 * (547 - 429) - 0,030940698 * (607 - 561) * 0,98}{(2764 - 561) * 0,98} = 0,046984787$$

$$\alpha_{ДР3} = 0,046984787 + 0,030940698 = 0,077925485$$

$$\alpha_{ПЗ} = 0,046984787$$

$$\alpha_{ДР3} = 0,077925485$$



$$\alpha_{ДР3} = 0,077925485$$

$$\alpha_{ОК} = 0,871458843$$

$$I_{ВЫХ2} = 429 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{ВХ2} = 163 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{ДР2} = 439 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{П2} = 2680 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{ДР3} = 561 \text{ КДж/кг}$$

$$\alpha_{ОСП} = 0,146882608$$

$$\alpha_{ПВ}^I = 0,316259590$$

$$\alpha_{ОК}^I = ?$$

$$\alpha_{П2} = ?$$

Материальный баланс

$$\alpha_{ОК} = \alpha_{ОК}^I + \alpha_{ДР2} + \alpha_{ОСП} + \alpha_{ПВ}^I$$

$$\alpha_{ОК} = \alpha_{ОК}^I + \alpha_{П2} + \alpha_{ДР3} + \alpha_{ОСП} + \alpha_{ПВ}^I$$

Тепловой баланс

$$\alpha_{П2} * (I_{П2} - I_{ДР2}) * \eta + \alpha_{ДР3} * (I_{ДР3} - I_{ДР2}) * \eta = \alpha_{ОК}^I * (I_{ВЫХ2} - I_{ВХ2})$$

$$\alpha_{ОК} = \alpha_{ОК}^I + \alpha_{П2} + \alpha_{ДР3} + \alpha_{ОСП} + \alpha_{ПВ}^I$$

$$\alpha_{П2} * (I_{П2} - I_{ДР2}) * \eta + \alpha_{ДР3} * (I_{ДР3} - I_{ДР2}) * \eta = \alpha_{ОК}^I * (I_{ВЫХ2} - I_{ВХ2})$$

$$0,871458843 = \alpha_{ОК}^I + \alpha_{П2} + 0,077925485 + 0,146882608 + 0,316259590$$

$$\alpha_{П2} * (2680 - 439) * 0,98 + 0,077925485 * (561 - 439) * 0,98 = \alpha_{ОК}^I * (429 - 163)$$

$$\alpha_{OK}^I = 0,330391159 - \alpha_{\Pi 2} 2196,18 * \alpha_{\Pi 2} + 9,316771116 = 266 * \alpha_{OK}^I$$

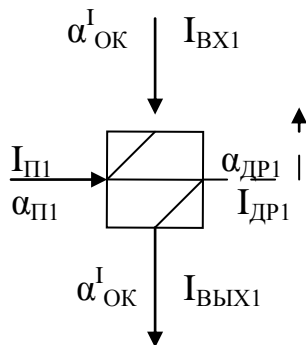
$$2196,18 * \alpha_{\Pi 2} + 9,316771116 = 87,88404839 - 266 * \alpha_{\Pi 2}$$

$$2462,18 * \alpha_{\Pi 2} = 78,56727727$$

$$\alpha_{\Pi 2} = 0,03190964$$

$$\alpha_{OK}^I = 0,298481519$$

ПНД 1



$$I_{ВЫХ1} = 122 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{ВХ1} = 109 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{\Pi 1} = 2420 \text{ КДж/кг}$$

$$I_{ДР1} = 138 \text{ КДж/кг}$$

$$\alpha_{OK}^I = 0,298481519$$

$$\alpha_{ДР1} = ?$$

$$\alpha_{\Pi 1} = ?$$

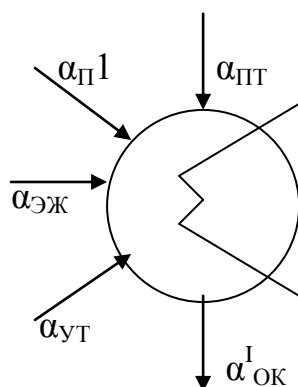
$$\alpha_{\Pi 1} * (I_{\Pi 1} - I_{ДР1}) * \eta = \alpha_{OK}^I * (I_{ВЫХ1} - I_{ВХ1})$$

$$\alpha_{\Pi 1} = \frac{\alpha_{OK}^I (I_{ВЫХ1} - I_{ВХ1})}{(I_{\Pi 1} - I_{ДР1}) * \eta} = \frac{0,298481519 * (122 - 109)}{(2420 - 138) * 0,98} = 0,001735078$$

$$\alpha_{ДР1} = 0,001735078$$

$$\alpha_{\Pi 1} = 0,001735078$$

Баланс конденсатора



$$\begin{aligned} \alpha_{\text{П}7} &= 0,064362629 \\ \alpha_{\text{П}6} &= 0,066463414 \\ \alpha_{\text{П}5} &= 0,020343052 \\ \alpha_{\text{ПДП}} &= 0,028846408 \\ \alpha_{\text{П}4} &= 0,030940698 \\ \alpha_{\text{П}3} &= 0,046984787 \\ \alpha_{\text{П}2} &= 0,03190964 \\ \alpha_{\text{П}1} &= 0,001735078 \\ \alpha_{\text{ПДА}} &= 0,028449431 \\ \alpha_{\text{ПР-ВА}} &= 0,258064516 \\ \alpha_{\text{СН}} &= 0,00827130 \\ \alpha_{\text{ОСП}} &= 0,146882608 \end{aligned}$$

Материальный баланс

$$\alpha_{\text{ОК}}^{\text{I}} = \alpha_{\text{П}7} + \alpha_{\text{ЭЖ}} + \alpha_{\text{УТ}} + \alpha_{\text{П}1}$$

$$\alpha_{\text{П}7} = 1 - \sum \alpha_{\text{П}}$$

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{П}7} &= 1 - \alpha_{\text{П}6} - \alpha_{\text{П}5} - \alpha_{\text{ДП}} - \alpha_{\text{П}4} - \alpha_{\text{П}3} - \alpha_{\text{П}2} - \alpha_{\text{П}1} - \alpha_{\text{ДА}} - \alpha_{\text{ПР-ВА}} - \alpha_{\text{СН}} - \alpha_{\text{ОСП}} = \\ &= 1 - 0,066463414 - 0,020343052 - 0,028846408 - 0,030940698 - \\ &- 0,046984787 - 0,03190964 - 0,001735078 - 0,028449431 - 0,258064516 - 0,00827130 - \\ &- 0,146882608 = 0,2667464388 \end{aligned}$$

$$\alpha_{\text{ОК}}^{\text{I}} = 0,2667464388 + 0,01 + 0,02 + 0,001735078 = 0,2984815171$$

$$\alpha_{\text{ОК}}^{\text{I}} = 0,2984815171$$

Погрешность расчёта

$$\Delta = \frac{\alpha_{\text{ОК}}^{\text{I(Б)}} - \alpha_{\text{ОК}}^{\text{I}}}{\alpha_{\text{ОК}}^{\text{I(Б)}}} * 100\% \leq 0,1\%$$

где $\alpha_{\text{ОК}}^{\text{I(Б)}}$ - величина по балансу конденсатора
 $\alpha_{\text{ОК}}^{\text{I}}$ - величина после расчёта последнего ПНД

$$\Delta = \frac{0,2984815171 - 0,298481519}{0,2984815171} * 100\% = -0,0000007672\%$$

Вывод: так как $\Delta = -0,0000007672 \leq 0,1\%$, то следовательно проведённый расчёт долей пара на регенерацию, собственные нужды, производство и дегазацию воды выполнен точно.

Уточнение расхода пара и баланс мощности турбины

Определяем расход пара в заданном режиме, т/ч:

$$D_o = \frac{3600 * N_{НОМ}}{\eta_M * \eta_G (\sum h_i * \alpha_i)} = \frac{3600 * 60}{0,98 * 0,99 * 718,686472} = 309,77974$$

где $N_{НОМ} = 60$ МВт – номинальная мощность турбины
 $\eta_M = 0,98$ – коэффициент полезного действия, учитывающий механические потери турбины
 $\eta_G = 0,99$ – коэффициент полезного действия генератора

Погрешность расчёта

$$\Delta = \frac{D_o - D_o^I}{D_o} * 100\% \leq 0,1\%$$

где $D_o = 309,77974$ т/ч – расход пара в заданном режиме
 $D_o^I = 310$ т/ч – расход пара принятый в расчёте

$$\Delta = \frac{309,77974 - 310}{309,77974} * 100\% = -0,07110223$$

Вывод: так как $\Delta = -0,07110223 \leq 0,1\%$, то следовательно расход пара принятый в расчёте был верным.

Мощность вырабатываемая турбиной ПТ-60/75-130/13 при заданном режиме, МВт:

$$N = \sum N_{ОТС} = 60,04266$$

где $\sum N_{ОТС}$ - сумма мощностей вырабатываемая в отсеках турбины

$$\Delta = \frac{\sum N_{ОТ} - N_{НОМ}}{\sum N_{НОМ}} * 100\% \leq 0,1\%$$

где $N_{НОМ} = 60$, МВт - номинальная мощность турбины ПТ-60/75-130/13.

$$\Delta = \frac{60,04266 - 60}{60,04266} * 100\% = 0,00069$$

5 Выбор теплоэнергетического оборудования

5.1 Энергетических котлов

Из таблицы 5.5 и текста пункта 3 и задания имеем следующие данные для выбора энергетических котлов расширяемой части станции:

Тепловая схема станции – с поперечными связями;

Требуемое количество пара на станцию, т/ч:

$$D_{ТР}^{БЛ} = 1,03 \cdot D_{МАХ}^{ЧВД} \cdot 2 = 1,03 \cdot 387 \cdot 2 = 797,22$$

Давление, МПа: $12,75 \pm 10\%$;

Температура свежего пара, °С: $565 \pm 5\%$;

Вид топлива: каменный уголь;

Марка топлива: Майкубинский;

Месторождение: Майкубинское.

Так как на станции сжигается твердое топливо, то в проекте принимаем котлы, работающие под разрежением, раздел 5.

Так как параметры пара докритические и нет вторичного перегрева пара, целесообразно выбрать котлы с естественной циркуляцией, барабанные.

Учитывая параметры, подбираем котёл на данное топливо по потребности в паре:

$$D_{КА} = \frac{D_{ТРЕБ}}{2} = \frac{797,22}{2} = 398,61 \text{ т/час}$$

Типоразмер выбранного котла, его техническая характеристика представлены в таблице 7.1.

Аэродинамическая схема котла представлена на рисунке 7.1

Количество котлов на станции: 2

5.2 Регенеративных подогревателей

Производительность и число регенеративных подогревателей определяется числом имеющихся у турбины для этих целей отборов пара, при этом каждому отбору пара соответствует один корпус подогревателя на один отбор.

Регенеративные подогреватели выбираются по пропуску пара и по параметрам обеих сред. Параметры пара определяют прочность и безаварийность корпуса, а параметры воды – прочность трубной системы.

Исходные данные для выбора, типы и характеристики подогревателей представлены в таблице 7

Таблица 7 Техническая характеристика энергетического котла

Наименование параметров	Значение
1	2
Типоразмер	Е 420/13,8 – 1
Модель	БКЗ 420 – 140 – 1
Вид сжигаемого топлива	Каменный
Паропроизводительность, т/ч	420
Параметры свежего пара:	
Давление, мПа	13,8
Температура, °С	570
Температура питательной воды, °С	230
Температура горячего воздуха, °С	385
Температура уходящих газов, °С	132
Температура дымовых газов перед дымососом, °С	60
Температура холодного воздуха перед вентелятором, °С	30
Поверхности нагрева:	
Конвективный пароперегреватель	есть
Ширмовый пароперегреватель	есть
Водяной экономайзер: I степени	есть
II степени	есть
Воздухоподогреватель: I степени	есть
II степени	есть
КПД котлоагрегата, %	91
Коэффициент избытка воздуха в топке, (α_T)	1,2
Присосы воздуха, ($\Delta\alpha$):	
В топке, ($\Delta\alpha_T$)	0,05
В конвективном пароперегревателе, ($\Delta\alpha_{п.п}$)	0,03
В водяном экономайзере: I степени, ($\Delta\alpha_{вэI}$)	0,02
II степени, ($\Delta\alpha_{вэII}$)	0,02
В воздухоподогревателе: I степени, ($\Delta\alpha_{впI}$)	0,03
II степени, ($\Delta\alpha_{впII}$)	0,03
В золоуловителях, ($\Delta\alpha_{зу}$)	0,05
В газоходах, ($\Delta\alpha_{гзх}$)	0,01
Суммарные присосы, $\sum\Delta\alpha$	0,24
Расположение горелок	Встречное, на боковых стенках
Вид горелок и их количество, шт	топки
Вид пылесистемы	Турбулентны, 12
Присосы воздуха в пылесистеме, ($\Delta\alpha_{пыл}$)	С пром. Бункером 0,2

1	2
Верхняя отметка котлоагрегата, м	37,900 35,100
Геометрическая ось барабана, м	18,0x25,444
Размеры котельной ячейки, м	ширина – 18
Размеры котлоагрегата, м	глубина – 25.444 высота – 37,720
	1,2
Потери тепла с механическим недожогом, (q_4), %	0,95
Доля уноса, ($\alpha_{ун}$)	1,708
Сопротивление газового тракта, ($\Delta Hг$), кГс/м ²	0,835
Воздушное сопротивление котла, ($\Delta Hв$), кГс/м ²	

Таблица 8

5.3 Насосов схемы регенерации

К насосам схемы регенерации относятся:

- конденсатные насосы подающие основной конденсат из конденсатора через охладители, ПНД и в ДП;
- питательные насосы, подающие питательную воду из баков деаэраторов повышенного давления через ПВД в котёл;
- сливные насосы, перекачивающие дренаж греющего пара из ПНД 2 в линию основного конденсата за этот подогреватель.

Все насосы выбираются по виду среды, требуемому напору и пропускной способности.

Условия выбора по количеству взяты из раздела 6. Исходные данные для выбора взяты из расчёта пункта 4.2 и таблицы 7.3. Все эти данные, а так же типы и характеристики выбранных насосов представлены в таблице 7.4.

5.4 Деаэрирующих устройств

В питательно деаэраторный узел входят:

- деаэратор повышенного давления;
- питательные насосы;
- атмосферные деаэраторы добавочной воды энергетических котлов;
- перекачивающие насосы, подающие воду из ДА в ЛОК за ПНД2.

В качестве первой ступени дегазации служит атмосферный деаэратор.
Для выбора атмосферного деаэрата имеем следующие исходные данные:

- количество на станцию: не менее 2, но не более 4, раздел 6.1;
- абсолютное давление в деаэраторе, МПа: 0,118;
- требуемая производительность, т/ч:

$$D_{\text{ДА}}^{\text{ТР}} = \alpha^{\text{I}}_{\text{ПВ}} \cdot D_{\text{МАХ}}^{\text{ЧВД}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{ДА}}} = 0,31625959 \cdot 387 \cdot \frac{2}{2} = 122,3924613$$

Объём воды в баке запаса:

$$V = \frac{D_{\text{ДА}}^{\text{ТР}} \cdot \tau_3}{60} = \frac{129,3924613 \cdot 7}{60} = 14,27912049 \text{ , м}^3$$

где $\tau_3=7$ минут – время запаса

По этим данным выбираем деаэраторы.

Типоразмер: ДА – 150
С баком типа: БДА – 50
Давление в деаэраторе, МПа: 0,118
Количество на станцию: 2

Выбор проведён по таблице 5.25.

Последующая дегазация питательной воды проходит в деаэраторе повышенного давления.

Исходные данные для выбора:

- количество: по одному корпусу на соответствующий отбор турбины;
- абсолютное давление в колонке деаэрата, МПа: 0,7;
- требуемая производительность деаэрата, т/ч:

$$D_{\text{ДП}}^{\text{ТР}} = \frac{1,01 \cdot D_{\text{ПГ}} \cdot n_{\text{ПГ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{1,01 \cdot 420 \cdot 2}{2} = 424,2$$

Объём воды в баке запаса, м³:

$$V_{\text{ДП}} = \frac{D_{\text{ДП}}^{\text{ТР}} \cdot \tau_3}{60} = \frac{424,2 \cdot 7}{60} = 49,49$$

По этим данным с учётом возможной работы деаэраторов от минимальной нагрузки – 30% и максимальной нагрузки – 120%, выбираем деаэраторы:

Типоразмер: ДП – 500 М2
С баком типа: БД – 100 – 1 – 3

Давление в деаэраторе, МПа: 0,7

Количество на станции: 2

Выбор проведён по таблице 5.23, 5.24.

Для подачи воды из ДА в ЛОК за ПНД2 устанавливаем перекачивающие насосы. Они устанавливаются общими на станцию. Исходные данные выбора, условия выбора по количеству, а так же типы и характеристики выбранных насосов представлены в таблице 7.4

5.5 Оборудование для подогрева и подачи сетевой воды

Этот узел включает:

- оборудование для подогрева и подачи сетевой воды;
- оборудование подпитки тепловых сетей

Расчётный расход сетевой воды для станции:

$$W_{CB}^{PACЧ} = \frac{Q_B^{CT} \cdot 10^3}{C \cdot (t_{PP} - t_{OB})} = \frac{400 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (130 - 70)} = 1591, \text{ т/ч}$$

где $Q_B^{CT}=400$ ГДж/ч – бытовая нагрузка станции, задание

$C=4,19$ кДж/кг*град – теплоёмкость воды

$t_{PP}=130$ °C

$t_{OB}=70$ °C

Рисунок 4.1

Расход сетевой воды, т/ч:

$$W_{CB}^T = \frac{W_{CB}^{PACЧ}}{n_T} = \frac{1591}{2} = 795,5$$

где $n_T=2$, количество турбин на станцию.

Выбор оборудования для подогрева и подачи сетевой воды

Согласно рисунку 3.1 к этому оборудованию относятся: подогреватель сетевой воды - ОСП, пиковый водогрейный котёл – ПВК, сетевые насосы, установленные в два подъёма, для обеспечения подачи воды в тепловые сети, и насосы слива конденсата греющего пара из сетевого подогревателя ОСП.

Согласно указаниям раздела 6.9 сетевые подогреватели устанавливаются в каждой схеме турбины индивидуально, что бы не было соединений отборов турбины по пару.

Выбор сетевых подогревателей проводим по пропуску пара, воды и их параметрам.

Данные по подогревателям, условия выбора по количеству, типоразмер и характеристики выбранных подогревателей представлены в таблице 7.5.

Пиковые водогрейные котлы выбираются по:

- расчётному расходу воды на станцию, т/ч: $W_{CB}^{PACЧ} = 1591$;
- виду топлива: Майкубинский;
- тепловой нагрузке, ГДж/ч: $Q_{ПВК}^{CT} = Q_{ПВК} \cdot n_{ПВК} = 200 \cdot 1 = 200$.

По этим данным выбираем ПВК типа КВ-ТК-100

Его характеристика и комплектующие оборудование представлены в таблицах 1.4; 1.5.

Количество ПВК выбирается:

А) по пропуску воды:

$$n_{ПВК} = \frac{W_{CB}^{PACЧ}}{W_{ТАБ}^{ПВК}} = \frac{1591}{2480} = 0,64$$

где $W_{ТАБ}^{ПВК} = 2480$, т/ч - табличное значение расхода воды через ПВК в пиковом режиме, таблица 1.12,

Б) по тепловой нагрузке:

$$n_{ПВК} = \frac{Q_{ПВК}^{CT}}{Q_{ПВК}^{ТАБ}} = \frac{200}{419} = 0,47$$

где $Q_{ПВК}^{ТАБ} = 419$ ГДж/ч – количество тепла от ПВК, таблица 7.4.

Принимаем на станцию 1 ПВК.

Сливные и сетевые насосы выбираются по виду среды, требуемому напору и подаче.

Исходные данные для выбора, условие выбора по количеству, а так же типоразмер и характеристики выбранных насосов представлены в таблице 7.4.

Подпиточного узла тепловых сетей. Так как приняты закрытые тепловые сети, согласно указаниям раздела 9 и странице 107, производительность подпиточной установки для закрытых схем горячего водоснабжения определены только утечками воды из тепловых сетей, в количестве 0,75 от их объёма.

Так как данных по объёму тепловых сетей нет, его определяют из условия 65 м³ воды на 1Гкал в час, страница 108.

Объём тепловых сетей:

$$V_{TC} = \frac{65 \cdot Q_{BT}^{CT}}{4,19} = \frac{65 \cdot 400}{4,19} = 6205,25, \text{ м}^3$$

Расход подпиточной воды тепловых сетей:

$$W_{\text{под}} = \frac{0,75}{100} \cdot V_{\text{ТС}} = \frac{0,75}{100} \cdot 6205,25 = 46,54, \text{ м}^3$$

По этой величине и условию минимального количества вакуумных деаэраторов на станцию, без резерва, проектируем деаэраторы:

Типоразмер: ДВ - 50
С эжекторами типа: ЭВ – 60
Давление в деаэраторе, МПа: 0,0075 – 0,5
Количество на станцию: 1

Выбор произведён по таблицам 12,35; 12,36.

Для создания запаса подготовленной подпиточной воды, проектируем 2 бака запаса, раздел 9.

Суммарный объём этих баков не должен быть менее 3% от объёма тепловых сетей.

Требуемый отбор данного бака:

$$V_{\text{ТР}}^{\text{Б}} = \frac{0,03 \cdot V_{\text{ТС}}}{2} = \frac{0,03 \cdot 6205,25}{2} = 93,0787, \text{ м}^3$$

По этому объёму по таблице 4.107 выбранный бак

Типоразмер: МВН – 780 – 64
Объём, м³: 100
Количество на станцию: 2

Для подачи подпиточной воды из вакуумных деаэраторов или баков запаса проектируем подпиточные насосы, которых для закрытых тепловых сетей должно быть не менее двух, в том числе резервный.

Кроме них проектируем насосы аварийной подпитки тепловых сетей. Они должны обеспечивать подачу, равную 2% от объёма тепловых сетей:

$$Q = 0,02 \cdot V_{\text{ТС}}; 0,02 \cdot 6205,25 = 124, \text{ т/ч}$$

Исходные данные выбора, условие выбора по количеству, а так же типы и характеристики выбранных насосов представлены в таблице 7.4.

5.6 Расширителей непрерывной продувки, РОУ, БРОУ и баков станции

К общестанционному оборудованию относится:

- оборудование узла расширителей непрерывной продувки;
- растопочное редуциционно-охладительное устройство (РРОУ);
- баки запаса обессоленной воды;

- насосы к бакам запаса обессоленной воды;
- дренажные баки турбинного отделения с насосами;
- дренажные баки котельного отделения с насосами;
- резервные БРОУ.

Расширители выбираются по давлению в корпусе и необходимому объёму. В узле расширителей непрерывной продувки станции устанавливаются:

- Расширители: - I ступени, типоразмер – СП – 0,7
 - II ступени, типоразмер – СП – 7,5

Рабочие данные находятся в таблице 5.27.

- водоводяные теплообменники, типоразмер – ВВТ–21,2–0,12–0,8–1,0

Рабочие данные находятся в таблице 12.47. РРОУ, БРОУ выбираются по производительности и параметрам пара до установки и после нее. РРОУ устанавливается типоразмером РОУ-V-ЧЗЭМ БРОУ устанавливается типоразмером БРОУ-IV. Для выбора обще станционных баков и насосов к ним, использованы требования разделов 6;7.

5.7 Вспомогательного оборудования котлоагрегата

Расчет расхода топлива,

$$B_{\text{КА}} = \frac{D_{\text{ПГ}} \cdot (i_{\text{ПЕ}} - i_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПР}} \cdot (i_{\text{ПР}} - i_{\text{ПВ}})}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПГ}}} =$$

$$= \frac{420 \cdot (3487 - 1068) + 4,2 \cdot (1632 - 1068)}{18,6455 \cdot 10^3 \cdot 0,91} = 59,89$$

где $D_{\text{ПГ}} = 420 \text{ т/ч}$
 $i_{\text{ПЕ}} = 3482 \text{ КДж/ч,}$
 $i_{\text{ПВ}} = 1068 \text{ КДж/ч,}$ } таблица 4.3
 $D_{\text{ПР}} = 4,2 \text{ т/ч,}$ раздел 4
 $i_{\text{ПР}} = 1632 \text{ КДж/кг,}$ раздел 4
 $\eta_{\text{ПГ}} = 0,91$ таблица 7.1
 $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 18,6455 \cdot 10^3 \text{ КДж/кг,}$ раздел 4

На энергетические котлы станции:

$$\sum B_{\text{КА}} = B_{\text{КА}} \cdot n_{\text{КА}} = 59,89 \cdot 2 = 119,788 \text{ , т/ч}$$

На пиковые водогрейные котлы:

$$\sum V_{\text{ПВК}} = \frac{Q_{\text{ПВК}}^{\text{ТАБ}} \cdot n_{\text{ПВК}}}{Q_{\text{Н}}^{\text{Р}} \cdot \eta_{\text{ПВК}}} = \frac{419 \cdot 10^3 \cdot 1}{18,6455 \cdot 10^3 \cdot 0,898} = 25,02 \text{ , т/ч}$$

где $Q_{\text{ПВК}}^{\text{ТАБ}} = 419 \cdot 10^3$, - таблица 1.4,

$\eta_{\text{ПВК}} = 0,898$ - таблица 1.4,

$n_{\text{ПВК}} = 1$ - количество ПВК на станцию

Общий на станцию:

$$V_{\text{СТ}} = \sum V_{\text{КА}} + \sum V_{\text{ПВК}} = 119,788 + 25,02 = 144,8 \text{ , т/ч}$$

Тягодутьевые машины для энергетических котлов, дымососы и дутьевые вентиляторы, выбираются на основании указаний пункта 5.1.14, по напору и производительности.

Для ПВК принимают как комплектующее оборудование котла, оно представлено в таблице 1.5,

Расчетные напоры определяются по аэродинамическому расчету котла и представлены как сопротивления по газовому и воздушному трактам в таблице

При расчете учтены запасы против расчетных величин:

- 10% по производительности, для обеих машин;
- 20% по напору для дымососов;
- 15% по напору для вентиляторов, пункт 5.1.14,

Расчет данных для выбора дымососов.

Расчетный расход дымовых газов перед дымососом

$$Q_{\text{ДГ}} = V_{\text{КА}} \cdot [V_{\text{Г}}^0 + (\alpha_{\text{Д}} - 1) \cdot V^0] \cdot \frac{T_{\text{ДГ}}}{273} =$$

$$= 59,89 \cdot [6,24 + (1,44 - 1) \cdot 5,82] \cdot \frac{333}{273} = 642,92 \text{ , тыс. м}^3/\text{ч}$$

где $V_{\text{Г}}^0 = 6,24$, м³/кг- теоретический объем газов, из характеристики топлива

$V^0 = 5,82$, м³/кг- теоретический объем воздуха необходимый для горения, из характеристики топлива

$\alpha_{\text{Д}} = 1,44$ - коэффициент избытка воздуха перед дымососом

$$\alpha_{\text{д}} = \sum \Delta\alpha_i + \alpha_{\text{т}} = 0,24 + 1,2 = 1,44$$

7.1 где $\sum \Delta\alpha_i = 0,24$ - сумма присосов по газоходам котла } таблица
 $\alpha_{\text{т}} = 1,2$ }

Температура дымовых газов, абсолютная

$$T_{\text{дг}} = t_{\text{дг}} + 273 = 60 + 273 = 333, \text{ } ^\circ\text{К}$$

где $t_{\text{дг}} = 60 \text{ } ^\circ\text{С}$, таблица 7.1

Производительность дымососа:

$$Q_{\text{дг}}^{\text{тр}} = 1,1 \cdot Q_{\text{дг}} = 1,1 \cdot 642,92 = 707,21, \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$$

Требуемый напор:

$$H_{\text{д}}^{\text{тр}} = 1,20 \cdot \Delta H_{\text{г}} = 1,20 \cdot 1,708 = 2,2204, \text{ кПа}$$

где $\Delta H_{\text{г}} = 1,708 \text{ кПа}$, - сопротивление газового тракта, таблица 7.1

В соответствии с указаниями пункта 5.1.15, [1], количество дымососов должно быть по одному на котёл, так как паропроизводительность котла меньше 500 т/ч.

По всем вышеуказанным данным выбираем дымосос:

Типоразмер: ДОД – 31,5

Производительность, тыс. м³/ч: 725

Напор, кПа: 3,2

Количество на котел: 1

Выбор проведён по таблице 7.12. Расчет данных для выбора дутьевых вентиляторов. Объемный расход воздуха перед дутьевым вентилятором:

$$Q_{\text{хв}} = \alpha_{\text{в}} \cdot V_{\text{ка}} \cdot V^0 \cdot \frac{T_{\text{хв}}}{273} = 0,95 \cdot 59,89 \cdot 5,82 \cdot \frac{303}{273} = 367,519, \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$$

где $\alpha_{\text{в}}$ - коэффициент избытка воздуха перед вентилятором

$$\alpha_{\text{в}} = \alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{шху}} = 1,2 - 0,05 - 0,2 = 0,95$$

Все присосы взяты из таблицы 7.1

T_{XB} - абсолютная температура холодного воздуха

$$T_{XB} = t_{XB} + 273 = 30 + 273 = 303, \text{ } ^\circ\text{K}$$

где $t_{XB}; 30 \text{ } ^\circ\text{C}$, таблица 7.1

Требуемый расход воздуха для дутьевого вентилятора:

$$Q_{XB}^{TP} = 1,1 \cdot Q_{XB} = 1,1 \cdot 367,519 = 404,27, \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$$

Требуемый напор вентилятора:

$$H_{XB}^{TP} = 1,15 \cdot \Delta H_B = 1,15 \cdot 0,835 = 0,96025, \text{ кПа}$$

где $\Delta H_B = 0,835, \text{ кПа}$ - таблица 7.1

Количество дутьевых вентиляторов выбираем равным количеству дымососов. По вышеприведенным данным выбираем дутьевые вентиляторы:

Типоразмер:	ВДН – 24х2 – 11У
Производительность, тыс. м ³ /ч:	500
Напор, кПа:	3,62
Количество на котел:	1

Выбор проведён по таблице 7.12,

5.8 Схемы и оборудования пылеприготовления

По рекомендации пункта 5.1.7, на тепловой электростанции проектируем замкнутые индивидуальные системы пылеприготовления.

В качестве сушильного агента используется горячий воздух с небольшой примесью дымовых газов.

Тип пылесистемы по виду размола определяется видом мелющих устройств. Так как выход летучих $V_f=43 \text{ м}^3/\text{час}$; коэффициент размолоспособности $K_{ло}=1,21$; приведённая влажность $W_{пр}=4,0449 \text{ \%}/\text{МДж}$; рабочая влажность $W_p=18 \text{ \%}$, - из характеристики топлива; паропроизводительность котлоагрегата $D_{пг}=420 \text{ т/ч}$, поэтому выбирается вид рекомендованных мельниц – шаровые барабанные мельницы, таблица 2.8.

Следовательно, схему пылеприготовления по виду размола топлива проектируем с промежуточным бункером пыли. Пункт 5.1.9. Схема пылеприготовления представлена на рисунке 7.2. Так как паропроизводительность котлоагрегата 420 т/ч, то устанавливаем на котёл не менее, чем 2 мельницы.

Так как производительность мельниц в таблицах справочника дана на определённый коэффициент размолоспособности, отличающийся от

коэффициента размо­лос­по­соб­но­сти заданного топлива, проводим перерасчёт расхода топлива.

Расчётный расход топлива:

$$V_{\text{ТР}}^{\text{P}} = V_{\text{КА}} \cdot \frac{K_{\text{ЛО}}^{\text{M}}}{K_{\text{ЛО}}^{\text{T}}} = 59,89 \cdot \frac{0,95}{1,21} = 47,02, \text{ т/ч}$$

где $K_{\text{ЛО}}^{\text{M}}=0,95$ – коэффициент размо­лос­по­соб­но­сти стандартной мельницы, таблица 3.17.

$K_{\text{ЛО}}^{\text{T}}=1,21$ – коэффициент размо­лос­по­соб­но­сти заданного топлива, из характеристики топлива.

$V_{\text{КА}}=59,43 \text{ т/ч}$ – пункт 7.7

Требуемая производительность мельницы:

$$V_{\text{ТР}}^{\text{M}} \frac{K \cdot V_{\text{ТР}}^{\text{P}}}{\Pi_{\text{M}}} = \frac{1,1 \cdot 47,02}{2} = 25,861, \text{ т/ч}$$

где $k=1,1$ – коэффициент учитывающий количество мельниц на котёл.

$$n_{\text{M}}=2$$

По этой производительности по таблице 3.17, [12] выбираем мельницу:

Типоразмер:	Ш – 32А
Наминальная производительность, при $K_{\text{ЛО}}^{\text{M}}=0,95$, т/ч:	32
Количество на котёл:	2

Согласно рисунку подача топлива производится питателями сырого угля (ПСУ). Они выбираются с запасом 10% от производительности выбранной мельницы. Количество ПСУ проектируем равным количеству мельниц. Требуемая производительность ПСУ:

$$V_{\text{ТР}}^{\text{ПСУ}} = 1,1 \cdot V_{\text{M}}^{\text{ТАБ}} = 1,1 \cdot 32 = 35,2, \text{ т/ч}$$

По этой величине, по таблице 4.12, выбираем ПСУ.

Типоразмер:	СПУ - 700
Производительность, т/ч:	4 – 40
Линейные размеры, мм:	- ширина корпуса – 700
	- размер входного патрубка 1400x700
	- размер выходного патрубка 700x700

Расстояние между осями выходных патрубков, мм: 6000; 9000
Количество на котёл: 2

Для создания запаса угля на станцию проектируем бункера сырого угля (БСУ), они выбираются с запасом не менее 8 часов, так как угли каменные, пункт 5.1.12.

Изготавливаются бункера из стандартных деталей размеры которых, м: 1,2*5,4; 1,2*7,7 с общей стороной прямоугольной части – 6м и высотой пирамидальной части – 6м, для обеспечения угла наклона стенок бункера, страница 163. Требуемый объём бункера:

$$V_{\text{ТР}}^{\text{БСУ}} = \frac{Z \cdot V_{\text{КА}}}{\varphi \cdot \rho_{\text{H}}} = \frac{8 \cdot 59,89}{0,8 \cdot 0,93} = 643,97, \text{ м}^3$$

где $z=8$ ч – число часов запаса в БСУ
 $\varphi=0,8$ – коэффициент заполнения бункера, страница 430,
 $\rho_{\text{H}}=0,93 \text{ т/м}^3$ – насыпная плотность угля, таблица 3.13,

Геометрический объём одного бункера:

$$V_{\text{ГЕОМ}}^{\text{БСУ}} = H_1 \cdot S_1 + \frac{H_2}{3} \cdot (S_1 + S_2 + \sqrt{S_1 \cdot S_2}) = \\ = 6 \cdot 41,58 + \frac{6}{3} (41,58 + 1 + \sqrt{41,58 \cdot 1}) = 347,69, \text{ м}^3$$

где $S_1=7,7 \cdot 5,4=41,58 \text{ м}^2$ – площадь прямоугольного сечения бункера
 $S_2=1 \cdot 1=1 \text{ м}^2$ – площадь выходного сечения бункера
 $H_1=H_2=6 \text{ м}$ – высота соответственно прямоугольной и пирамидальной части бункера.

Количество бункеров на котёл: $n = \frac{V_{\text{ТР}}^{\text{БСУ}}}{V_{\text{ГЕОМ}}^{\text{БСУ}}} = \frac{643,97}{347,69} = 1,85$

То есть принимаем на котёл 2 бункера. Для вентиляции мельницы и выноса из неё готовой пыли проектируем установку мельничных вентиляторов.

Количество их пропорционально количеству мельниц. Выбираются по напору и производительности. Количество первичного воздуха обеспечивается ими.

Требуемая производительность МВ:

$$Q_{\text{ТР}}^{\text{МВ}} = \frac{(0,3 \div 0,5) \cdot Q_{\text{ХВ}}}{n_{\text{МВ}}} = \frac{0,5 \cdot 367,519}{2} = 91,879, \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$$

где $n_{\text{МВ}}=2$, - количество МВ.

По этой производительности выбираем МВ.

Типоразмер: ВМ 160/850у
Производительность, тыс.м³/ч: 160
Напор, кПа: 8,8
Количество на котёл: 2

Выбор сделан по таблице 7.12.

Для отделения крупных частиц пыли от мелких устанавливаются сепараторы, которые выбираются по типу мельницы, по таблице 2.44, [18].

Типоразмер: СПЦВ 4250/1600
Производительность по сушильному агенту, тыс.м³/ч: 74–135
Количество на пылесистему: 2

Для отделения воздуха от готовой пыли проектируем циклон. Его выбираем исходя из количества сушильного агента по таблице 2.43.

Типоразмер: ЦН – 15 - 3750
Производительность, тыс.м³/ч: 120 – 140
Количество на пылесистему: 2

Для создания запаса пыли на станцию не менее двух часов устанавливаем бункер пыли. Требуемый объём бункера пыли:

$$V_{\text{ТР}}^{\text{БП}} = \frac{B_{\text{КА}} \cdot Z}{\varphi \cdot \rho_{\text{Н}}^{\text{П}}} = \frac{59,89 \cdot 2}{0,8 \cdot 0,93} = 160,99, \text{ м}^3$$

где $z=2\text{ч}$, - число часов запаса в бункере пыли
 $\rho_{\text{Н}}^{\text{П}} = 0,93 \text{ т/м}^3$, плотность пыли:

$$\rho_{\text{Н}}^{\text{ПЫЛ}} = \rho_{\text{Т}} \cdot \frac{100 - W_{\text{Р}}^{\text{Т}}}{100 - W_{\text{Р}}^{\text{П}}} = 0,93 \cdot \frac{100 - 18}{100 - 18} = 0,93$$

где $W_{\text{Р}}^{\text{Т}}=18\%$, таблица 2.1, [11]

$W_{\text{Р}}^{\text{П}}=18\%$, таблица 3.13, [12]

$\rho_{\text{Т}}=0,93 \text{ т/м}^3$ – насыпная плотность угля, таблица 3.13,

Геометрический объём одного бункера пыли:

$$V_{\text{ГЕОМ}}^{\text{БСУ}} = H_1 \cdot S_1 + \frac{H_2}{3} \cdot (S_1 + S_2 + \sqrt{S_1 \cdot S_2}) = \\ = 6 \cdot 29,6 + \frac{6}{3} (29,6 + 1 + \sqrt{29,6 \cdot 1}) = 246,26, \text{ м}^3$$

где $S_1=5,4 \cdot 5,4=29,6\text{м}^2$ – площадь прямоугольного сечения бункера
 $S_2=1 \cdot 1=1 \text{ м}^2$ – площадь выходного сечения бункера

$H_1=H_2=6\text{м}$ – высота соответственно прямоугольной и пирамидальной части бункера.

Количество бункеров на котёл: $n = \frac{V_{\text{ТР}}^{\text{БСУ}}}{V_{\text{ГЕОМ}}^{\text{БСУ}}} = \frac{160,99}{246,26} = 0,65$

То есть принимаем количество бункеров пыли на котёл 1. Для доставки пыли в котел проектируем питатели пыли, количество их проектируется пропорционально горелкам с запасом 25 % от расхода топлива на котёл. Производительность одного питателя:

$$V_{\text{ТР}}^{\text{ПЛ}} = \frac{1,25 \cdot V_{\text{КА}}}{n_{\text{ПЛ}}} = \frac{1,25 \cdot 59,89}{12} = 6,238, \text{ т/ч}$$

где $n_{\text{ПЛ}} = 12$ - количество питателей пыли на котел

По этой величине выбираем питатели пыли:

Типоразмер:	ППЛ – 7
Производительность, т/ч:	7
Геометрические размеры, мм:	800x800
Количество на котел:	12

Выбор проведен, страница 4.14,

5.9 Схемы топливоподачи станции

Так как станция расположена в городе Усть-Каменогорске на расстоянии более 100 километров от места добычи топлива, поэтому доставку угля на станцию производим по железной дороге в вагонах хопперах. Характеристика вагонов дана в таблице 6.12. Принципиальная схема существующей топливоподачи представлена на рисунке 7.3.

Согласно, принципиальной схемы и рекомендации раздела 4.1, на топливном хозяйстве станции установлено следующее оборудование:

- вагоноопракидователи,
- ленточные конвейера;
- узлы пересыпки;
- метало и щепо уловители;
- ленточные весы;
- дробилки и тепляк.

Установленное оборудование на топливоподаче по производительности обеспечивает подачу топлива на существующие и проектируемые котлы.

Для создания запаса угля на станции на 30 суток, необходимо увеличить емкость склада на величину:

Шлакоудаление и транспортировка шлака из котла на золошлакоотвал принимаем гидравлическую, так как вода используется как охлаждающая жидкость. Принципиальная схема шлакоудаления представлена на рисунке 7.6.

Котельный агрегат оборудован следующими установками для удаления шлака:

- шнековые транспортёры, шт: 2
- электропривод шнековых транспортёров, шт: 2
- одновалковые шлаковые дробилки с электроприводом, шт: 1
- шлаковые бункера, шт: 1
- домкратно-котковые устройства для выдвижения шлаковых транспортёров из под котла, шт: 2
- комплект гарнитуры и вспомогательных устройств.

По каналам шлаковая пульпа движется с помощью давления воды по направлению к багерной насосной. Так как на запроектируемой части станции установлено 2 котла суммарной производительностью 840 т/ч, то принимаем одну багерную насосную, пункт 5.3.4, Багерную насосную устанавливаем внутри главного корпуса, пункт 5.3.3, Для подачи пульпы на шлакозолоотвал проектируем установку багерных насосов, которые размещаем в насосной.

Так как транспортировка шлака, его охлаждение, а так же смыв и транспортировка золы осуществляется с помощью воды, то на ГЗУ проектируем установку орошающей и эжектирующей воды.

5.11 Схемы и оборудования технического водоснабжения

Потребителями технической воды являются:

- конденсаторы турбин;
- газоохладители, маслоохладители;
- подшипники вспомогательных механизмов;
- химводоочистка;
- гидрозолошлакоудаление

На станции согласно задания выполнена обратная схема водоснабжения. В соответствии с потребителями и видом схемы водоснабжения составлена принципиальная схема технического водоснабжения, которая представлена на рисунке 7.7

Расчет потребности станции в воде сведен в таблицу 7.7. При составлении этой таблицы, рекомендации по величинам процентов.

В системе технического водоснабжения задействованы насосы:

- циркуляционные – для подачи технической воды на станцию;
- технические – для подачи воды в газо, масло охладители и на подшипники вспомогательных;
- насосы для подачи воды на химводоочистку;

используется из подземных источников и проходит обработку комплексом ИОМСом.

6 Автоматика

6.1 Автоматизация и управление производством

Автоматизированная система – система, включающая в себя персонал и комплекс средств автоматизации его деятельности. В зависимости от вида деятельности выделяют следующие виды автоматизации: автоматизированные системы управления технологическими процессами, системы автоматического проектирования, автоматизированные системы научных исследований.

Автоматизация возможна лишь при наличии и взаимодействии двух компонентов: объекта исследования и автоматизированной системы.

Автоматическая система защиты турбины

Нормальная работа турбины обеспечивается системой регулирования при условии удовлетворительного состояния всех ее элементов. Однако как в системе регулирования, так и в самой турбине могут возникать различного рода неисправности, в некоторых случаях настолько серьезные, что может потребоваться немедленное прекращение пара в турбину, а иногда и отключение генератора от сети. Кроме того, турбина работает в комплексе с такими сложными агрегатами, как котел, конденсатор, регенеративные подогреватели, а через электрический генератор турбина связана с электрической сетью. Сложность этих агрегатов также не исключает возможность нарушения их работы, что может создать угрозу для турбины.

Поэтому паровая турбина оснащается системой защиты, автоматически предохраняющей ее от разрушения при различного рода неполадках как в ней самой, так и в элементах основного оборудования.

Каждая из защит турбины работает так, что при выходе параметра, по которому производится защита, в область недопустимых значений подача пара прекращается и не может возобновиться автоматически даже в том случае, если параметр вернется к нормальному значению. Турбина может быть пущена персоналом только после выяснения причин срабатывания защиты и уверенности в безопасности пуска.

Основными исполнительными органами системы защиты являются стопорные клапана, удерживаемые в открытом положении давлением масла. Срабатывание стопорных клапанов происходит при соединении идущих к ним напорных маслопроводов со сливом. Оно происходит при срабатывании одного или нескольких датчиков защиты: автомата безопасности, реле осевого сдвига, ручного или дистанционного выключения.

Турбина обязательно должна иметь несколько независимых защитных контуров, и поэтому в случае опасной ситуации регулирующие клапана

должны закрыться вместе со стопорными. Но система регулирования работает так, что регулирующие клапана открываются всякий раз, когда падает давление под золотниками трансформатора давления и отсечного золотника. Поэтому для того чтобы при падении давления масла в линиях удержания стопорных клапанов происходило закрытие и регулирующих клапанов, имеется реле закрытия регулирующих клапанов. При резком падении давления под поршнями стопорных клапанов золотник реле закрытия регулирующих клапанов смещается влево, пропуская масло под давлением под отсечной золотник, который и обеспечивает закрытие регулирующих клапанов.

Автомат безопасности – бойкового типа.

Датчик реле осевого сдвига – гидравлический. При осевом сдвиге ротора вправо на 0,4-0,5 мм, например при износе колодок упорного подшипника, происходит падение давления масла в линиях к стопорным клапанам точно так же, как и при срабатывании автомата безопасности.

6.2 Расчет сужающего устройства

Задано:

Измеряемая среда – перегретый пар

Максимальный измеряемый массовый расход $Q_{m,max}=250\ 000$ кг/ч.

Средний измеряемый массовый расход $Q_{m,ср}=200\ 000$ кг/ч.

Абсолютное давление пара перед сужающим устройством $P=70$ кгс/см²

Температура пара перед сужающим устройством $t=500^{\circ}C$

Допустимая потеря давления при расходе равном $Q_{m,max}$ $P'_{пд}=0,45$ кгс/см²

Внутренний диаметр трубопровода перед сужающим устройством при температуре $20^{\circ}C$, $D_{20}=217$ мм.

Перед сужающим устройством находится полностью открытый вентиль на расстоянии 4 м, за сужающим устройством – колено на расстоянии 4 м.

Материал трубопровода – сталь марки 15ХМА.

6.2.1 Определение недостающих для расчета данных

1) По приложению А определяем плотность $\rho_{ном.}$ пара в рабочих условиях (P и t), что составляет $\rho_{ном.}=20,36$ кг/м³.

P, кгс/см ²	T _{нас} , °C,	Плотность, кг/м ³ , при t, °C, равной									
		300	350	400	450	500	550	570	580	590	600
70	284,4	33,06	27,73	24,50	22,17	20,36	18,88	18,36	18,11	17,87	17,64

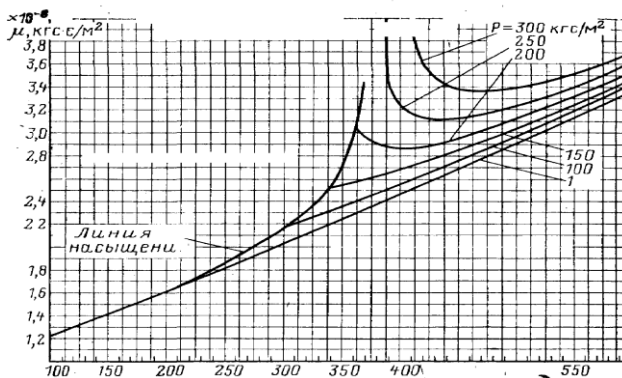
2) Поправочный множитель на тепловое расширение материала трубопровода, $k^t = 1,00665$

Температура, °С	Материал				
	Сталь 20, 20М, 15ХМА, 15М, 12МХ	Сталь Х23Н13, Х18Н25С2	Сталь 1Х18Н9Т	Сталь Х17, Х17Н9	Сталь Х6СМ, Х7СМ, Х55
500	1,00665	1,00880	1,00833	1,00623	1,00635

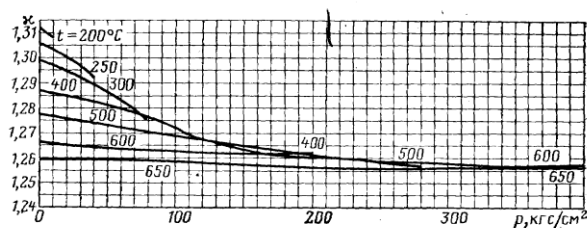
3) Внутренний диаметр трубопроводов при температуре t , D

$$d = d_{20} \cdot k_t'' = 217 \cdot 1,00665 = 218,44 \text{ мм}$$

4) Динамическая вязкость пара в рабочих условиях (P и t), $\mu = 2,9 \cdot 10^{-6}$ кгс·сек/м² (Приложение Г).



5) Показатель адиабаты, $\lambda = 1,2725$ (Приложение Д).



305

Выбор сужающего устройства и дифманометра.

- 6) Тип сужающего устройства - Сопло камерное материал – 1Х18Н9Т
- 7) Тип разновидности дифманометра - Дифманометр поплавковый ртутный, показывающий с интегратором ДП-781
- 8) Верхний предел измерений дифманометра, $Q_{\text{мп}} = 250000$ кг/ч

Определение номинального перепада давления дифманометра

9) Допустимая потеря давления при расходе, равном выбранному верхнему пределу измерений дифманометра, $P_{пд}$

$$P_{пд} = P'_{пд} \left(\frac{Q_{np}}{Q_{м.маx}} \right)^2 = 0,45 \left(\frac{250000}{250000} \right)^2 = 0,45 \text{ кгс/см}^2$$

10) Вспомогательная величина C

$$C = \frac{Q_{np.}}{0,01252D^2 \sqrt{\rho}} = \frac{250000}{0,01252 \cdot 218,44^2 \cdot \sqrt{20,36}} = 92,74$$

11) Предельный номинальный перепад давления дифманометра, P_n (Таблица П46), принимаем $P_n = 1,6 \text{ кгс/см}^2 = 16000 \text{ кгс/м}^2$

12) Приближенное значение модуля, m (Таблица П46 [1]), принимаем $m=0,6$

6.2.2 Определение числа Рейнольдса

13) Число Рейнольдса, Re

$$Re = 0,0361 \cdot \frac{Q_0 \cdot \rho}{D \cdot \mu'} = 0,0361 \cdot \frac{Q_{м.сп.}}{D \cdot \mu'} = 0,0361 \cdot \frac{200000}{218,44 \cdot 2,9 \cdot 10^{-6}} = 11,39 \cdot 10^6$$

14) Минимальное допустимое число Рейнольдса, Re_{min}

для m	0,05 – 0,2	0,2 – 0,5	более 0,5
Re_{min}	10000	20000	40000

При числах Re ниже Re_{min} измерение расхода в промышленных условиях считают невозможным. Так как $Re > Re_{min}$ расчет продолжаем.

15) Граничное значение числа Рейнольдса, $Re_{гр.}$

Для трубопроводов круглого сечения с гладкой внутренней поверхностью и острой входной кромкой у диафрагм граничные числа Рейнольдса $Re_{гр.}$ имеют значение:

m	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Re _{гр.}	22000	30000	56000	90000	135000	185000	240000	300000

Так как $Re > Re_{гр}$, расчет продолжаем.

6.2.3 Проверка длины прямых участков трубопровода

а) Длина прямого участка перед соплом

Необходимая длина, Наименьшие длины L_1 прямых участков до сужающего устройства много больше и зависят не только от модуля m , но и от вида местного сопротивления, расположенного до прямого участка

Вид местного сопротивления	Отношение L_1/D_{20} при модуле m			
	0,05	0,3	0,5	0,7
Полностью открытые вентили	18	22	32	50

Из таблицы видно, что необходимая длина составляет

$$41 \cdot D_{20} = 41 \cdot 217 = 8,897 \text{ м}$$

17) Имеющаяся длина – 4 м, т.е. $18,4 \cdot D_{20}$, следовательно, расстояние 4 м перед соплом допустимо.

б) Длина прямого участка за соплом

18) Необходимая длина. Наименьшие длины прямых участков L_2 после сужающего устройства устанавливаются в зависимости от модуля m сужающего устройства:

При модуле m	0,05	0,3	0,5	0,7
Наименьшее отношение L_2/D_{20}	4	6,5	7,5	8

Из таблицы видно, что необходимая длина составляет

$$7,75 \cdot D_{20} = 7,75 \cdot 217 = 1,68 \text{ м}$$

19) Имеющаяся длина – 4 м, т.е. $18,4 \cdot D_{20}$, следовательно, расстояние 4 м за соплом допустимо.

6.2.4 Определение параметров сужающего устройства

20) Наибольший перепад давления в сопле, ΔP

$$\Delta P = 0,9263 \cdot P_H = 0,9263 \cdot 16000 = 14820,8 \text{ кгс/м}^2$$

21) Отношение $\frac{P_{cp}}{P} = \Delta P \left(\frac{Q_{м.ср.}}{Q_{np}} \right)^2 = 14820,8 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{200000}{250000} \right)^2 = 0,0095$

22) Поправочный множитель на расширение пара, ε_1

$$\varepsilon_1 = 1 - (0,41 + 0,35 \cdot m^2) \cdot \frac{P'_{nd}}{P\lambda} = 1 - (0,41 + 0,35 \cdot 0,6^2) \cdot \frac{0,45}{70 \cdot 1,2725} = 0,997$$

23) Вспомогательная величина ($m\alpha$)

$$(m\alpha)_1 = \frac{C}{\varepsilon_1 \cdot \sqrt{\Delta P}} = \frac{92,74}{0,997 \cdot \sqrt{14820,8}} = 0,764$$

24) Коэффициент расхода, α

$$\begin{aligned} \alpha &= \frac{1}{\sqrt{1-m^2}} \left[\begin{array}{l} 0,99 - 0,2262 \cdot m^{2,05} + (0,000215 - \\ - 0,001125 \cdot m^{0,5} + 0,00249 \cdot m^{2,35} \left(\frac{10^6}{Re} \right)^{1,15} \end{array} \right] = \\ &= \frac{1}{\sqrt{1-0,6^2}} \left[\begin{array}{l} 0,99 - 0,2262 \cdot 0,6^{2,05} + (0,000215 - \\ - 0,001125 \cdot 0,6^{0,5} + 0,00249 \cdot 0,6^{2,35} \cdot \left(\frac{10^6}{11,39 \cdot 10^6} \right)^{1,15} \end{array} \right] = 1,23 \end{aligned}$$

25) Модуль сопла, m_1

$$m_1 = \frac{(m\alpha)_1}{\alpha} = \frac{0,764}{1,23} = 0,62$$

26) Поправочный множитель на расширение пара, ε_2

$$\begin{aligned} \varepsilon_1 &= 1 - (0,41 + 0,35 \cdot m^2) \cdot \frac{P'_{nd}}{P\lambda} = \\ &= 1 - (0,41 + 0,35 \cdot 0,62^2) \cdot \frac{0,45}{70 \cdot 1,2725} = 0,9972 \end{aligned}$$

27) Разность $\varepsilon_1 - \varepsilon_2$

$$\varepsilon_1 - \varepsilon_2 = 0,997 - 0,9972 = -0,0002$$

т.к. $\varepsilon_1 - \varepsilon_2 < 0,0005$ следовательно, значения $m_1=0,62$ и $\varepsilon_1=0,997$ считаются окончательными.

28) Поправочный множитель на тепловое расширение материала сопла, $k_t''=1,00833$ (Приложение В).

Температура, °С	Материал				
	Сталь 20, 20М, 15ХМА, 15М, 12МХ	Сталь Х23Н13, Х18Н25С2	Сталь 1Х18Н9Т	Сталь Х17, Х17Н9	Сталь Х6СМ, Х7СМ, Х55
500	1,00665	1,00880	1,00833	1,00623	1,00635

29) Диаметр отверстия сопла при температуре $t=20^0\text{C}$, d_{20}

$$d_{20} = \frac{D}{k_t''} \sqrt{m} = \frac{218,44}{1,00833} \cdot \sqrt{0,62} = 170,579 \text{ мм}$$

Проверка расчета

30) Коэффициент расхода, α

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{1-m^2}} \left[0,99 - 0,2262 \cdot m^{2,05} + (0,000215 - 0,001125 \cdot m^{0,5} + 0,00249 \cdot m^{2,35} \left(\frac{10^6}{\text{Re}} \right)^{1,15}) \right] =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{1-0,62^2}} \left[0,99 - 0,2262 \cdot 0,62^{2,05} + (0,000215 - 0,001125 \cdot 0,62^{0,5} + 0,00249 \cdot 0,62^{2,35} \cdot \left(\frac{10^6}{11,39 \cdot 10^6} \right)^{1,15}) \right] = 1,152$$

31) Диаметр отверстия сопла при температуре $t=20^0\text{C}$, D

$$d = d_{20} \cdot k_t'' = 170,579 \cdot 1,00833 = 171,99 \text{ мм}$$

32) Расход, соответствующий наибольшему перепаду давления P_n , Q_m .

$$Q_0 = 0,01252 \cdot \alpha \cdot K_t \cdot d_{20}^2 \cdot \sqrt{P_n \cdot \rho_{\text{н.ю.м}}} =$$

$$= 0,01252 \cdot 1,152 \cdot 0,994 \cdot 170,579^2 \cdot \sqrt{16000 \cdot 20,36} = 238091,12$$

где $K_t = 0,994$ - коэффициент коррекции расхода.

33) Допустимое нижнее предельное значение наибольшего расчетного расхода $Q_{\text{доп}}$.

$$Q_0 = 0,01252 \cdot \alpha \cdot K_t \cdot d_{20}^2 \cdot \sqrt{\Delta P \cdot \rho_{\text{н.ю.м}}} =$$

$$= 0,01252 \cdot 1,152 \cdot 0,994 \cdot 170,579^2 \cdot \sqrt{14820,8 \cdot 20,36} = 229149,56$$

34) Отношение $\frac{\Delta P}{P_n}$

$$\frac{\Delta P}{P_n} = \Delta P \cdot \left(\frac{Q_{\text{доп}}}{Q_m} \right)^2 = 14820,8 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{229149,56}{238091,12} \right)^2 = 0,0137 \cdot 100\% = 1,37\%$$

Следовательно, расчет выполнен правильно.

35) Действительная потеря давления, P_n

$$P_n = \Delta P \cdot \frac{\Delta P}{P_n} = 14820,8 \cdot 0,0137 = 203,04 \text{ кгс/м}^2$$

7 Экономическая часть

Бизнес план: В данном проекте рассматривается расширение Усть-Каменогорской ТЭЦ турбинами 2х П Т-60/75-130 ЛМЗ.

Город Усть-Каменогорск в перспективе испытывает потребность в увеличении производства тепла и электроэнергии.

Основные цели.

Несение станцией тепловой нагрузки 360Мвт.

Создание дополнительных рабочих мест.

Непосредственные участники проекта
Усть-Каменогорской ТЭЦ

Завод тяжелого машиностроения «ЛМЗ»

Барнаульский котельный завод

ТОО «РЭМИКС »

АО «Казнипиэнергопром».

Паротурбинная установка ПТ-60/75-130/13 с отопительными отборами пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-100-2 с частотой вращения 50 об/с и отпуска тепла для нужд отопления.

Номинальные значения основных параметров турбины приведены ниже.

Мощность Мвт.

Номинальная 60

Максимальная 75

Номинальные параметры пара:

Давление, Мпа 12,8

Температура °С 555

Теловая нагрузка

Номинальная 732

Максимальная 770

Управленческий персонал

В реализации проекта в основном будут участвовать местные трудовые ресурсы. Для эксплуатации нового оборудования необходимо подготовить 8 машинистов турбины и 8 машинистов котла.

Коммерческий раздел

Поставка топлива

ТЭЦ работает на Экибастузском угле. ТЭЦ получает два вида топлива: каменный уголь ; и топочный мазут

Каменный уголь поставляется в основном из Экибастузских месторождений со следующей средневзвешенной характеристикой:

Таблица №1

Характеристика топлива	По проекту	2012
Теплота сгорания ккал/кг	3880	4370
Зольность %	38,7	37,2
Влажность%	10,0	5,4

Ценообразование: исходя из динамики цен на топливо на рынке Казахстана и тенденции их изменения на мировом рынке ожидается повышение цен на уголь.

По расчету за год, пользуясь сметой затрат имеем: себестоимость единицы продукции электроэнергии 4,2 тенге/кВт·ч, тепловой энергии 1435,8 тенге/Гкал.

Производители оборудования и подрядчики

Основное оборудование производство Россия завод ЛМЗ.

Изготовление , поставку и монтаж вспомогательного оборудования могут произвести ТОО «РЭМИКС» и АО «Казнипиэнергопром», обе организации имеют большой опыт работы не только в СНГ но и в дальнем зарубежье.

Планируемый график реализации проекта

Проектирование – 6 месяцев

Поставка парогенератора будет произведена через 15 месяцев плюс 2 месяца на транспортировку.

Поставка турбогенератора будет произведена через 18 месяцев плюс 3 месяца на транспортировку.

Изготовление трубопроводов и вспомогательного оборудования 4 месяцев со дня размещения заказа.

Монтаж оборудования – 18-24 месяцев .

Монтируемое оборудование характеризуется высокой капиталоемкостью, небольшим сроком строительства $T=1,5-2$ года и длительным периодом эксплуатации $T_{\text{эсп}}=25-30$ лет. К монтируемому оборудованию предъявляются высокие требования по обеспечению, надежности и экономичности работы, безопасности труда.

Усть-Каменогорский ТЭЦ работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом, который работает в пиковом режиме.

Температурный график 135/70 °С.

Отпуск электроэнергии от ТЭЦ производится и распределяется на напряжении 110 кВ. Схема распродустройства 110 кВ выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин.

Установленная мощность ТЭЦ:

электрическая 240 МВт;

тепловая 1176 Гкал/ч.

Годовая выработка энергии:

электрической энергии $Эв$ = до 1900- после 2100 млн.кВтч;

тепловой энергии $Qв$, = до 2100-после 2500 тыс.Гкал.

Количество часов использования установленной мощности:

$T_m=5210$ часов

Удельный расход топлива на выработку одного кВтч электроэнергии для турбин (тепловая энергия отпускается только на цели теплофикации):

$b_{\text{э}}=320$ гут/кВтч;

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой

энергии: $b_T=200$ кгут/Гкал.

Вид используемого топлива – Экибастузский уголь. $Q_p=4000$ ккал/кг

Стоимость транспортировки Экибастузского угля – 1500 тенге/тнт.

Выполнение работы.

7.1. Определение годового отпуска энергии ТЭЦ.

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

В расчете принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 9% ($\mathcal{E}_{\text{сн}}$), а тепловой энергии 1% ($Q_{\text{сн}}$).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяем по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 1900 \cdot (1 - 0,09) = 1729 \text{ млн. кВтч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 2100 \cdot (1 - 0,09) = 1911 \text{ млн. кВтч}$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} \cdot (1 - Q_{\text{сн}}) = 2100 \cdot (1 - 0,09) = 2079 \text{ тыс. Гкал}$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} \cdot (1 - Q_{\text{сн}}) = 2500 \cdot (1 - 0,09) = 2475 \text{ тыс. Гкал}$$

где $\mathcal{E}_{\text{в}}$ и $Q_{\text{в}}$ – годовая выработка электрической и тепловой энергии (см. в исходных данных).

Расчет проводится ТЭЦ до и после расширения

7.2. Определение затрат на топливо.

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

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{от}} b_{\mathcal{E}} = 1900 \cdot 320 = 608 \text{ тыс. туг}$$

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{от}} b_{\mathcal{E}} = 2100 \cdot 320 = 672 \text{ тыс. туг}$$

$$B_T = Q_{\text{от}} b_T = 2100 \cdot 200 = 420 \text{ тыс. туг}$$

$$B_T = Q_{\text{от}} b_T = 2500 \cdot 200 = 500 \text{ тыс. туг}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_э + B_T = 608 + 420 = 1028 \text{ тыс. туг}$$

$$B_y = B_э + B_T = 672 + 500 = 1172 \text{ тыс. туг}$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо. Принимается, что на станции используется Экибастузский уголь с удельной низшей теплотой сгорания $Q_{н}^P = 4000$ ккал/кг.

Расход натурального топлива будет:

$$B_H = B_y K_{п} = 1028 \cdot (7000/4000) = 1799 \text{ тыс. тнт},$$

$$B_H = B_y K_{п} = 1172 \cdot (7000/4000) = 2051 \text{ тыс. тнт},$$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$И_T = B_H \cdot Ц_T = 1799 \cdot 2500 = 4497,5 \text{ млн. тенге}$$

$$И_T = B_H \cdot Ц_T = 2051 \cdot 2500 = 5127,5 \text{ млн. тенге}$$

где $Ц_T = 2500$ тенге/тнт – цена топлива с учетом его транспортировки.

7.3. Расчет КПД использования топлива.

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

$$КПД_э = 123 : b_э \cdot 100\% = (123/320) \cdot 100\% = 35,4\%$$

$$КПД_T = 143 : b_T \cdot 100\% = (143/200) \cdot 100\% = 80,3\%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_{omn} + Q_{omn}}{7 \cdot B_y} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 1911 + 2475}{7 \cdot 1106,5} \cdot 100\% = 53\%$$

где

0,86 – коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

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

7.4. Расчет затрат на воду.

Вода на ТЭЦ расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. В зависимости от системы водоснабжения (прямая, обратная) станции, зависит и величина затрат на воду. На примере работы одной из станций Казахстана установлено, что затраты на воду находятся в пределах 0,5– 0,7 тенге/кВтч. Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять:

$$И_в = \mathcal{E}_в (0,5 - 0,7) = 1900 \cdot 0,7 = 1330 \text{ млн. тенге}$$

$$И_в = \mathcal{E}_в (0,5 - 0,7) = 2100 \cdot 0,7 = 1470 \text{ млн. тенге}$$

7.5 Расчет затрат на заработную плату.

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

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

Установленная $N_y = 360$ МВт

Расширяемая $N_y = 240$ МВт

Согласно литературных данных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ($K_{ш}$): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт – 1,3 – 1,5 чел/МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,6 – 1,8 чел/МВт. Т.к по моему заданию ТЭЦ использует в качестве топлива экибастузский уголь, для ТЭЦ мощностью более 500 МВт - 1,5 чел/МВт. , $N_y = 510$ МВт

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,5 * 240 = 360 \text{ чел}$$

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,5 * 360 = 540 \text{ чел}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

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

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

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

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

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

Величина среднегодовой основной заработной платы $I_{зпо}$ принимается в размере 720 тыс. тенге на одного работающего:

$$I_{зпо} = 360 \cdot 700000 = 252,0 \text{ млн тенге}$$

$$I_{зпо} = 540 \cdot 700000 = 378,0 \text{ млн тенге}$$

Величина $I_{зпд}$ берется в размере 10-15% от значения $I_{зпо}$:

$$I_{зпд} = 0,15 \cdot 252,0 = 37,8 \text{ млн тенге}$$

$$I_{зпд} = 0,15 \cdot 378,0 = 56,7 \text{ млн тенге}$$

Начисления на заработную плату $I_{зпн}$ (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 21,5% от суммы $I_{зпо}$ и $I_{зпд}$:

$$I_{зпн} = 0,215 \cdot (252 + 37,8) = 62,3 \text{ млн. тенге}$$

$$I_{зпн} = 0,215 \cdot (378,0 + 56,7) = 93,4 \text{ млн. тенге}$$

Тогда:

$$I_{зп} = 252 + 37,8 + 62,3 = 352,1 \text{ млн. тенге}$$

$$I_{зп} = 378 + 56,7 + 93,4 = 528,1 \text{ млн. тенге}$$

7.6 Расчет амортизационных отчислений.

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

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом, широко используется показатель удельных капитальных вложений $K_{уд}$. Его величина, даже для станций одного типа, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований. В расчетах принимаем величину $K_{уд}$ для ТЭЦ 500 МВт - $500 \div 700$ \$/кВт установленной мощности.. Стоимость одного доллара США принимаем 150 тенге.

$$K = K_{уд} \cdot N_y = 2000 \cdot 240 \cdot 182 (1 - 0,3) = 61152 \text{ млн. тенге}$$

$$K = K_{уд} \cdot N_y = 2000 \cdot 240 \cdot 182 (1 - 0,3) + 2200 \cdot 120 \cdot 182 = 109173 \text{ млн. тенге}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 5-8%. В настоящее время порядка 40-50% оборудования ТЭЦ-2 устарели и на него амортизационные отчисления не производятся. Норму амортизационных отчислений принимаем 7 % от величины К:

$$I_{ao} = 0,07 \cdot K = 0,07 \cdot 61152 = 4281 \text{ млн. тенге}$$

$$I_{ao} = 0,07 \cdot K = 0,07 \cdot 109173 = 7642 \text{ млн. тенге}$$

7.7 Расчет затрат на проведение текущего ремонта.

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

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ao} = 0,15 \cdot 4281 = 642 \text{ млн. тенге}$$

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ao} = 0,15 \cdot 7642 = 1146 \text{ млн. тенге}$$

7.8 Расчет платы за выбросы.

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы и т.п). В нашем случае, эту составляющую целесообразнее всего определять методом аналогий по сравнению с действующими станциями. Установлено, что при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 130-150 тенге за тнт, следовательно:

$$I_{выб} = (130-150) V_n = 150 \cdot 1799 = 269,8 \text{ млн. тенге}$$

$$I_{выб} = (130-150) V_n = 150 \cdot 2051 = 307,6 \text{ млн. тенге}$$

7.9 Общестанционные и цеховые расходы.

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств, испытания, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда,

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

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 - 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}}) = 0,25 \cdot (4281 + 352,1 + 642) = 1318,7 \text{ млн. тенге}$$

$$I_{\text{общ}} = 0,2 - 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}}) = 0,25 \cdot (7642 + 528,1 + 1146) = 2329,0 \text{ млн. тенге}$$

7.10 Расчет себестоимости отпуска энергии.

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

$$K_p = V_{\text{э}} / V_{\text{т}} = 672 / 1172 = 0,57$$

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

$$(1 - K_p) = 1 - 0,57 = 0,43$$

Затем разносим затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии и заносим результаты в таблицу 1:

Таблица 1. Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, всего, млн. тг	И _э , эл. энергия мл н. тг.	И _т , тепло, млн. тг.
Топливо, И _т	4497,5	2563,6	1933,9
Вода, И _в	1330	758,1	571,9
Фонд заработной платы, И _{зп}	352,1	200,69	151,40
Амортизационные отчисления, И _{ао}	4281	2440,2	1840,8
Ремонт, И _{рем}	642	365,9	276,1
Общестанционные, И _{об}	1318,7	751,7	567
Плата за выбросы, И _{выб}	269,8	153,8	116
Итого	12491,1	7233,9	5457,1

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{Т}} + I_{\text{В}} + I_{\text{Зп}} + I_{\text{Ао}} + I_{\text{Р}} + I_{\text{Об}} + I_{\text{ВЫб}}}{Q_{\text{от}}} = \frac{7233,9 \cdot 10^6}{1729 \cdot 10^6} = 4,2 \text{ тенге/кВтч.}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{\text{Т}} = \frac{I_{\text{Т}} + I_{\text{В}} + I_{\text{Зп}} + I_{\text{Ао}} + I_{\text{Р}} + I_{\text{Об}} + I_{\text{ВЫб}}}{Q_{\text{от}}} = \frac{5457,1 \cdot 10^6}{2079 \cdot 10^3} = 2624 \text{ тенге/Гкал.}$$

Таблица 1. Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, всего, млн. тг	И _э , эл. энергия млн н.тг.	И _т , тепло, млн. тг.
Топливо, И _т	5127,5	2922,7	2204
Вода, И _в	1470	837,9	632,1
Фонд заработной платы, И _{зп}	528,1	301,01	227,08
Амортизационные отчисления, И _{ао}	7642	4355,9	3286,1
Ремонт, И _{рем}	1146	653,2	492,8
Общестанционные, И _{об}	2329	1327,5	1001,5
Плата за выбросы, И _{выб}	307,6	175,4	132,2
Итого	18550,2	10573,6	7975,78

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\text{э}} = \frac{\text{Ит+Ив+Изп+Иао+Ир+Иоб+Ивыб}}{\text{Эот}} = \frac{10573,6 \cdot 10^6}{1911 \cdot 10^6} = 5,5 \text{ тенге/кВтч.}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{\text{т}} = \frac{\text{Ит+Ив+Изп+Иао+Ир+Иоб+Ивыб}}{Q_{\text{от}}} = \frac{7975,78 \cdot 10^6}{2475 \cdot 10^3} = 3222 \text{ тенге/Гкал.}$$

8. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Тема диплома: Расширение Усть-Каменогорской ТЭЦ
двумя турбинами

8.1 Анализ условий труда

Оптимальные и допустимые параметры для работы в соответствии с ГОСТ 12.1.055-88 приведены в таблице 4.8 и регулируются производственной системой общеобменной вентиляции.

Стены и потолки сооружены из малотеплопроводных материалов, не задерживающих осажденную пыль. Наличие больших оконных проемов и фонарей обеспечивает хорошую освещенность. При нормировании освещения руководствуются СНиП 11-4-79 «Естественное и искусственное освещение» и производится с помощью коэффициента естественной освещенности.

Таблица 4.8 Допустимые параметры при работе

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

Искусственное освещение оценивают по освещенности заданной поверхности. При этом учитываются 4 момента:

- характер зрительной работы;
- контраст объекта с фоном;
- фон;
- систему освещения.

В процессе производственной деятельности возможно прикосновение человека к металлическим поверхностям оборудования, которое может оказаться под действием электрического тока. Общими мерами защиты человека от поражения электрическим током: заземление, зануление, защитное отключение.

В цехе будет установлено защитное заземление согласно ПУЭ-85, исключающее применение дополнительных мер и средств защиты.

Отвод статического электричества на общий контур осуществляется с учетом требований ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества».

8.2 Расчет искусственного освещения[7]

Исходные данные:

Габариты турбинного отделения главного корпуса котлотурбинного цеха:

длина $A = 360$ метров

ширина $B = 51$ метр

высота $h = 26$ метров

Наименьшая освещенность 75 ЛК

Разряд зрительной работы V

Нормируемая освещенность $E = 100$ ЛК

Принимаем систему общего освещения с лампами накаливания в защитном корпусе. Принимаем газонаполненные лампы.

Таблица 4.12

Тип Лампы	Мощность, Вт	Световой поток при напряжении 220 В
Г	500	8300

коэффициент отражения

пола $\rho_{\text{пола}} = 30\%$

стен $\rho_{\text{стен}} = 50\%$

потолка $\rho_{\text{потолка}} = 70\%$

Расчетная высота подвеса

Рабочая поверхность находится на расстояниях от одного метра до шестнадцати метров, поэтому берем для расчета максимальную; высота свеса лампы 0,5 м по формуле из МУ []:

$$h_{\text{расч.}} = h_{\text{зд}} - (h_{\text{р}} + h_{\text{св}}) = 26 - (20+0,5) = 5,5 \text{ метра} \quad (4.14)$$

наивыгоднейшее расстояние между светильниками определяются по формуле

$$Z = N \cdot h = 1,2 \cdot 5,5 = 6,6 \text{ м} \quad (4.16)$$

$$L = Z/2 = 3,3 \text{ м} \quad (4.17)$$

Принимаем расстояние между лампами 6,0 метра, от стен 3,0 метра. Всего в турбинном отделении $(360-3,0-3,0)/6,0=59$ рядов по $51/3-1=16$ ламп в каждом ряду.

Определение индекса помещения по формуле

$$i = \frac{A \cdot B}{n(A + B)} = \frac{360 \cdot 51}{8(360 + 51)} = 5,5 \quad (4.18)$$

Коэффициент использования $\eta = 45\%$

Коэффициент запаса $K_3 = 1,5$

Световой поток

$$\Phi = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{100 \cdot 1,5 \cdot 560 \cdot 6}{59 \cdot 16 \cdot 0,45} = 1186 \text{ ЛМ} \quad (4.19)$$

где Z – коэффициент неравномерного освещения $Z = 1,1 \div 1,2$

Выбор сделан правильно, что подтвердил расчет. Значит принимаем в турбинном отделении светильники с газонаполненными лампами накаливания в количестве 944 штук, расстояние между рядами 6 метров в ряду между лампами 3 метра.

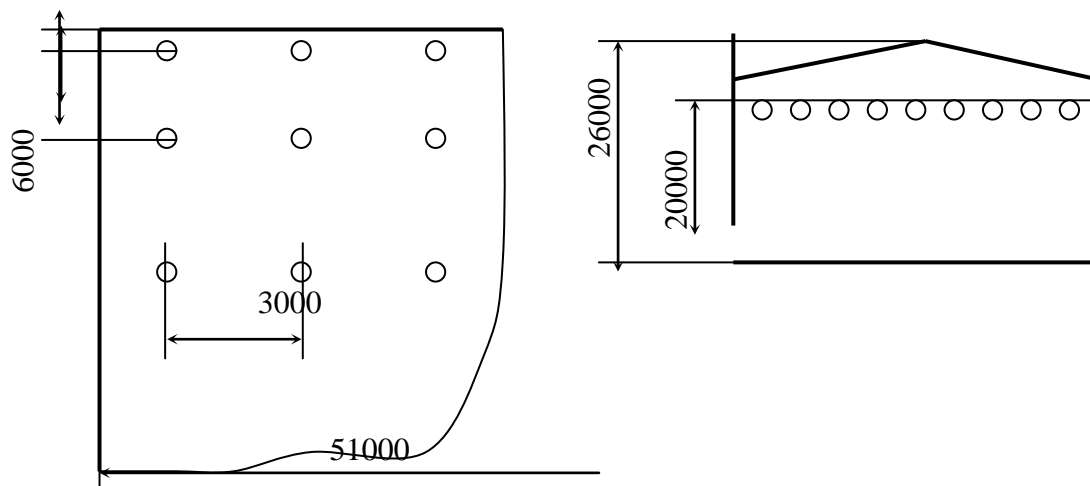


Рисунок 2 Схема размещения светильников в помещении турбинного отделения

8.3 Пожаробезопасность

На станции приняты профилактические меры к пожаробезопасности предприятия, разработаны противопожарные инструкции.

Вновь принимаемые на работу рабочие и служащие проходят противопожарный инструктаж; первичный в пожарной охране, повторный на рабочем месте.

При проведении предупредительных мер инженерно-техническими работниками совместно с органами пожарной охраны станции разрабатывается комплекс технических и организационных мер, направленных на предотвращение пожаров и взрывов, а также организацию их тушения без травмирования людей и с возможно меньшим материальным ущербом.

К таким мероприятиям относится:

- устранение причин пожаров

- локализация очагов пожара
- обеспечение эвакуации людей и имущества
- развертывание тактических действий по тушению пожара

Территория предприятия, помещения цехов и рабочего места должны постоянно содержаться в чистоте. Мусор, производственные отходы удаляют на специально отведенные участки. Полы в помещениях цехов выполняются ровными, нескользящими из твердых, прочных, не сгораемых материалов. Их поддерживают в сухом и чистом состоянии, пролитое масло немедленно насухо вытирается.

В помещениях тепловых цехов установлены закрытые металлические ящики с отделениями для чистого и использованного обтирочного материала. Последний удаляют из цеха ежедневно.

Для быстрого вызова пожарной охраны на станции используется пожарная сигнализация.

Порядок действия дежурного персонала при возникновении взрыва или пожара устанавливается должностной инструкцией.

Заметив пожар необходимо немедленно сообщить об этом старшему по смене. Сначала дежурный персонал должен принять меры по спасению людей и сохранности оборудования, а затем сообщить об этом вышестоящему руководству – начальнику цеха, дежурному инженеру, пожарной охране.

Далее следует оказать первую помощь пострадавшим и принять меры по тушению пожара подручными средствами (огнетушителями, водой, песком, негорючей тканью), использовать средства индивидуальной защиты (спецодежду, спецобувь, каску, респиратор, очки), предварительно отключив технологическое оборудование, которому грозит разрушение и

немедленно уведомить об этом начальника смены или дежурного инженера.

Во время пожара не следует приближаться к токоведущим частям электроустановок, если они не отключены от сети.

Для обеспечения пожаробезопасности при ремонте шаробарабанной мельницы необходимо перед проведением сварочных работ производить влажную уборку территории и всегда держать настроенным пожарный рукав.

8.4 Меры противопожарной безопасности

На станции выполнена кольцевая замкнутая система пожарной воды. Используются 4 НПЖ (насоса пожаротушения). Насосы расположены на береговой насосной станции БНС, всасы берутся с аванкамер циркуляционных насосов. На каждый ряд главного корпуса отводится собственный коллектор пожарной воды , отдельные трубопроводы ведут на топливоподачу, транспорт, химцех, пусковую отопительную котельную, мазутное хозяйство и т.д.

Пожарные краны расположены равноудаленно друг от друга на всех отметках, имеющих статус пожароопасного места. В виде отдельной линии выполнены:

- пожаротушение кровли (внутренняя разводка) ;
- сухотрубы на тушение внешней части кровли ;
- лафетные стволы на гашение очагов в случае возгорания кровли и невозможности подойти достаточно близко.

В котельном и турбинном отделении главного корпуса установлены пожарные посты, укомплектованные индивидуальными средствами пожаротушения, как то : огнетушители пенные и углекислотные, лопаты, багры, песок, переходники на рукава, сами рукава и т.д.

8.5 Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность ремонта ШБМ

На рисунке 3.1 изображена технологическая схема отключения объекта. Технические мероприятия перед выводом в ремонт ШБМ, проводит эксплуатационный персонал.

Ему необходимо провести следующие мероприятия:

- остановить мельницу и перекрыть все подходящие к ней среды, то есть закрыть отсекающий шибер (2) под бункером сырого угля (1), остановить питатель сырого угля (3), закрыть шибер горячего воздуха (4) и закрыть заслонки (5;7) на подводящем и уходящем пылепроводе сепаратора (6);
- разобрать схему электродвигателя, заземлить концы питающего кабеля, разобрать полумуфты привода, создав видимый разрыв, оградить рабочую зону, настроить пожарный рукав, провести влажную уборку; на двигатель повесить плакат «Не включать, работают люди» и сняв предохранители, рубильник запереть на замок;
- на рабочем месте обеспечить условие окружающей среды: обеспечить естественную и искусственную циркуляцию воздуха, достаточное освещение рабочего места поставив светильники постоянным напряжением на 12 Вольт, освободить и оградить проходы от посторонних предметов;
- на действующем рядом пылеприготовительном оборудовании (мельнице, мельничном вентиляторе) вывесить плакат «Осторожно - оборудование в работе»;
- всех рабочих необходимо обеспечить защитными средствами: касками, перчатками, очками, рабочей формой, для сварочных работ

необходимо сварочное обмундирование – сварочная маска, куртка со штанами и перчатками;

- проверить исправность всего инструмент перед началом ремонта.

9 Охрана окружающей среды

9.1 Выбросы ТЭС в атмосферу и природные водоемы

Тепловые электростанции, потребляя топливо, оказывают существенное влияние на окружающую среду в районе расположения.

Взаимодействие электростанций с окружающей средой определяется выбросами в атмосферу дымовых газов, тепловыми выбросами и выбросами загрязненных сточных вод.

При сжигании твердого топлива на проектируемой станции, на ряду с окислами основных, горючих элементов в атмосферу поступают летучая зола с частицами не догоревшего топлива, сернистых и серный ангидриды, окислы азота, фтористые соединения, а так же газообразные продукты не полного сгорания топлива.

Количество этих токсичных веществ не должно превышать их ПДК:

$$SO_x = 0,5 \text{ мг/м}^3$$

$$NO_x = 0,085 \text{ мг/м}^3$$

$$CO = 3 \text{ мг/м}^3$$

$$V_2O_5 = 0,02 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{зола} = 0,5 \text{ мг/м}^3$$

Природные водоемы загрязняются сточными водами ТЭС, к ним относятся:

- охлаждающие воды, вызывающие тепловые загрязнения водоемов;
- воды, загрязненные нефтепродуктами;
- сточные воды, водоподготовительных установок и конденсатоочисток;
- воды от обмывок наружных поверхностей котлов;

- отработанные растворы после химических промывок оборудования и его консервации;
- воды системы ГЗУ.

9.2 Мероприятия по уменьшению выбросов с дымовыми газами

Для очистки дымовых газов от золы в проекте предложена установка золоуловителей - скрубберов, которые обеспечивают улавливание золы с КПД не менее 98%.

Источником образования NO_x являются молекулярный азот воздуха и азотосодержащие компоненты топлива. Условием окисления азота воздуха являются диссоциация молекулы кислорода воздуха под воздействием высоких температур.

Из анализа влияния основных факторов на образование окислов азота, предлагаем на запроектированных котлах провести следующие методы подавления данных образований:

- рециркуляцию дымовых газов, что позволит снизить образование NO_x на 40 – 50%, газорециркуляцию целесообразно подавать в топку по отдельным каналам горелок со скоростью близкой к скорости воздуха;
- ступенчатую подачу топлива и воздуха по высоте, принципиальная схема дана на рисунке 3.6, [25];
- подачу пыли высокой концентрации к горелкам с большой скоростью, [25];
- предварительный подогрев топлива до 700 °С, что вызывает предварительное выделение части летучих, [25].

Для полной очистки дымовых газов от оксидов серы и азота, проектом предлагается озонный метод, принципиальная схема установки дана на рисунке 3.3, [25].

Кроме этого для очистки газов от SO_x предлагаем простой способ – сухое известкование. Сущность заключается в добавлении к сжигаемому топливу известняка или доломита в количестве, примерно в два раза превышающем содержание серы в топливе, [25].

Содержание CO в дымовых газах зависит в основном от процесса горения и от нагрузки, поэтому правильное ведение процесса горения и работа с номинальной нагрузкой позволяют свести на минимум образование CO .

Все остальные вредные вещества, выводятся с дымовыми газами в атмосферу, и ПДК снижается за счет рассеивания их на большой поверхности.

Расчет дымовой трубы показывает, что количество золы не превышает ПДК.

9.3 Выбор и расчет дымовых труб станции

Определение выбросов золы, окислов серы, оксидов азота от одного котла, г/с;

Золы:

$$M_{\text{зл}} = \frac{V_{\text{КА}} \cdot 10^6}{3600} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{ЗУ}}}{100}\right) \cdot \left[\left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \frac{A^{\text{P}}}{100} + \frac{q_4}{100}\right] = \frac{59,89 \cdot 10^6}{3600} \cdot \left(1 - \frac{98}{100}\right) \cdot \left[\left(1 - \frac{1,2}{100}\right) \cdot \frac{18,5}{100} + \frac{1,2}{100}\right] = 64,8$$

где $V_{\text{КА}} = 59,89 \text{ т/ч}$ пункт 7.7

$\eta_{\text{ЗУ}} = 98\%$ пункт 7.10

$q_4 = 1,2\%$ - потеря тепла с механическим недожогом, таблица 7.1

$A^{\text{P}} = 18,5\%$ - рабочая зольность, по характеристике топлива

Окислы серы:

$$M_{\text{SO}_2} = \frac{B_{\text{KA}} \cdot 10^6}{3600} \cdot \frac{S^{\text{P}}}{100} \cdot \frac{M_{\text{SO}_2}}{M_{\text{S}}} = \frac{59,89 \cdot 10^6}{3600} \cdot \frac{0,6}{100} \cdot 2 = 199,633$$

где $S^{\text{P}} = 0,6\%$ -рабочее соединение серы, из характеристики топлива

$$\frac{M_{\text{SO}_2}}{M_{\text{S}}} = \frac{64}{32} = 2 \text{ -соотношение молекулярных масс}$$

Оксидов азота:

$$\begin{aligned} M_{\text{NO}_2} &= \frac{0,034}{3,6} \cdot \beta_1 \cdot K \cdot B_{\text{KA}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3 = \\ &= \frac{0,034}{3,6} \cdot 1 \cdot 8129 \cdot 58,89 \cdot 18,645 \cdot \left(1 - \frac{1,2}{100}\right) \cdot (1 - 0,010 \cdot 0,25) \cdot 1 = 84,38 \end{aligned}$$

где, $\beta_1 = 0,7 - 1$ - коэффициент, учитывающий вид топлива на образование окислов азота, таблица 12.3,[26]

$$K = \frac{12 \cdot D_{\text{KA}}}{200 + D_{\text{KA}}} = \frac{12 \cdot 420}{200 + 420} = 8,129$$

$Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 18645,5 \text{ КДж/кг}$, из характеристики топлива

$\beta_2 = 0,01$, коэффициент, учитывающий влияние подачи дымовых газов в топку, таблица 12.4[26]

$\beta_3 = 1$, коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, страница 235,[26]

$r = 0,25$, степень рециркуляции продуктов сгорания, страница 236,[26]

Так как выбросов золы меньше чем выбросов окислов азота и серы, расчет минимальной высоты дымовой трубы проводим по газовым выбросам.

Количество дымовых газов из одного котла, тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$Q_{\text{дг}} = 645,859 \cdot 10^3, \text{ пункт 7.7.1}$$

Секундный расход газов от одного котла, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_{\text{ДГ}}^{\text{К}} = \frac{Q_{\text{ДГ}}}{3600} = \frac{645,859 \cdot 10^3}{3600} = 178,588$$

Так как принята одна труба на станцию, то расходы вредных выбросов на трубу будут, г/с:

Золы:

$$M_{\text{ЗЛ}}^{\text{ТР}} = M_{\text{ЗЛ}} \cdot n_{\text{КА}}^{\text{ТР}} = 64,8 \cdot 2 = 129,6$$

Окислы серы:

$$M_{\text{SO}_2}^{\text{ТР}} = M_{\text{SO}_2} \cdot n_{\text{КА}}^{\text{ТР}} = 199,63 \cdot 2 = 399,26$$

Окислы азота:

$$M_{\text{NO}_2}^{\text{ТР}} = M_{\text{NO}_2} \cdot n_{\text{КА}}^{\text{ТР}} = 84,38 \cdot 2 = 168,76$$

Диаметр устья дымовой трубы, м:

$$D_{\text{ТР}}^{\text{У}} = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{\text{ДГ}}^{\text{К}} \cdot n_{\text{КА}}^{\text{ТР}}}{\pi \cdot \omega}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 178,58 \cdot 2}{3,14 \cdot 35}} = 3,6$$

где $\omega = 35 \text{ м/с}$ - скорость дымовых газов, страница 260, [7]

Предварительная минимальная высота дымовой трубы, м:

$$H_{\text{МИН}}^{\text{ТР}} = \sqrt{A \cdot \frac{M_{\text{SO}_2}^{\text{ТР}} + \frac{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} \cdot M_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V_{\text{ДГ}}^{\text{К}} \cdot n_{\text{КА}}^{\text{ТР}} \cdot \Delta t}} =$$

$$= \sqrt{200 \cdot \frac{399,26 + \frac{0,5}{0,085} \cdot 168,76}{0,5}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{178,588 \cdot 2 \cdot 40}} = 151,4$$

где $A = 200$ - коэффициент, учитывающий климатические данные местности, страница 237, [26]

$$\left. \begin{array}{l} \text{ПДК}_{\text{SO}_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3 \\ \text{ПДК}_{\text{NO}_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3 \\ \text{ПДК}_{\text{ЗЛ}} = 0,5 \text{ мг/м}^3 \end{array} \right\} \text{ предельно-допустимые концентрации} \\ \text{вредных веществ на уровне дыхания} \\ \text{человека, таблица 12.1, [26]}$$

Разница температур дымовых газов на выходе и входе в дымовую трубу, $^{\circ}\text{C}$:

$$\Delta t = t_{\text{ДГ}}^{\text{ВХ}} - t_{\text{ДГ}}^{\text{ВЫХ}} = 60 - 20 = 40^{\circ} \text{C}$$

$Z = 1$ - количество дымовых труб на станции

Коэффициент, учитывающий минимальную высоту дымовой трубы:

$$f_1 = \frac{\omega^2 \cdot D_{\text{ТР}}^y \cdot 10^3}{H_{\text{МИН}}^{\text{ТР}2} \cdot \Delta t} = \frac{35^2 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{151,4^2 \cdot 40} = 4,8$$

$$v_{\text{H}} = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{V_{\text{ДГ}}^{\text{К}} \cdot n_{\text{КА}}^{\text{ТР}} \cdot \Delta t}{H_{\text{МИН}}^{\text{ТР}}}} = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{178,58 \cdot 2 \cdot 40}{151,4}} = 6,31$$

По этим коэффициентам определяем поправочные коэффициенты:

$$M_{\text{ПР}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f_1} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f_1}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{4,8} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{4,8}} = 0,68$$

$n_{\text{ПР}} = 1$, так как $v_{\text{H}} > 2$

Уточняем минимальную высоту дымовой трубы, м:

$$H_{\text{МИН}}^y = H_{\text{МИН}}^{\text{ТР}} \cdot \sqrt{M_{\text{ПР}} \cdot n_{\text{ПР}}} = 151,4 \cdot \sqrt{0,68 \cdot 1} = 124,84$$

Так как идет уменьшение высоты дымовой трубы, то выбираем высоту дымовой трубы по $H_{\text{МИН}}^{\text{ТР}}$; принимаем по стандартному ряду трубу, страница 260,[7]

Принятая высота трубы, м:

$$H_{\text{МИН}}^y = 180$$

Диаметр устья стандартной трубы, м:

$$D_{\text{СТ}}^y = 6$$

По выбранной трубе определяется параметрические коэффициенты:

$$f = \frac{\omega^2 \cdot D_{\text{СТ}}^y \cdot 10^3}{H_{\text{СТ}}^2 \cdot \Delta t} = \frac{35^2 \cdot 6 \cdot 10^3}{180^2 \cdot 40} = 5,67$$

$$v = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{V_{\text{ДГ}}^{\text{К}} \cdot n_{\text{КА}}^{\text{ТР}} \cdot \Delta t}{H_{\text{СТ}}}} = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{178,58 \cdot 2 \cdot 40}{180}} = 5,7$$

По ним определяем поправочные коэффициенты:

$$M = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{5,67} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{5,67}} = 0,66$$

$n_{\text{ПР}} = 1$, так как $v_H > 2$

При выбранной высоте имеем следующие максимальные расчётные пределы концентрации:

Золы, мг/м³:

$$C_{\text{ЗЛ}} = \frac{A \cdot M_{\text{ЗЛ}}^{\text{ТР}} \cdot F \cdot M \cdot n}{H_{\text{СТ}}^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\text{ДГ}}^{\text{К}} \cdot n_{\text{КА}}^{\text{ТР}} \cdot \Delta t}} = \frac{200 \cdot 129,6 \cdot 2 \cdot 0,66 \cdot 1}{180^2 \cdot \sqrt[3]{178,58 \cdot 2 \cdot 40}} = 0,043$$

где $F = 2$ - коэффициент, учитывающий скорость осаждения золы в атмосферном воздухе, страница 239, [26]

Оксидов азота, мг/м³:

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{NO}_2}^{\text{ТР}} \cdot M \cdot n}{H_{\text{СТ}}^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\text{ДГ}}^{\text{К}} \cdot n_{\text{КА}}^{\text{ТР}} \cdot \Delta t}} = \frac{200 \cdot 168,76 \cdot 0,66 \cdot 1}{180^2 \cdot \sqrt[3]{178,58 \cdot 2 \cdot 40}} = 0,028$$

Оксидов серы, мг/м³:

$$C_{\text{SO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{SO}_2}^{\text{ТР}} \cdot M \cdot n}{H_{\text{СТ}}^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\text{ДГ}}^{\text{К}} \cdot n_{\text{КА}}^{\text{ТР}} \cdot \Delta t}} = \frac{200 \cdot 399,26 \cdot 0,66}{180^2 \cdot \sqrt[3]{178,58 \cdot 2 \cdot 80}} = 0,067$$

Проверка допустимых условий выброса:

$$\frac{C_{\text{ЗЛ.СТ}}}{\text{ПДК}_{\text{ЗЛ}}} + \frac{C_{\text{SO}_2.СТ}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}} + \frac{C_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} \leq 1$$

$$\frac{0,043}{0,5} + \frac{0,067}{0,5} + \frac{0,028}{0,085} \leq 1$$

$$0,549 \leq 1$$

Вывод: так как сумма вредных выбросов не превышает допустимых условий выброса, то высота дымовой трубы выбрана верно.

9.4 Мероприятия по защите природных водоемов

Для защиты природных водоемов от вредных выбросов ТЭС проектом предполагается, все загрязненные сточные воды направлять на очистные сооружения, то есть станция запроектирована бессточной. На очистных сооружениях станции устанавливается оборудование по очистке сточных вод от масла и мазута, удалению и нейтрализации вредных примесей.

Принципиальные схемы отчистки сточных вод на очистных сооружениях представлены на рисунках 5.2; 5.3; 5.10; 5.11; 5.12; 5.13, [25]

Сточных вод ГЗУ – нет так, как предусмотрен, отстой воды и возврат ее в цикл ГЗУ.

Тепловых загрязнений станция не производит, так как система технического водоснабжения обратная с охлаждением воды в градирнях.

Заключение

В данном дипломном проекте рассмотрена рассширение Усть-Каменоргского ТЭЦ.

Расширение Усть-Каменоргского ТЭЦ позволит покрыть дефицит как электрической, так и тепловой энергии в данном регионе.

Расширение Усть-Каменоргского ТЭЦ улучшит технико-экономические показатели ТЭЦ.

10 Список использованной литературы

- 1 Нормы технического проектирования тепловых и электрических станций и тепловых сетей. Теплоэнергопродукт, 1981 год.
- 2 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, Энергоатомиздат, 1989 год.
- 3 И.П. Купцов, Ю.Ф. Иоффе. Проектирование и строительство тепловых электрических станций, Атомиздат, 1993 год.
- 4 В.Г. Жилин. Компоновка тепловых электрических станций, Энергоиздат, 1972 год.
- 5 Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод, Энергия, 1973 год.
- 6 Котельные агрегаты большой мощности. Каталог справочник, 1985 год.
- 7 В.Я. Рыжкин. Тепловые электрические станции. Энергоатомиздат, 1989 год.
- 8 Ю.П.Соловьев. Вспомогательное оборудование паротурбинных установок, Энергоатомиздат, 1983 год.
- 9 А.А. Александров, С.Л. Ривкин. Термодинамические свойства воды и пара, Энергоатомиздат, 1983 год.
- 10 Е.И. Бененсон, Л.С. Иоффе. Теплофикационные турбины, Атомиздат, 1983 год.
- 11 И.Ф. Роддатис, А.Н. Полтарецкий. Справочник по котельным установкам малой производительности, Энергоатомиздат, 1975 год.
- 12 Тепловые электрические станции под редакцией В.А. Григорьева, Энергоатомиздат, 1982 год.
- 13 И.Ф. Роддатис, А.Б. Соколовский. Справочник по котельным установкам малой производительности, Энергоатомиздат, 1982 год.
- 14 В.В. Малюшенко, А.Н. Михайлов. Насосное оборудование тепловых электрических станций, Энергоиздат, 1982 год.
- 15 Дымососы и вентиляторы. Каталог справочник.
- 16 Насосное оборудование, Каталог.
- 17 В.И. Манюк и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей, Справочник, 1988 год, Стройиздат, Москва.
- 18 А.Д. Смирнов. Справочная книжка энергетика. Энергоатомиздат, 1981 год.
- 19 Справочное пособие теплоэнергетика электрических станций, 1974 год.
- 20 Теплотехнический справочник том I.
- 21 Ю.М. Кострикин и др. Водоподготовка и ведение водного баланса, Энергоатомиздат, 1990 год, Москва.
- 22 В.А. Гольстрем, Ю.А. Кузнецов. Энергетический справочник инженера. Киев, 1985 год.

- 23 Л.А. Рихтер, Д.П. Елизаров, В.М. Лавочкин. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. Москва, Энергоатомиздат, 1987 год.
- 24 В.Сазанов. Тепловые электрические станции. Москва, 1974 год.
- 25 В.В.Жабо. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. Москва, Энергоатомиздат, 1992 год.
- 26 Ф.И.Эстеркин. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование. Ленинград, Энергоатомиздат, 1989 год.
- 27 Дорожные машины. Каталог справочник. 1981 год.
- 28 С.А.Прузнер, А.Н. Златопольский и др. Экономика энергетики СССР. Высшая школа, 1984 год.
- 29 А.А.Воронина, И.Ф. Шибенко. ТБ при монтаже и эксплуатации теплоэнергетических установок. Москва, Высшая школа, 1978 год.
- 30 О.В.Лившиц. Справочник по водоподготовке котельных установок. Москва. Энергия, 1976 год.
- 31 Отчет по практике.
- 32 С.Л.Прузнер. Экономика и организация энергетического производства. Москва. Энергия, 1969 год.
- 33 Статический ежегодник Казахстана. Агентство по статистики РК. Алматы, 1999 год.
- 34 К. Дукенбаев. Энергетика Казахстана. Алматы, «Гылым», 1998 год.