

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

**Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ
им. Гумарбека Даукеева.
Кафедра Тепловые Энергетические Установки**

**«УТВЕРЖДАЮ»
Директор ИТЭТТ**

**«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой**

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

_____ « _____ » _____ 20__ г
(подпись)

_____ « _____ » _____ 20__ г
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Модернизация АТЭЦ-3 и расчет конденсатора

Специальность: 5В071700 – Теплоэнергетика

Выполнил (а): Сейдахметов С.М.
(Фамилия и инициалы)

ТЭС-16-3
(группа)

Научный руководитель: д.т.н., профессор Генбач А.А.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

к.э.н. Абильдина А.Ш
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « _____ » _____ 20__ г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

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

Нормоконтролер: Олжабаева К.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « _____ » _____ 20__ г.
(подпись)

Рецензент:

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

Алматы 2019 г.

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**
Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт Теплоэнергетики и теплотехники
Специальность 5В071700 – Теплоэнергетика
Кафедра Тепловых Энергетических Установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент: Сейдахметов Санжар Махаматжанулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта: Модернизация АТЭЦ-3 и расчет конденсатора

утверждена приказом ректора № ____ от « ____ » _____ 20__ г.
Срок сдачи законченной работы « ____ » _____ 20__ г.

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

Установленная Электрическая мощность – 441 МВт;

Установленная тепловая мощность – 1777 Гкал/ч;

Топливо – Экибастузский, мазут.

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

Аннотация;

Введение;

Описание станции;

Расчет принципиальной тепловой схемы;

Расчет конденсатора;

Раздел БЖД;

Экономический раздел.

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Изучение оборудования Алматинской ТЭЦ 3.	17.02.2020-29.02.2020	
2	Расчет принципиальной тепловой схемы К-50-90	01.03.2020-22.03.2020	
3	Изучение спец вопроса: модернизация конденсатора, расчет конденсатора.	23.03.2020-12.04.2020	
4	Анализ условий труда в ТЭЦ-3	13.04.2020-26.04.2020	
5	Расчет себестоимости тепла и э/энергии до и после реализации проекта	27.04.2020-09.05.2020	
6	Оформление работы	11.05.2020-18.05.2020	

Дата выдачи задания « ____ » _____ 20__ г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____

(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____

(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В данном дипломном проекте рассмотрена возможность повышения общего КПД станции использующие, реконструированные под теплофикационные нужды К-50-90, модернизируя конденсатор. Произведен расчет принципиальной тепловой схемы АЛ АлЭС ТЭЦ-3. В раздел «Безопасность жизнедеятельности» произведен анализ опасных факторов и расчет шумопоглощения и освещения. В экономическом разделе произведен расчет станции на затраты отпуска электрической и тепловой энергии.

Андатпа

Диссертациялық жобада К-50-90 жылу қажеттіліктері үшін реконструкцияланған, конденсаторды жаңартып, станцияны пайдаланудың жалпы тиімділігін арттыру мүмкіндігі қарастырылған. АЛ АЛЭС ЖЭО-3 негізгі жылу тізбегін есептеу жүргізілді. «Тіршілік әрекетінің қауіпсіздігі» бөлімінде қауіпті факторларды талдау және шум жарықтың түсуін есептеу. Экономикалық бөлімде станция электр және жылу энергиясын жеткізуге кететін шығындарға есептелген.

Annotation

In this graduation project, the possibility of increasing the overall efficiency of the station using, reconstructed for the heating needs of K-50-90, upgrading the capacitor is considered. The calculation of the principal thermal circuit of AL ALES TPP-3 was performed. In the section "Life Safety" the analysis of hazardous factors and the calculation of noise attenuation and lighting. In the economic section, the station was calculated for the costs of supplying electric and thermal energy.

Содержание

Введение	7
Глава 1 Технологические показатели и общая характеристика показатели ТЭЦ-3.....	8
1.1 Историческая справка АТЭЦ-3.....	8
1.2 Расположение АлЭС ТЭЦ-3	9
1.3 структура управления и подразделения на предприятий.....	9
1.4 Технологический цикл производства электроэнергии и тепла.....	10
Глава 2 генеральный	13
2.1 Описание турбинного цеха	13
2.2 Описание котельного цеха	21
2.3 компоновка главного корпуса, генеральный план.....	24
Глава 3 тепловой расчет четырех режимов для АТЭЦ-3	26
3.1 Расчет четырех режимов тепловой нагрузки Определение давлений пара в верхнем и нижнем теплофикационных отборах турбины Суммарный расход сетевой воды для ТЭЦ.	26
Глава 4 расчет конденсатора	39
4.1 Анализ работы конденсатора.....	39
4.2 Тепловой расчет конденсатора.	40
4.3 Гидравлический расчет конденсатора.....	45
Глава 5 БЖД	48
5.1 Анализ условий труда при работе на ТЭЦ.....	48
5.2 Акустический расчет и меры защиты от воздействий.	52
5.3 Расчет освещенности кабины диспетчера.	58
Глава 6 Раздел экономики.....	60
6.1 Расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии.	60
6.2 Экономическая выгода модернизации	64
Заключение	66
Список использованной литературы.....	67

Введение

Тепловые энергетические станции ТЭС, использующие органическое топливо, уже долгое время являются главным источником тепловой энергии и электрической энергии. Большое количество станций в Казахстане долгое не проводили модернизации и замену главного и вспомогательного оборудования и соответственно оборудование на станциях морально устаревает, изнашивается даже с учетом обслуживания, что ведет к понижению КПД станции. Низкое КПД неблагоприятно сказывается на экономической составляющей станции, переработка оборудования для выработки тепловой и электрической энергии, повышенная себестоимость, что является актуальным вопросом так как органические топливные ресурсы не бесконечны, что является актуальным вопросом в масштабах страны, также уменьшение количества потребляемого топлива благоприятно отразится на экологическом аспекте городов.

Целью дипломного проекта является продемонстрировать частичное решение проблемы на примере АТЭЦ-3. Повысить кпд, экономию станции, путем модернизации конденсатора на алматинской ТЭЦ-3, что приведет к уменьшению количества используемого топлива, меньшему количеству выбросов и уменьшению затрат на топливо.

Глава 1 Технологические показатели и общая характеристика показатели ТЭЦ-3

1.1 Историческая справка АТЭЦ-3

Алматинская Электрическая Станция ТЭЦ-3 это тепловая электроцентраль, введенная в эксплуатацию в поселке Отеген-батыра в 1961 году. 9 декабря в 1957 году Алма-Атинским Совнархозом был утвержден проект строительства. Построение сооружения берет начало в 1959 году, по истечению 3 лет в марте 1962 году был введен 1-ый энергоблок, а вслед за тем и достигнута проектная мощность 200 МВт в 1965 году. 1967 году впоследствии ввода в работу котельного агрегата №6 строительство подошло к концу. Электрическая станция продолжала трудиться вплоть до 1997года, беспрерывно, обеспечивав электроэнергией поселок и близлежащие предприятия, а также была впервые приостановлена работа на 5 месяцев. Работа на станции проходит в пиковом режиме по сей день, производя электрическую энергию, а также тепловую, но исключительно в отопительный сезон. ТЭЦ-3 использовала названия алматинская 1996 года. С 2007 года Государственная Районная Электростанция именуемая ГРЭС начала входить в АО «Алматинские электрические станции». 1965 году была достигнута производственная мощность АГРЭС в 200 тыс.кВт.[8]

Данные введения в работу главного оборудования на АТЭЦ-3 приведены в таблице.

Таблица 1 - Данные введения в работу главных оборудований

Оборудование	Дата введения
первый котлоагрегат	03.62 г.
второй котлоагрегат	05.62 г.
Третьи котлоагрегат	08.63 г.
четвертый котлоагрегат	10.64 г.
пятый котлоагрегат	07.65 г.
Шестой котлоагрегат	09.67 г.
первый турбогенератор	06.62 г.
второй турбогенератор	08.63 г.
Третьи турбогенератор	10.65 г.
четвертый турбогенератор	10.65 г.

По причине снижения потребления электроэнергии в регионе течение восьми лет в период с 1997 по 2005 года АлЭС ТЭЦ-3 использовался по практике останова станции на «ноль» с отправкой персонала в вынужденный простой. Круглогодичный режим работы был запущен с 2006 года.

1.2 Расположение АлЭС ТЭЦ-3

Расположена теплоцентраль в обжитом районе, эта область содержит собственную социальную и транспортную структуру, имеющие свои собственные пункты для приема топлива и различных материалов. Также имеются учреждения, которые относятся к социальной сферы, такие как: - Детский сад, Политехнический колледж. Структурные подразделения ТЭЦ-3 исторически расположены сжато в промышленной зоне и тем самым связаны единым технологическим процессом выработки электроэнергии вместе с тепло-энергией.

Площадь участка в 240,65 гектаров была выделена для производственных нужд и золоотвала электростанции, из них для промышленной площадки и природоохранных объектов было выделено 31,20 га. 3,92 га выделено под комплекс очистки промышленных стоков (КОПС), а под золоотвал выделена площадь в 204 га.

Промышленная площадка АлЭС ТЭЦ-3 размещена на территории предгорной аккумулятивной равнины, пролегающая вдоль подножий горного хребта Заилийского Алатау. Поверхность, где расположена данная площадка имеет ровную местность, с малым уклоном на северо-запад и местным уклоном к реке. Отметки поверхности участка разнятся от 620 до 627 метров над уровнем моря [17].

1.3 структура управления и подразделения на предприятий

Состав электростанции на конец 2017 года состоит из двадцати подразделений.

Цеха:

- топливно-транспортный цех;
- котельный цех;
- турбинный цех;
- электрический цех;
- химический цех;
- ЦТАИ (цех тепловой автоматики и измерений).

Отделы:

- кадров;
- производственно-технический;
- отдел по организаций и проведению ремонтов;
- капитального строительства;
- закупок;
 - экономический;
 - бухгалтерия;
 - канцелярия;

- административно-хозяйственный;
- ремонтно-строительная группа;
- группа эксплуатации (НСС);
- штаб гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций;
- бюро пропусков.

1.4 Технологический цикл производства электроэнергии и тепла

Электрическая мощность в 173.0 МВт и тепловая - 335,26 Гкал/ч являются установленными мощностями на АлЭС ТЭЦ-3. Располагаемая электрическая мощность станции значиться - 166,4 МВт, тепловая - 271,6 Гкал/ч 1 [18].

Используется в качестве растопочного топлива мазут, а Экибастузские и Карагандинские угли используются как основное топливо на предприятии. АлЭС ТЭЦ-3 содержит топливное хозяйство твердого и жидкого топлива. В вагонах по железной дороге доставляется основное и растопочное топливо. Вагоны с углем направляются локомотивом по 7 штук, до того, как вагоны ставятся в разгрузочный сарай, измеряется вес топлива, на специальных весах. Уголь разгружается вручную. Далее открываются люки и уголь выгружается через решетки в щелевой бункер. Части угля неподходящего размера под сечение решётки и не просыпавшиеся, крошатся дробильно-фрезерными машинами (ДФМ). Ленточными конвейерами №1и №5 отправляется уголь на склад, ёмкостью 100 тыс. тонн. По мере необходимости уголь со склада, сталкивается бульдозерами обратно в щелевой бункер. По ленточным конвейерам №1и №2 уголь перевозится в дробильный корпус, разделяется при помощи решётки (30-70 мм) на два потока. Отделенный сушильный агент пройдя через мельничный вентилятор разрезается на четыре потока для перевозки пыли из промышленного помещения. После мельничного вентилятора, расход сбросного воздуха регулируется шиберами, на пыле-проводах. Количество организованного воздуха подаваемого в топку (вторичный воздух с температурой $t=360$ 0С) регулируется шиберами на горелках котла. В аварийных случаях используется мазут марки М-100, иногда М-60, еще реже М-40 в качестве растопочного топлива. Мазут, поступающий на электростанцию, сливается на эстакаде мазута. На эстакаду устанавливается по три цистерны. В открытые люка, вводятся гусакис подачи пара на разогрев, с параметрами пара: $P=13$ кгс/см² $t=250$ 0С. Сливные люка открываются и разогретый мазут по сливным стокам вливается в подземные емкости. Идеальное время слива мазута и пропарки цистерн – 6 часов (в летнее время).

Далее мазут в 3 подземных баках по 250 тн нагревают до температуры 80-90 °С и переливают в 3 бака по 1000 тн, для дальнейшего хранения. При необходимости мазут греется, затем из наземных баков перекачивается

обратно в подземные.

Предварительно нагретый мазут, качается по мазутопроводам прямиком из подземных баков, попадая в котельный цех после чего возвращается обратно благодаря циркуляционному контуру.

На 4 блока щелевых горелок, которые расположены по углам топки и направленных по касательной к окружности, равной в 1 метр на которых угольная пыль подается по пылепроводам.

Котел БКЗ-160-100Ф имеет не газо-плотную обмуровку, топка работает под разрежением, создаваемым двумя дымососами для создания тяги и удаления дымовых газов. При сгорании топлива выделяемая энергия передаётся радиационно, экранам топки и конвекцией уходящих газов на пароперегревателе, ВЗП, ВЭК. Затем уходящие газы через ЗЗУ и по дымоходам уходят в дымовые трубы высотой 100 и 60 метров. Зола сгоревшего топлива распознается эмульгатором КПД которого составляет 99,2% и понемногу удаляется со шлаками на шлаковых комодах топки. Система золошлакоудаления на Алматинской ТЭЦ-3 -гидравлическая, обратная с объединенным удалением золы и шлака. По каналам системы гидрозолоудаления пульпа золы попадает в приямок багерной насосной и насосами перекачивается на золоотвал. После того как золовая пульпа отстоится, она сливается проходя шахтный колодец в приямок насосной осветленной воды (НОВ-2), далее перекачивается насосами на станцию в ГЗУ бак. Питательная вода, которая заполняет контура экранов топки, получает тепловую энергию сгоревшего топлива. После того как пароводяная смесь по коллекторам образовалась в барабане котла, она сепарируется на внутри барабанных циклонах и направляется в пароперегреватель, где параметры пара доводятся до номинальных $P_{п/п}=100$ кгс/см² $t=540$ 0С, при расходе не более 160 т/ч.

По паропроводам высокого давления перегретый пар подается через систему клапанного регулирования на саму турбину. Кинетическая энергия перегретого пара передается лопаткам ступеней давления, далее преобразуемая в момент вращения ротора турбины. Электрическая энергия переменного тока напряжением в 6300 Вольт и частотой 50 Гц получается при моменте вращения ротора турбины, который соединен с ротором генератора. Частично отработавший пар параметры которого составляют: $P=1,6$ кгс/см² $t=160-180$ 0С через теплофикационный отбор направляется на теплофикационную установку. Теплофикационная установка состоит из бойлеров: основные, пиковые; системы теплофикационных трубопроводов в сетевых насосов. Для того, чтобы отопление и горячее водоснабжение было в поселке и ТПХ, тепло с паром в бойлерах передаётся сетевой воде.

После того как отработавший пар расширяется в конденсаторе, образовывается конденсат, который подогревается в системе регенерации. Перед тем как попасть в водяной объем барабана использованный пар 4,5,6,7,8 отборов конденсат подогревается в подогревателях низкого давления

(ПНД) затем аэрируется в деаэраторах 6 ата, после этого отборами 1,2,3 подогревается в подогревателях высокого давления (ПВД) и питательными электронасосами.

Система охлаждения оборудования и конденсаторов выполнена по оборотной схеме с вентиляторными градирнями, и циркуляционными насосами. На Алматинской ТЭЦ-3 исходной водой для технологических целей служит вода, из 12 артезианских скважин. В химводоочистительном цеху вода готовится для того чтобы подпитывать теплосети и паровые котлы. Химводоочистка подпитки котлов работает по схеме полного двухступенчатого химического обессоливания, чья проектная производительность – 45 м³ /ч. Двухступенчатое обессоливание- это обессоливание, при котором вода проходит Н-катионитовый фильтр загруженный активированным углем, для удаления из воды органических веществ и анионитовый фильтр загруженный слабоосновным анионитом дегазатор, для того чтобы удалить углекислоты . Химводоочистка подпитки теплосети работает по схеме прямого подкисления с последующей декарбонизацией, ее проектная производительность – 250 м³ /ч. По Напорному водоводу №3 (НВ-3) на который работают скважины №2,3,4,260,261, вода подается в бак запаса №2 . Эти скважины через приемную камеру, а также через переключку могут работать на старый самотечный коллектор подовая воду на градирни и на всас НСВ. Скважины №5,6,11,12 работают на НВ-1 откуда вода подается в баки запаса №1,2 и через переключку от скважин 5,6 может подаваться по старой схеме на пожарные баки и градирню №3. По НВ-2, на который работают скважины №7,8,9,10, вода подается через приемную камеру в бак запаса №1 , а также через переключку и коллектор в циркуляционный водовод градирни №5. Баки запаса имеют перелив и опорожнение в реку малая Алматинка . В всасывающий коллектор насосов промышленного водозабора НПВЗ -№1,2,3,4 подается вода с бака запаса №1,2 , через камеру всасывания , по двум трубопроводам , затем этими насосами через напорный коллектор в напорные водоводы НВ-4,5,6, затем НВ-4,5 подают воду на всасывание насосов сырой воды ТЦ, НВ-6 идут на подпитку градирен [11].

Глава 2 генеральный план, описания цехов

2.1 Описание турбинного цеха

На алматинской ТЭЦ 3 используют одну конденсационную турбину К-50-90 с мощностью 50000 кВт и 3 Теплофикационные турбины которые являются реконструкцией конденсационной турбины К-50-90 работающие на номинальной мощности 55000 кВт.

Характеристика генератора и турбины.

В турбине установлено двадцать две ступени, из них двадцать одна ступень давления и одновенчатая регулирующая ступень. Регулирование пара у турбины клапанное. Оптимальная работа ротора турбины -3000 об/мин. Турбина допускает максимальный расход пара в 230 тонн/ч [8].

Таблица 2.1-Характеристика отборов пара турбины

Потребитель пара	Давление МПа	Температура °С	Количество отбираемого пара т/ч
ПНД№1	0,037	100	0,3
ПНД№2	0,088	100	1,8
ПНД№3	0,287	132	13,4
ПНД№4	0,564	192	4,6+4,7
Деаэратор	1,06	254	3,5
ПВД№5	1,06	254	6,3
ПВД№6	1,76	309	10,6
ПВД№7	2,97	366	11,4+2,0

Так же Ленинградским Механическим заводом допускает дополнительные отборы в данных объемах:

Второй отбор – 5т/ч;

Третий отбор – 7т/ч;
Четвертый отбор – 10 т/ч;
Пятый отбор – 10т/ч;

Так же турбина допускает определенные отклонения при номинальной мощности:

1. Если синхронно изменить давления (85-95 атм) и температуре 525-540°С

2. Если расход охлаждающей воды будет 8000 м³/ч и при этом показатель давление свежего пара будет до 100 ата, то продолжительность работы турбины не должна быть свыше 20 часов в год.

3. При повышении до 33°С охлаждающей воды на входе в конденсатор. Степень неравномерного регулирования от номинального в процентном соотношении 4%. Турбина снабжена таким устройством как поворотный вал, благодаря которому позволяют повторные пуски через произвольное время с ее остановки. У лопаточного аппарата существуют свои так называемые рамки, так как он предназначен на работу в 50 периодов/с, его границы 49,5 и 50,5 периодов/секунду. Расширение фиксатора идет в сторону переднего подшипника и находится на задней раме. У уплотнений давление, которое поддерживает регулятор 1,1-1,3 атм. Смесь откачивается эжектором в сальниковом подогревателе.

У прибора регулятор скорости имеется механизм управления, функционал которого:

1. Для регулирования числа оборотов при холостом ходе, в период синхронизации.

2. При параллельной задаче, служит для поддержания нагрузки.

3. Для одиночной работе генератора, нужен для того чтобы поддерживать частоту. Ограничения регулирующего клапана, осуществляется ручным приспособлением регулятором скорости, что ограничивает турбину в мощности. При числе оборотов в 110-112%, производится закрытие автоматического затвора, для перекрытия потока свежего пара к турбине, это необходимо для защиты турбины от неприемлемого числа оборотов.

При достижении числа оборотов 111-115% от номинального запускается реле, которое работает от электротактометра, сигнал о разгоне турбины отслеживается на ЦТЩ.

Так же имеется возможность благодаря механизму заново начать открытие затвора, но к ней прибегают при неисправности автоматической части, при числе оборотов 114-115% от номинального.

Регулирующий клапан турбины и автоматический затвор начинают закрываться, если у турбины включается электромагнитный выключатель. Причинами этого могут стать:

1. Реле вакуум падает до 600 мм.рт.ст, из-за чего в свою очередь работает электромагнитный выключатель параллельно с сигналом о падении вакуума до 330 мм.рт.ст

2. Дистанционное выключение турбины при помощи ЦТЩ.

3. Реле давление смазки системы, понижаются до 0,3 атм и более.

Масло подаются в систему благодаря двум масляным инжекторам. Вал турбины в свою очередь обеспечивает работу масляных центробежных насосов. Для корректной работы турбогенератора во время пусков необходима пара электронасосов типов 6МС-6 на ТГ и АЯПЗ-150 на ТГ. У группы инжекторов и масляных баков, конструкцией предусмотрена чистка фильтров. 620 мм от крышки бака является минимумом уровня масле, 140 мм в свою очередь максимумом уровня масла в маслобаке. У масло системы емкость 15 тн. У маслоохладителя имеется возможность отключиться от очистки и от охлаждения водой, если у турбины большая нагрузка или если у воды температура менее 30°C.

В постоянной работоспособности должен находиться один маслоохладитель.

При работ на двух маслоохладителях, теплоотдача может пойти на ухудшения, что объясняется условиями отстоя масла в баке из-за расходов масла. У воды на маслоохладители расходы равны 100 м³ при гидравлическом сопротивлении 1,7 м.вод.ст.

Таблица 2.2-Описание электронасосов

Масляный электронасос	АЯПЗ-150	6МС-6
Производительность (м ³ / час)	100	100
Напор (м. вод.ст.)	220	185
Число оборотов (об/мин)	930	930
Мощность мотора (кВт)	165	165
Напряжение (В)	380	380
Сила тока (А)	286	227

Смазки типа 5НДБ, используют маслонасосы, для того чтобы обеспечивать маслом перед включением пускового насоса и если остановить турбину, имеющие два двигателя постоянного и переменного тока.

Реле падения давления турбины имеет автоматическое:

- Включение при понижении давления в системе, резервных электронасосов, после охладителей 0,6 атм с одновременными подачами предварительных сигналов.
- При давлении в системе до 0,5 атм, включают мотор маслонасосов для смазки.
- При понижении давления в системе до 0,3 атм, когда происходит

вращение ротора валоповоротным устройством.

- Отключения турбины при работе если параметр давления систем смазки до 0,3 атм.

Таблица 2.3-Характеристика Маслоохладителей турбины

Тип	МОО-69 для ТГ-1,2	МБ-63 для ТГ – 3,4
Количество	2 на один турбогенератор	
Поверхность охл.	60 м ²	63 м ²
Давление охл. воды	не более 1 кг/см ²	не более 1 кг/см ²

Таблица 2.4-Генераторы турбин с водородным охлаждением

Тип	ТВ-60-2
Nт	60000 кВт
I статора	5720/6850 А
U статора	6300
λ (коэффициент мощности)	0,85
I ротора	718 А
U ротора	238 В

Тип	ВТ-170-3000
N возбуд	190 кВт
I возбуд	760 А
U статора	6300

Рабочее давление газа в корпусе в корпусе генератора считается –0,06/1 атм;

Давление воды в газоохладителях критическое при – 2 атм;

Максимум скорости ротора – 1310 об/мин.

Номинальная температура охлаждающих газов – 40 °С.

Для охлаждения водорода, встроены шесть газоохладителей, встроенных в статор. У генератора максимально активной мощностью является значение в 3000 кВт, которая не должна превышать во время работы временного режима с использованием воздушного охлаждения, что свидетельствует о том, что работы на воздушном охлаждение допускается в качестве временных режимов. Показатели температуры газа в 50 °С и более уже считается недопустимой в работе генератора.

Подогреватели низкого давления(ПНД) и подогреватели высокого давления (ПВД)

Таблица 2.5-характеристики ПНД и ПВД

Подогреватели	ПНД №1,2	ПНД №3,4,5	ПВД №6,7,8	Подогреватели умягченной воды, ПУВ ТГ №1,2,3,4
Тип	встроены в паровую часть конденсатора, состоит из одного корпуса разделенные перегородкой, трубки U – образной формы	ПН-90	ПВ-170/180	ПСВ-125-7-15
Поверхность нагрева, м ²	70	90	170	125
Д _{трубок} ,мм	17,3/19,2	14,5/16	25/32,5	19
Материал трубок	Латунь Л – 68	Латунь Л – 67		Латунь Л – 68
N _{трубок} ,шт	540	535	530	635
ΔР (гидравл.сопр), м.вод.ст.		5	20	
Число ходов по воде			3	4
Допустимое давление в корпусе, кг/см ²				7
Допустимое давление в трубном пучке, кг/см ²				15

Таблица 2.6-Бойлерные установки

Тип	Основной- ПСВ-500-3- 23 ОБ-1,2,3	Основной- ПСВ-315-3- 29 ОБ-4	Пиковый- ПСВ-500- 14-23 ПБ- 1,2,3	Пиковый- ПСВ-200- 7-15 ПБ-4
Поверхность нагрева, м ²	500	315	500	200
Диаметр трубок, мм	19	20	19	19
Материал трубок	Латунь Л – 68	Латунь Л – 68	Латунь Л – 68	Латунь Л – 68
Количество трубок, шт	1928	1213	1926	1020
Гидравлическое сопротивление, м.вод.ст	6	3,8	6,1	4,3
Расход воды, т/ч	1800	725	1800	400
Допустимое давление в корпусе, кг/см ²	14	3	14	7
Допустимое давление в трубном пучке, кг/см ²	23	23	23	15
Температура воды на входе, °С	70		70	
Температура воды на выходе, °С	120		145	
Температура пара максимальная, °С	400		400	

Таблица 2.7-характеристика деаэраторов

Тип	Деаэраторы конденсата (6 ата) и сетевой воды (1,2 ата)	Деаэраторы 1,2 ата
Заводская марка	ДС-2	ДС-75
Количество, шт	4	3
Производительность головки, т/ч	225	75
Ёмкость бака, м ³	72	50
Давление в деаэраторе, ата	6	1,2
Применение	служат для дегазации питательной воды котлов	служат для дегазации воды подпитки теплосети

Таблица 2.8-Редукционно-охладительные установки

ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист

Тип	РОУ 100/1,5 №1	РОУ 100/1,5 №2	РОУ 100/13 №1 с РУ 13/4 ата	РОУ 100/13 №2
Потребители редуцированного пара	ПУВ ТГ №1-4, ОБ- 4 -Д-1,2 ата, ПСВ;	ОБ-4	ЗПУВ ТГ №1-4, ЖЗБДиК, мазутное хозяйство котельного цеха, Д-6 ата №1-4	ПБ-1,2,3
Давление редуцированного пара, кг/ см ²	1,5	1,5	13/4	13
Производительность, т/ч	30	30	30	150
Температура редуцированного пара, °С	150-170	150-170		
Дополнительно	предназначены для использования пара растопки котлов			предназначены для снижения давления пара до 4 ата.

Вода из 12 артезианских скважин служи исходной водой для станции в ее технологических нуждах. Водозабор в данной промышленности состоит из пары баков запасом в 6000 м³, так же напорных водоводов, 12-ти артезианских скважин, 4 насоса относящихся к типу 300Д-40 и пары вакуум насосов относящихся к типу 558-01.

Скважины по номером 7,8,9,10 работают по напорному водоводу-2, вода в которых поступает через приемную камеру в бак для запаса под 1 номером, так же присутствует благодаря перемычке и коллектору в циркуляцию водовода градирни-5. В малую Алматинку осуществляется перелив и опорожнение из баков запаса.

Скважины по номером 2,3,4 работают по Зему напорному водоводу из которого вода подается в бак запаса-2. Данные скважины так же работают через приемную камеру и к тому же могут работать на старый самотечный коллектор через перемычку. Вода подается на градирни и на всас НСВ.

Скважины 5,6,11,12 работают на первый напорный водовод, далее вода идет в баки запасов-1,2 и так же через перемычки по необходимости подает воду на пожарные баки и градирню-3 [14].

Таблица 2.9-Перечень и характеристика оборудования насосной промышленного водозабора

Тип насоса	300Д-40	558-01
Количество насосов	4	2
Производительность, м ³ /ч	1000	90
Напор, м.вод.ст	400	
Кол-во Оборотов, об/мин	980	1450
Разряжение, МПа		0,01
Тип эл.двигателя	М-280М-6	АР-1325-4
N _{двиг.} , кВт	110	5,6
I, А	200	11,4

2.2 Описание котельного цеха

Котел БКЗ-160-100 сконструированный в Барнаульском котельном заводе с барабанным типом, обладающей пылеугольной топкой с сухим шлакоудалением, паропроизводительность согласно расчетам 170 тонн/час, а расчетное давление 9,8 МПа, с температурой перегретого пара 540 °С. БКЗ-160-100 идет с паропроизводительностью в 121 МВт, и тепловой мощностью в 124 МВт.

Изначально у БКЗ-160-100 был расчет на использование Карагандинского и Кузнецкого углей, но после реконструкции конвективной шахты, был перерасчет под экибастузский каменный уголь.

БКЗ-160-100, с прямоугольной П-образной призматической топкой, объемом в 790 м³ и размерами 6565 на 7169 м².

На каждом блоке имеются по две горелки которые направляются к окружности, по касательной, диаметром в один метр на сторонах камеры, и в сумме имеются четыре таких блока.

У каждой горелки присутствует по паре каналов для вторичного воздуха, и по одному каналу под аэросмеси, которые находятся снизу и сверху канала отвечающего за аэросмесь, так же разделены футерованными простенками. Обе горелки имеющие расположение сверху и снизу, разъединены простенками у центров которых установлена мазутная форсунка, необходимая в подсветках и растопках факелов.

У каждой пылеугольной горелки производительность в топливе составляет 4 тонн/час. V_2 расходы вторичного воздуха в горелках составляет 22000 $\text{м}^3/\text{ч}$, с учетом коэффициента избытка воздуха в 0,38. У подогрева вторичного воздуха температура доходит до $t_2=360^\circ\text{C}$. На выходе из сечений вторичного воздуха, площадь сечений составляет 0,2 м^2 , благодаря чему скорость вторичного воздуха достигает уровня из горелки $w_2=40$ м/с.

В целях снижения концентрации оксида азота, коэффициент избытка воздуха принимается $\alpha=0,1$, в целях осуществления частичного отвода воздуха в основной горелки и последующей подачи его в боковые сопла, которые располагаются у уровней пятого яруса близ внешних сторон топочных вихрей.

Коэффициент избытка воздуха в основной горелке снижен до показателя в $\alpha=0,75$, горизонтальная стадийность сжигания достигается благодаря такому коэффициенту избытка воздуха. Через сопла третичного дутья подают горячий воздух в размере 0,15 от расхода топлива, которые устанавливаются на высоте 4,3 от главных горелок.

Характеристика дымососа котла.

- Первый котел: дымососы типа Д 15,5х2, в количестве двух штук, изготовленные в таганроге на машиностроительном заводе «Красный гидропресс». Имеют напор в 230 мм.вод.ст при нормальной производительности, которая составляет 155000 $\text{м}^3/\text{час}$. Регулирование происходит с направляющего аппарата, который расположен на всасе и регулирует тягу(автоматически или вручную). Этот предел регулирования может варьироваться от нуля до нормальной. Обладает мощностью в 320 кВт и число оборот составляет 740 об/мин;

- Второй и третий котел: дымососы типа Д 18х2, в количестве двух штук, изготовленные так же в таганроге на машиностроительном заводе «Красный гидропресс». Имеют напор в 330 мм.вод.ст при нормальной производительности, которая составляет 180000 $\text{м}^3/\text{час}$. Регулирование происходит с направляющего аппарата, который расположен на всасе и регулирует тягу(автоматически или вручную). Этот предел регулирования может варьироваться от нуля до нормальной. Обладает мощностью в 400 кВт и число оборот составляет 740 об/мин;

- Четвертый, пятый и шестой котел: дымососы типа Д 20х2, в количестве двух штук, изготовленные в таганроге на машиностроительном заводе «Красный гидропресс». Имеют напор в 408 мм.вод.ст при нормальной производительности, которая составляет 245000 $\text{м}^3/\text{час}$. Регулирование происходит с направляющего аппарата, который расположен на всасе и регулирует тягу(автоматически или вручную). Этот предел регулирования может варьироваться от нуля до нормальной. Обладает мощностью в 400 кВт и число оборот составляет 740 об/мин;

Техническая характеристика ЗУ для КА №1.

Производительность ЗУ по газу составляет 230 $\text{м}^3/\text{час}$, его гидравлическое сопротивление составляет 100 $\text{кг}/\text{м}^3$. Концентрации пыли на

входе и выходе равны 44 гр/нм^3 и $0,7 \text{ гр/нм}^3$ соответственно, при расходе воды в $36 \text{ м}^3/\text{час}$. Давление воды же составляет $6,0 \text{ кг/см}^2$. КПД такого ЗУ по его паспортным данным идет в количестве $98,4 \%$.

В каждый КА с установленным эмульгатором второго поколения входя:

- Каплеуловитель (центробежный) кольцевого типа;
- Корпус, который так же выполняет функцию завихрителя; изготовленный из титана марки ВТ-1-0;
- Бак орошения и распределительные трубы в отверстиями отвечающие за водораспределение, которые в входят в оросительную систему. Эмульгаторы конструкции Ю.А Панарина второго поколения, выбирают как альтернативу другим типам методам золоочистки и эмульгаторов.

Техническая характеристика ЗУ для КА №1.

Для данного ЗУ объем очищаемых газов составляет от 180 до 220 тыс. $\text{нм}^3/\text{час}$. Температура у дымовых газов варьируется со 150 до 160 °С. Удельные расходы на орошение составляет $0,15-0,22 \text{ л/нм}^2$. У дымовых газов температура между эмульгатором и подогревателем гор. воздуха $45-50 \text{ °С}$, а после подогрева составляет в промежутке от 60 до 70 °С. У эмульгатора аэродинамическое сопротивление, которое учитывает и завихритель и каплеуловитель, должно быть менее 160 мм.в.ст. Степень очистки от пыли дымовых газов составляет $99,2\%$. Ожидаемая степень нейтрализации оксидов серы с 15 до 20 % [14].

Пылесистемы котлов имеют общий бункер пыли, но каждого котла имеются две пылесистемы. При помощи первого мельничного вентилятора работают первые четыре щелевые горелки. Вторые четыре щелевые горелки работают от второго мельничного вентилятора.

В шаро-барabanной мельнице идет подсушка угля и размол его до необходимой фракции, поступает туда уголь при помощи питателей сырого угля. Транспортерами подается в уголь в бункер сырого угля. После чего угольная пыль, предварительно размолотая, поступает в виде аэросмеси с горячим воздухом. Проходя через сепаратор на скорости и разрежении создаваемыми мельничными вентиляторами, более грубая фракция пыли отсеивается благодаря сепаратору. После чего идет на входную горловину мельницы, а затем происходит размол до меньшей фракции.

Багерная насосная необходима, для удаления золы и шлаковой пульпы из всех шести котлов. С ГЗУ начинается путь золовой и шлаковой пульпы, после чего проходит через багерный насос, после чего попадает в металлоуловитель по трубопроводу, затем багерными насосами транспортируется на золоотвал. Золоотвал располагается в тех километрах от насосной.

Характеристика багерного насоса.

Багерные насосы присутствуют в количестве трех штук, типов ГРАТ-

900, изготовленные на Бобруйском заводе. Поставляются с напором в 45 м³/ч и мощностью привода в 240 кВт, и числом оборотов в 740 об/мин.

2.3 Компоновка главного корпуса, генеральный план

ТЭЦ 3 располагается на территории в 221 га, которые были выделены под производственные нужды станции, где каждому цеху, сооружению или зданию выделена определенная площадь:

- Промалошадка-30,2 га;
- Каждая артезианская скважина – 1,6 га;
- Золоотвал – 100 га;
- Основные здания и сооружения -7,8 га;
- Под вспомогательные здания – 2,4 га;

Поверхность у данной площадки сравнительно ровная, обладая небольшим уклоном под северо-запад и местным уклоном к реке. Отметки над уровнем моря варьируются от 622 до 625 метров.

Граничащие объекты:

- С севера проложен железнодорожный подъездной путь, так же присутствует место под потенциальное расширение;
- С юга присутствуют предприятия САЭМИ;
- С востока располагается завод ЗЖБК, а так же подъездная автодорога;
- С запада протекает река малая алматинка;

В восточном направлении от ТЭЦ отходят, линии электропередач. К потребителю в восточном, а так же в западном направлении, направлены трубопроводы теплотрасс. На расстоянии в 1,5 км к северу находится золоотвал. На северо-западе располагаются очистительные сооружения для нефтесодержащих продуктов.

Здания и сооружения на производственной площадке застроены очень плотно существующими зданиями и сооружениями. Козловой кран имеет грузоподъемность в 20 тонн установлен на складе хранения запасных частей.

У компоновки главного корпуса полуоткрытый тип, соответственно оборудование турбинного типа расположено под открытым небо. Основное оборудование котельного цеха располагается под шатровыми укрытиями. К временному торцу в северную сторону, направлена постройка главного корпуса.

У склада топливо подачи расчет на одновременное хранение 100000 тонн угля. На железных дорогах установлены весы, для учета прибывшего топлива, это достигается путем взвешивания полных вначале и после разгруженных полувагонов. Вся эта информация прямиком поступает на компьютер, что бы при необходимости можно было отследить количество прибывшего топлива. В разгрузочном сарае может единовременно разгрузить семь полувагонов, длина разгрузочного сарая 120 м.

На оборудования и строительную часть приходится более половины капитальных затрат.

У ТЭЦ-3 компоновка главного корпуса удовлетворяет следующие экономические и технические требования:

- Предоставление надежного осуществления технологического процесса электростанции, так же выполнение требований безопасности труда и пожарной безопасности. Достижения стенками бункеров, сырого угля и угольной пыли, необходимого уклона в 60-65° для сырого угля, не превышая 75 ° для угольной пыли. Баки-аккумуляторы и сами деаэраторы располагаются на высоте около 25 м. над питательным насосом для воспрепятствования вскипания воды, а также созданию подпора для питательного насоса во избежание кавитации.

- Обеспечить индустриальные методы монтажа, строительства и ремонта оборудования. Учесть установку грузоподъемного механизма, такие как мостовые краны, которые необходимы при обслуживании вспомогательного и основного оборудования.

- Компоновка должна учитывать и предусматривать благоприятные условия для эксплуатации, таких как комфортное расстояние для проходов между оборудованием, ремонтных площадок, монтажных площадок, наличие свободных выемок для элементов оборудования.

- Естественное освещение, циркуляция свежего воздуха должны обеспечиваться в помещениях станции. Отводимые сточные воды, должны очищаться в соответствии с санитарными нормами.

Глава 3 тепловой расчет четырех режимов для АТЭЦ-3

3.1 Расчет четырех режимов тепловой нагрузки Определение давлений пара в верхнем и нижнем теплофикационных отборах турбины Суммарный расход сетевой воды для ТЭЦ

Для расчета тепловой схемы к основным задачам можно отнести: определить параметры расхода, направление потоков пара, направление потоков конденсата в данной тепловой схеме.

По питательному коллектору, питательная вода поступает в котел, после чего питательная вода поступает в узел питания, затем проходит в пароводяной тракт котла. При достижении необходимых параметров пара и температуры проходя стопорный клапан.

Отработавший пар, отдавший свои параметры, после турбины поступает в конденсатор. Сконденсировавшаяся вода проходит по встроенным пучкам ПНД, и пучкам трубок, находящиеся в конденсаторе паровой турбины.

Затем благодаря конденсатному насосу конденсат прокачивается проходя через ПНД, после чего в деаэрактор.

С ПНД-5 дренаж, каскадно сливается в следующий ПНД-4, после чего дренаж, благодаря дренажным насосом перекачивается в основную линию конденсата.

С ПНД-3 дренаж, слив каскадно поступает в конденсатор паровой турбины. В функции деаэратора входит очистка воды от кислорода, который содержится в воде, откуда питательным насосам проходят через ПВД-6, ПВД-7, ПВД-8.

Дренаж, каскадно, стекает с ПВД-6, ПВД-7 и ПВД-8, попадая в деаэрактор. Попадая в регенерацию из корпуса турбины пар проходит: ПВД-8, ПВД-7, ПВД-6, из соответствующих оборотов (1,2,3) и в деаэрактор с 3 отбора, с отборов (4,5,6) попадает на соответствующие ПНД-3, ПНД-4, ПНД-5 на бойлеры, которые идут с Т-отбора.

Согласно схеме горячее водоснабжение оборотная, нынешнем состоянии среднечасовая подпитка варьируется $80-100\text{ м}^3/\text{ч}$.

Для сырой воды подогрев происходит в ПУВ. У сетевой воды подогрев идет в пиковом бойлере и в основном бойлере, в среднем температура составляет, по температурному графику $130/70\text{ }^\circ\text{C}$.

Для топки котла, как основное топливо, используют каменный уголь марки КР, добываемый в Экибастузском угольном бассейне, а для растопки используется мазут марки М-100 [19].

Для охлаждения циркуляционной воды в конденсаторе, после турбины, используют вентиляционные градирни (десяти секционная) с установкой на каждой из секций.

$$D_{\text{св}}^{\text{тэц}} = Q^{\text{тэц}} \times 10^3 / C \times (t_{\text{пм}} - t_{\text{ом}}) . \quad (3.1)$$

Где $C=4,19 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$, температура воды в прямой и обратной магистралях $t_{\text{пм}}, t_{\text{ом}}$.

I тепловой режим: $D_{\text{св}}^{\text{ТЭЦ}} = 106,99 \times 10^3 / 4,19 \times (150 - 70) = 319,19 \text{ тонн/час}$;

II тепловой режим: $D_{\text{св}}^{\text{ТЭЦ}} = 74,12 \times 10^3 / 4,19 \times (95 - 45) = 340,19 \text{ тонн/час}$;

III тепловой режим: $D_{\text{св}}^{\text{ТЭЦ}} = 59,22 \times 10^3 / 4,19 \times (77 - 42) = 381,99 \text{ тонн/час}$;

IV тепловой режим: $D_{\text{св}}^{\text{ТЭЦ}} = 8,3 \times 10^3 / 4,19 \times (72 - 40) = 61,9 \text{ тонн/час}$.

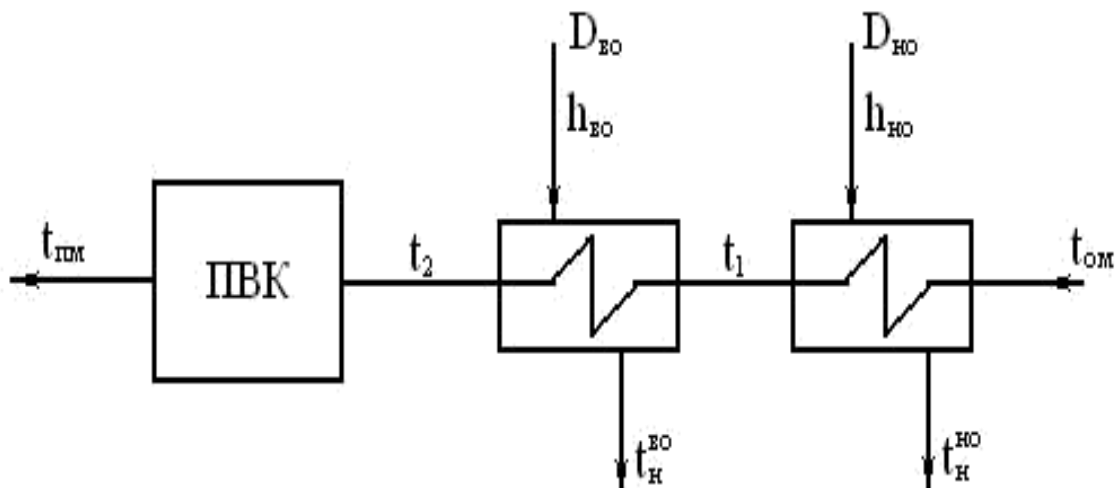


Рисунок 3.1-Схема теплофикационной установки ТЭЦ

Из данного уравнения теплового баланса сетевой воды и пара

$$\Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{T}} = D_{\text{св}}^{\text{T}} \cdot C \cdot (t_2 - t_{\text{ом}}); \quad (3.2)$$

Можно определить температуру воды после подогревателей:

$$t_2 = \Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{T}} / D_{\text{св}}^{\text{T}} \cdot C + t_{\text{ом}}, \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (3.3)$$

$\Sigma Q_{\text{отб}}^{\text{T}}$ – суммарная номинальная тепловая нагрузка для отопительных отборов;

C – теплоемкость воды;

I тепловой режим: $t_2 = 106,99 / 319,19 \cdot 4,19 + 70 = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$;

II тепловой режим: $t_2 = 74,12 / 340,19 \cdot 4,19 + 45 = 99 \text{ } ^\circ\text{C}$;

III тепловой режим: $t_2 = 59,22 / 381,19 \cdot 4,19 + 42 = 77 \text{ } ^\circ\text{C}$;

IV тепловой режим: $t_2 = 8,3 / 61,9 \cdot 4,19 + 40 = 72 \text{ } ^\circ\text{C}$;

У верхних и нижних сетевых подогревателей принимается равный подогрев при температуре после нижнего подогревателя:

$$t_1 = t_{\text{ом}} + (t_2 - t_{\text{ом}}) / 2; \quad (3.4)$$

I тепловой режим: $t_1 = 70 + (150 - 70) / 2 = 110 \text{ } ^\circ\text{C}$;

II тепловой режим: $t_1 = 44 + (99 - 45) / 2 = 73 \text{ } ^\circ\text{C}$;

III тепловой режим: $t_1 = 42 + (77 - 42) / 2 = 59 \text{ }^\circ\text{C}$;

IV тепловой режим: $t_1 = 40 + (72 - 40) / 1 = 72 \text{ }^\circ\text{C}$;

В верхнем и нижнем отборе температура насыщения:

$$t_{\text{H}}^{\text{BO}} = t_2 - \delta t, \quad (3.5)$$

$$t_{\text{H}}^{\text{HO}} = t_1 - \delta t. \quad (3.6)$$

где δt температура недогрева сетевой воды до конденсата греющего пара, $\delta t = 5 \text{ }^\circ\text{C}$.

t_{H}^{BO} для четырех тепловых режимов:

I тепловой режим: $t_{\text{H}}^{\text{BO}} = 150 - 5 = 145 \text{ }^\circ\text{C}$;

II тепловой режим: $t_{\text{H}}^{\text{BO}} = 99 - 5 = 94 \text{ }^\circ\text{C}$;

III тепловой режим: $t_{\text{H}}^{\text{BO}} = 77 - 5 = 72 \text{ }^\circ\text{C}$;

IV тепловой режим: $t_{\text{H}}^{\text{BO}} = 72 - 5 = 67 \text{ }^\circ\text{C}$;

t_{H}^{HO} для трех тепловых режимов:

I тепловой режим: $t_{\text{H}}^{\text{HO}} = 110 - 5 = 105 \text{ }^\circ\text{C}$;

II тепловой режим: $t_{\text{H}}^{\text{HO}} = 73 - 5 = 68 \text{ }^\circ\text{C}$;

III тепловой режим: $t_{\text{H}}^{\text{HO}} = 59 - 5 = 54 \text{ }^\circ\text{C}$;

При помощи таблицы воды и водяного пара определяем давление в нижнем и верхнем отборах P_{BO} и P_{HO} :

I тепловой режим: $P_{\text{BO}} = 0.4156 \text{ МПа}$ $P_{\text{HO}} = 0.1209 \text{ МПа}$;

II тепловой режим: $P_{\text{BO}} = 0.08154 \text{ МПа}$ $P_{\text{HO}} = 0.0286 \text{ МПа}$;

III тепловой режим: $P_{\text{BO}} = 0.0343 \text{ МПа}$ $P_{\text{HO}} = 0.01502 \text{ МПа}$;

IV тепловой режим: $P_{\text{BO}} = 0.02753 \text{ МПа}$;

Расчет сепаратора непрерывной продувки.

Уравнение теплового баланса:

$$D_{\text{пр}} \cdot h_{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{cl}} = D_{\text{cl}} \cdot h_{\text{cl}} + D'_{\text{пр}} \cdot h'_{\text{пр1}}. \quad (3.7)$$

$D_{\text{пр}}$ - кол-во продувочной воды

$$D_{\text{пр}} = r \cdot D_{\text{ка}} \quad (3.8)$$

Где r - доля продувки, $D_{\text{ка}}$ паровая производительность.

I тепловой режим: $D_{\text{пр}} = 0,014 \cdot 260 = 3,64 \text{ тонн/час}$;

II тепловой режим: $D_{\text{пр}} = 0,014 \cdot 247 = 3,458 \text{ тонн/час}$;

III тепловой режим: $D_{\text{пр}} = 0,014 \cdot 240 = 3,36 \text{ тонн/час}$;

IV тепловой режим: $D_{\text{пр}} = 0,014 \cdot 234 = 3,28 \text{ тонн/час}$;

Решая уравнения материального и теплового балансов

определяем:

$$D_{\text{пр}} \cdot h_{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{с1}} = D_{\text{с1}} \cdot h_{\text{с1}} + D_{\text{пр}} \cdot h'_{\text{пр1}} - D_{\text{с1}} \cdot h'_{\text{пр1}}, \quad (3.9)$$

$$D_{\text{с1}} = D_{\text{пр}} \cdot (h_{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{с1}} - h'_{\text{пр1}}) / (h_{\text{с1}} - h'_{\text{пр1}}). \quad (3.10)$$

Где $h_{\text{пр}}$ – энтальпия продувочной воды, находится по таблицам воды и водяного пара при давлении в барабане, P_6 .

$h_{\text{с1}}$ – энтальпия сухого насыщенного пара из сепаратора 1-ой ступени, при давлении в нем, равном $P_{\text{с1}}$.

$h'_{\text{пр1}}$ – энтальпия продувочной воды.

$$\text{I тепловой режим: } D_{\text{с1}} = \frac{3.64 \cdot (1451.4 \cdot 0.98 - 682.9)}{2708 - 682.9} = 1.33 \text{ тонн/час;}$$

$$\text{II тепловой режим: } D_{\text{с1}} = \frac{3.458 \cdot (1451.4 \cdot 0.98 - 682.9)}{2708 - 682.9} = 1.26 \text{ тонн/час;}$$

$$\text{III тепловой режим: } D_{\text{с1}} = \frac{3.36 \cdot (1451.4 \cdot 0.98 - 682.9)}{2708 - 682.9} = 1.23 \text{ тонн/час;}$$

$$\text{IV тепловой режим: } D_{\text{с1}} = \frac{3.276 \cdot (1451.4 \cdot 0.98 - 682.9)}{2708 - 682.9} = 1.19 \text{ тонн/час;}$$

$$D'_{\text{пр}} = D_{\text{пр}} - D_{\text{с1}}. \quad (3.11)$$

$$\text{I тепловой режим: } D'_{\text{пр}} = 3,64 - 1,29 = 2,31 \text{ тонн/час;}$$

$$\text{II тепловой режим: } D'_{\text{пр}} = 3,458 - 1,26 = 2,19 \text{ тонн/час;}$$

$$\text{III тепловой режим: } D'_{\text{пр}} = 3,25 - 1,23 = 2,13 \text{ тонн/час;}$$

$$\text{IV тепловой режим: } D'_{\text{пр}} = 3,28 - 1,19 = 2,08 \text{ тонн/час;}$$

Определение количества добавочной воды.

Определение расхода сырой воды на химводоочистку:

$$D_{\text{св}}^{\text{ТЭЦ}} = 1,25 \cdot D_{\text{хов}}^{\text{ТЭЦ}} + 1,4 \cdot D_{\text{пк}}^{\text{ТЭЦ}}. \quad (3.12)$$

Отсюда 1,4 запас химцефа на собственные нужды и 1,25 запас на умягчение.

Нахождение расходов добавочной воды для подпитки осуществляется, ориентируясь на нормы, 0,25% у объема воды в тепловых сетях, объем же берется исходя из норм 65 м³ на Гкал/ч.[19]

$$V_{\text{тс}} = 65 \cdot Q^{\text{ТЭЦ}} / C, \text{ м}^3. \quad (3.13).$$

$$\text{I тепловой режим: } V_{\text{тс}} = 65 \cdot 106,99 = 6954,35 \text{ м}^3;$$

$$\text{II тепловой режим: } V_{\text{тс}} = 65 \cdot 74,12 = 4817,8 \text{ м}^3;$$

$$\text{III тепловой режим: } V_{\text{тс}} = 65 \cdot 59,22 = 3849,3 \text{ м}^3;$$

IV тепловой режим: $V_{тс} = 65 \cdot 8,3 = 539,5 \text{ м}^3$;

Исходя из $D_{хов}^{тэц} = V_{тс} \cdot (0,25/100)$

I тепловой режим: $6954,35 \cdot \frac{0,25}{100} = 17,39 \text{ тонн/час}$;

II тепловой режим: $4817,8 \cdot \frac{0,25}{100} = 12,05 \text{ тонн/час}$;

III тепловой режим: $3849 \cdot \frac{0,25}{100} = 9,62 \text{ тонн/час}$;

IV тепловой режим: $539 \cdot \frac{0,25}{100} = 1,35 \text{ тонн/час}$;

Определение расходов на подпитку котлов из добавочной воды:

$$D_{пк}^{тэц} = 0,016 \cdot D_{к.} \quad (3.14)$$

I тепловой режим: $D_{пк}^{тэц} 0,016 \cdot 260 = 4,16 \text{ тонн/час}$;

II тепловой режим: $D_{пк}^{тэц} 0,016 \cdot 247 = 3,95 \text{ тонн/час}$;

III тепловой режим: $D_{пк}^{тэц} 0,016 \cdot 240 = 3,84 \text{ тонн/час}$;

IV тепловой режим: $D_{пк}^{тэц} 0,016 \cdot 234 = 3,74 \text{ тонн/час}$;

Определение сырой воды на химводоочистку:

$$D_{св}^{тэц} = 1,25 \cdot D_{хов}^{тэц} + 1,4 \cdot D_{пк}^{тэц}, \text{ т/ч.} \quad (3.15)$$

I тепловой режим: $D_{св}^{тэц} = 1,25 \cdot 17,38 + 1,4 \cdot 4,16 = 27,56 \text{ тонн/час}$;

II тепловой режим: $D_{св}^{тэц} = 1,25 \cdot 12,05 + 1,4 \cdot 3,95 = 20,59 \text{ тонн/час}$;

III тепловой режим: $D_{св}^{тэц} = 1,25 \cdot 9,62 + 1,4 \cdot 3,84 = 17,41 \text{ тонн/час}$;

IV тепловой режим: $D_{св}^{тэц} = 1,25 \cdot 1,35 + 1,4 \cdot 3,74 = 6,93 \text{ тонн/час}$;

Расчет подогревателей сетевой воды

Схема подогревателей сетевой воды

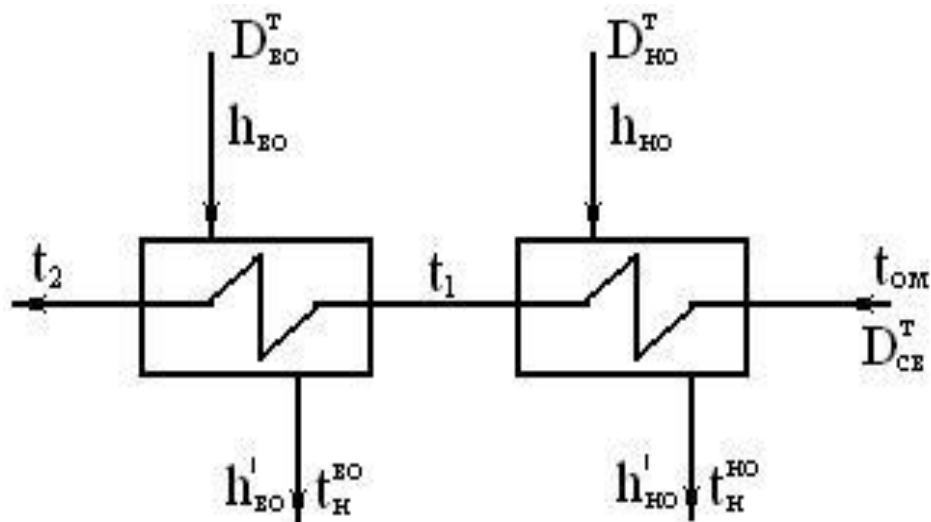


Рисунок 3.2- Схема подогревателей сетевой воды турбоустановки

Нахождение расхода пара на сетевой подогреватель нижнего отбора

Тепловой баланс:

$$D_{св}^T \cdot C \cdot (t_1 - t_{ом}) = D_{но}^T \cdot (h_6 - h'_6) \cdot \eta_{псв}; \quad (3.16)$$

$$D_{но}^T = D_{св}^T \cdot C \cdot (t_1 - t_{ом}) / (h_6 - h'_6) \cdot \eta_{псв}; \quad (3.17)$$

I тепловой режим: $3.6 \cdot 319,19 \cdot 4.19 \cdot \frac{110-70}{2489-414.8} \cdot 0.98 = 94.74$ тонн/час;

II тепловой режим: $3.6 \cdot 340,18 \cdot 4.19 \cdot \frac{73-45}{2489-414.8} \cdot 0.98 = 70.68$ тонн/час;

III тепловой режим: $3.6 \cdot 381,99 \cdot 4.19 \cdot \frac{59-42}{2489-414.8} \cdot 0.98 = 49.61$ тонн/час;

IV тепловой режим: $3.6 \cdot 61,9 \cdot 4.19 \cdot \frac{72-40}{2489-414.8} \cdot 0.98 = 13.78$ тонн/час;

Нахождение расхода пара на сетевой подогреватель верхнего отбора.

I тепловой режим: $3.6 \cdot 319,19 \cdot 4.19 \cdot \frac{150-110}{2547-564,8} \cdot 0.98 = 99.14$ тонн/час;

II тепловой режим: $3.6 \cdot 340,18 \cdot 4.19 \cdot \frac{99-73}{2547-564,8} \cdot 0.98 = 68,68$ тонн/час;

III тепловой режим: $3.6 \cdot 381,99 \cdot 4.19 \cdot \frac{77-59,5}{2547-564,8} \cdot 0.98 = 51,91$ тонн/час;

Нахождение расхода пара на регенеративные подогреватели.

Находим расход пара на турбину исходя из тепловых нагрузок по диаграмме режимов.

Находим расход питательной воды при учете утечек и продувки:

$$D_{пв} = D_o + \alpha_{ут} \cdot D_{пв} + D_{пр}. \quad (3.15)$$

Где продувка котла $D_{пр} = p \cdot D_{ка}$;

утечки пара $D_{ут} = \alpha_{ут} \cdot D_{пв}$

I тепловой режим: $D_{пр} = \frac{260+3.61}{0.98} = 269.02$ тонн/час;

II тепловой режим: $D_{пр} = \frac{247+3.46}{0.98} = 255.57$ тонн тонн/час;

III тепловой режим $D_{пр} = \frac{240+3.36}{0.98} = 248.33$ тонн тонн/час;

IV тепловой режим: $D_{пр} = \frac{234+3.28}{0.98} = 242.12$ тонн тонн/час;

Расчет регенеративной схемы для ПВД деаэратора питательной воды и ПНД, исходя из уравнений теплового баланса подогревателей.

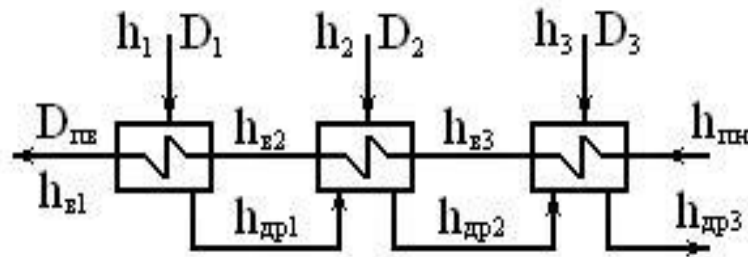


Рисунок 3.3 – Схема группы ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД 1:

$$D_1 \cdot (h_1 - h_{др1}) \cdot \eta_{п} = D_{пв} \cdot (h_{в1} - h_{в2}). \quad (3.18)$$

Расход пара для ПВД 1:

$$D_1 = D_{пв} \cdot (h_{в1} - h_{в2}) / (h_1 - h_{др1}) \cdot \eta_{п}. \quad (3.19)$$

I тепловой режим: $D_1 = \frac{269 \cdot (962.9 - 836.6)}{3154.5 - 1002} 0,99 = 15.94$ тонн/час;

II тепловой режим: $D_1 = \frac{255 \cdot (962.9 - 836.6)}{3154.5 - 1002} 0,99 = 15.15$ тонн тонн/час;

III тепловой режим: $D_1 = \frac{248 \cdot (962.9 - 836.6)}{3154.5 - 1002} 0,99 = 14.72$ тонн тонн/час;

IV тепловой режим: $D_1 = \frac{242 \cdot (962.9 - 836.6)}{3154.5 - 1002} 0,99 = 14.35$ тонн тонн/час;

Исходя из уравнений теплового баланса ПВД 2:

$$D_2 \cdot (h_2 - h_{др2}) \cdot \eta_{п} + D_1 \cdot (h_{др1} - h_{др2}) \cdot \eta_{п} = D_{пв} \cdot (h_{в2} - h_{в3}). \quad (3.20)$$

Находим расход пара для ПВД 2:

$$D_2 = [D_{пв} \cdot (h_{в2} - h_{в3}) - D_1 \cdot (h_{др1} - h_{др2}) \cdot \eta_{п}] / (h_2 - h_{др2}) \cdot \eta_{п}. \quad (3.21)$$

I тепловой режим: $D_2 = \frac{269 \cdot (846 - 745) - 15.94 \cdot (1002 - 880.4)}{3051.4 - 880.4} 0,99 = 11.75$ тонн/час;

II тепловой режим: $D_2 = \frac{255.57 \cdot (846 - 745) - 15.14 \cdot (1002 - 880.4)}{3051.4 - 880.4} 0,99 = 11.16$ тонн тонн/час;

III тепловой режим: $D_2 = \frac{248 \cdot (846 - 745) - 14.72 \cdot (1002 - 880.4)}{3051.4 - 880.4} 0,99 = 10.845$ тонн тонн/час;

IV тепловой режим: $D_2 = \frac{242 \cdot (846 - 745) - 14.35 \cdot (1002 - 880.4)}{3051.4 - 880.4} 0,99 =$

10.57 тонн тонн/час;

Исходя из уравнений теплового баланса ПВД 3:

$$D_3 \cdot (h_3 - h_{др3}) \cdot \eta_{п} + (D_1 + D_2) \cdot (h_{др2} - h_{др3}) \cdot \eta_{п} = D_{пв} \cdot (h_{в3} - h_{пн}). \quad (3.22)$$

Находим расход пара для ПВД 3:

$$D_3 = [D_{пв} \cdot (h_{в3} - h_{пн}) - (D_1 + D_2) \cdot (h_{др2} - h_{др3}) \cdot \eta_{п}] / (h_3 - h_{др3}) \cdot \eta_{п}. \quad (3.23)$$

I тепловой режим: $D_3 = \frac{269 \cdot (745 - 689.47) - (15.94 + 11.75) \cdot (880 - 778)}{2950 - 778} \cdot 0,99 = 5.64$ тонн/час;

II тепловой режим: $D_3 = \frac{255.57 \cdot (745 - 689.47) - (15.14 + 11.16) \cdot (880 - 778)}{2950 - 778} \cdot 0,99 = 5.36$ тонн/час;

III тепловой режим: $D_3 = \frac{248 \cdot (745 - 689.47) - (14.71 + 10.85) \cdot (880 - 778)}{2950 - 778} \cdot 0,99 = 5.212$ тонн/час;

IV тепловой режим: $D_3 = \frac{242 \cdot (745 - 689.47) - (14.35 + 10.57) \cdot (880 - 778)}{2950 - 778} \cdot 0,99 = 5.08$ тонн/час;

Кол-во дренажа из ПВД в деаэратор:

$$D_{пвд} = D_1 + D_2 + D_3. \quad (3.24)$$

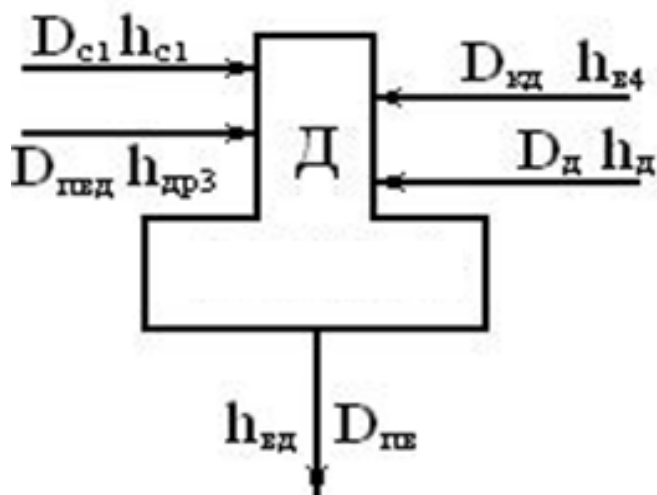


Рисунок 3.4 – Схема вакуумного деаэратора подпитки котлов

Схема деаэратора

Уравнения теплового и материального баланса для деаэратора:

$$D_{пв} \cdot h_{вд} / \eta_{д} = D_{д} \cdot h_{д} + D_{кд} \cdot h_{в4} + D_{c1} \cdot h_{c1} + D_{пвд} \cdot h_{др3}, \quad (3.25)$$

$$D_{нв} - D_{\delta} - D_{cl} - D_{нв\delta} = D_{к\delta}, \quad (3.26)$$

$$D_{к\delta} = D_{нв} - D_{\delta} - D_{cl} - D_{нв\delta}. \quad (3.27)$$

Решая данную систему, находим расход пара и расход конденсата, поступающего в деаэрактор.

Кол-во дренажа из ПВД в деаэрактор:

I тепловой режим: $D_{к\delta} = 15,94 + 11,75 + 5,65 = 33,3$ тонн/час;

II тепловой режим: $D_{к\delta} = 15,14 + 11,16 + 5,36 = 31,7$ тонн/час;

III тепловой режим: $D_{к\delta} = 14,7 + 10,85 + 5,21 = 30,78$ тонн/час;

IV тепловой режим: $D_{к\delta} = 14,35 + 10,57 + 5,08 = 30,01$ тонн/час.

Расход пара в деаэрактор:

I тепловой режим: $\left(\frac{269 \cdot 667.2}{0.98} - (269 - 1,33 - 33,34) \cdot 624,9 - 33,34 \cdot 778\right) / (2950,05 - 624,9) = 4,63$ тонн/час;

II тепловой режим: $\frac{255,57 \cdot 667.2}{0.98} - (255,57 - 1,26 - 31,7) \cdot 624,9 - 31,7 \cdot 778) / (2950,05 - 624,9) = 4,39$ тонн/час;

III тепловой режим: $\frac{248,33 \cdot 667.2}{0.98} - (243,33 - 1,22 - 30,78) \cdot 624,9 - 30,78 \cdot 778) / (2950,05 - 624,9) = 4,28$ тонн/час;

IV тепловой режим: $\frac{242 \cdot 667.2}{0.98} - (242 - 1,19 - 30,01) \cdot 624,9 - 30,01 \cdot 778) / (2950,05 - 624,9) = 4,16$ тонн/час;

Расход пара поступающего в деаэрактор:

I тепловой режим: $269,02 - 4,63 - 1,39 - 33,34 = 229,72$ тонн/час;

II тепловой режим: $255,57 - 4,39 - 1,26 - 31,7 = 218,234$ тонн/час;

III тепловой режим: $248,32 - 4,28 - 1,22 - 30,78 = 212,05$ тонн/час;

IV тепловой режим: $242,12 - 4,16 - 1,19 - 30,01 = 206,75$ тонн/час;

Находим расходы исходя из уравнения теплового баланса для ПНД 4:

$$D_4 \cdot (h_4 - h_{\delta p4}) \cdot \eta_n = D_{к\delta} \cdot (h_{в4} - h_{см1}), \quad (3.28)$$

$$D_4 = D_{к\delta} \cdot (h_{в4} - h_{см1}) / [(h_4 - h_{\delta p4}) \cdot \eta_n]. \quad (3.29)$$

I тепловой режим: $(229,17 \cdot (624 - 540,69)) / (2835 - 667) \cdot 0,99 = 8,91$ тонн/час;

II тепловой режим: $(218,23 \cdot (624 - 535,9)) / (2835 - 667) \cdot 0,99 = 8,96$ тонн/час;

III тепловой режим: $(212,23 \cdot (624 - 533,03)) / (2835 - 667) \cdot 0,99 = 8,99$ тонн/час;

IV тепловой режим: $(206,74 \cdot (624 - 537)) / (2835 - 667) \cdot 0,99 = 8,93$ тонн/час;

Расходы воды после ПНД 5:

$$D'_5 = D_{св}^T - D_{к\delta}; \quad (3.30)$$

I тепловой режим: $D'_5 = 130,59$ тонн/час;

II тепловой режим: $D'_5 = 149,55$ тонн/час;

III тепловой режим $D_5=160,14$ тонн/час;

Находим расход для ПНД 5:

$$D_5 \cdot (h_5 - h_{др5}) \cdot \eta_{п} + D_4 \cdot (h_{др4} - h_{др5}) \cdot \eta_{п} + D_{с2} \cdot (h_{с2} - h_{др5}) \cdot \eta_{п} = D_{к2} \cdot (h_{в5} - h_{см2}), \quad (3.31)$$

$$D_5 = [D_{к2} \cdot (h_{в5} - h_{см2}) - D_4 \cdot (h_{др4} - h_{др5}) \cdot \eta_{п} + D_{с2} \cdot (h_{с2} - h_{др5}) \cdot \eta_{п}] / (h_5 - h_{др5}) \cdot \eta_{п}. \quad (3.32)$$

I тепловой режим: $D_5=3,77$ тонн/час;

II тепловой режим: $D_5=4,26$ тонн/час;

III тепловой режим $D_5=5,25$ тонн/час;

IV тепловой режим: $D_5=6,86$ тонн/час;

Подставив известные величины в уравнение теплового баланса ПНД-6

$$D_6 \cdot (h_6 - h_{др6}) \cdot \eta_{п} + (D_{с2} + D_4 + D_5) \cdot (h_{др5} - h_{др6}) \cdot \eta_{п} = D_{к1} \cdot (h_{в6} - h_{см3}). \quad (3.33)$$

I тепловой режим: $D_6=2.62$ тонн/час;

II тепловой режим: $D_6=3.98$ тонн/час;

III тепловой режим $D_6=4.74$ тонн/час;

IV тепловой режим: $D_6=5.49$ тонн/час;

Исходя из уравнения теплового баланса для ПНД 7:

$$D_7 \cdot (h_7 - h_{др7}) \cdot \eta_{п} = D_{к} \cdot (h_{в7} - h_{вк}). \quad (3.34)$$

I тепловой режим: $D_7=1,78$ тонн/час;

II тепловой режим: $D_7=2,26$ тонн/час;

III тепловой режим $D_7=3,48$ тонн/час;

IV тепловой режим: $D_7=4,46$ тонн/час;

Исходя из уравнения теплового баланса для ПНД 7

$$D_8 \cdot (h_8 - h_{др8}) \cdot \eta_{п} = D_{к} \cdot (h_{в8} - h_{вк}). \quad (3.35)$$

I тепловой режим: $D_8=1,21$ тонн/час;

II тепловой режим: $D_8=1,79$ тонн/час;

III тепловой режим $D_8=2,34$ тонн/час;

IV тепловой режим: $D_8=2,95$ тонн/час;

Баланс мощностей.

Мощности потока пара в турбине

Итого отбора:

$$N_i^I = D_1 \cdot (h_0 - h_1). \quad (3.36)$$

Поого отбора:

$$N_i^{II} = D_2 \cdot (h_0 - h_2). \quad (3.37)$$

Шего отбора:

$$N_i^{III} = (D_3 + D_{II} + D_{III}) \cdot (h_0 - h_3). \quad (3.38)$$

IV ого отбора:

$$N_i^{IV} = D_4 \cdot (h_0 - h_4). \quad (3.39)$$

Vого отбора:

$$N_i^V = (D_5 + D_{BO}^T) \cdot (h_0 - h_5). \quad (3.40)$$

VIого отбора:

$$N_i^{VI} = (D_6 + D_{HO}^T) \cdot (h_0 - h_6). \quad (3.41)$$

VIIого отбора:

$$N_i^{VII} = D_7 \cdot (D_7 + D_{HO}^T) \cdot (h_0 - h_7). \quad (3.42)$$

VIIIого отбора:

$$N_i^{VIII} = D_8 \cdot (h_0 - h_8). \quad (3.43)$$

Таблица 3.1- мощности потока у отборов

Мощность потока Iого отбора	N1	кВт	146,71	1390,52	1351,11	1317,33
Мощность потока Поого отбора	N2	кВт	1446,34	1374,02	1335,09	1301,71
Мощность потока Шого отбора	N3	кВт	1525,84	1449,55	1408,47	1373,26

Мощность потока IVого отбора	N4	кВт	1608,58	1616,03	1621,33	1511,91
Мощность потока Vого отбора	N5	кВт	26797,26	18995,73	148883,59	1787,61
Мощность потока VIого отбора	N6	кВт	28492,71	21849,29	15903,65	5641,19
Мощность потока VIIого отбора	N7	кВт	31860,89	22396,63	17486,51	1409,2
Мощность потока VIIIого отбора	N8	кВт	35785,89	24521,63	18151,51	1809,2

Мощность конденсационного потока:

$$N_k = D_k \cdot (h_o - h_k) \quad (3.44)$$

Сумма мощностей потока пара в турбине:

$$N_i = N_i^I + N_i^{II} + N_i^{III} + N_i^{IV} + N_i^V + N_i^{VI} + N_i^{VII} + N_i^{VIII} + N_k. \quad (3.45)$$

Мощность на зажимах генератора:

$$N_g = N_i \cdot \eta_m \cdot \eta_{эг}. \quad (3.29)$$

Мощность конденсационного потока	N _к	Вт	667 08,91	41 42,18	79 69,68	16 807,93
Сумма мощностей потока пара в турбине	N	Вт	158 378,41	73 213,96	61 959,43	31 150,89

Мощность зажимах генератора	на	№		155	71	60	30
			Вт	226,68	756,99	726,44	530,98

Глава 4 расчет конденсатора

4.1 Анализ работы конденсатора

Главные факторы, по которым можно оценить работу поверхностного конденсатора, это величина поверхности теплообмена, температура охлаждающей воды и расход охлаждающей воды. Для конденсации определенного объема пара и получения определенного вакуума. Можно при известной нам температуре использовать конденсационное устройство с большой поверхностью теплообмена или наоборот. Но нужно учитывать фактор, что нет прямой зависимости между выше перечисленными факторами.

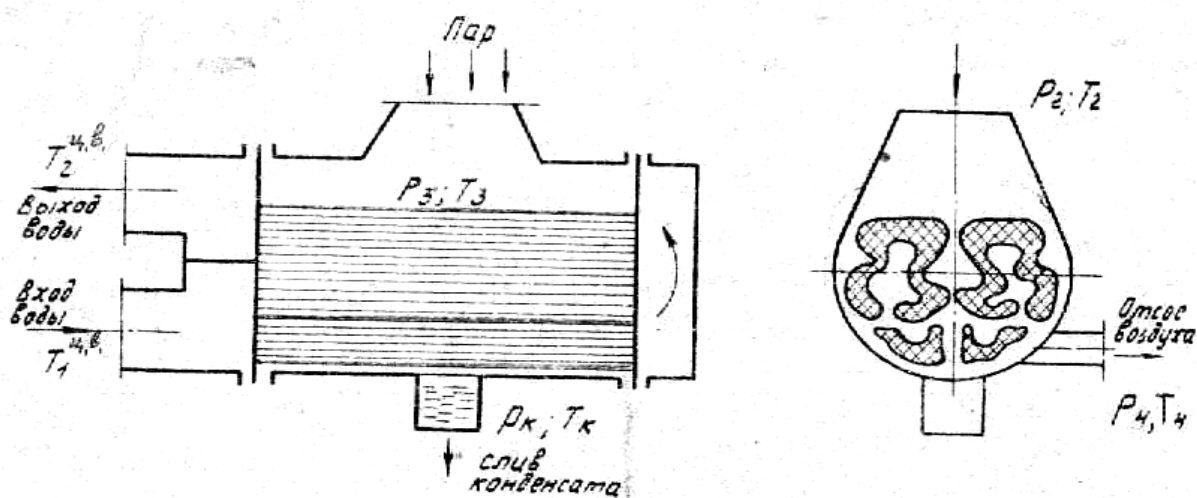


Рисунок 4.1-схема поверхностного конденсатора

Главным назначением конденсатора паровой турбины является, не только создать низкое давление, но и в поддержание его на необходимом уровне, также конденсация отработавшего пара с, последующим его возвратом в циркуляционную систему питания паровых котлов. Исходя из T,S диаграммы, можно сделать вывод, что чем выше располагаются начальные параметры и соответственно ниже конечные параметры пара, то тем большим теплоперепадом мы располагаем, а располагаемый теплоперепад и значительная часть тепловой энергии у пара имеет возможность быть преобразованной в механическую работу. Низкое давление, ниже атмосферного, в конденсационном устройстве за счет охлаждения прибывшего в него пара. После охлаждения пара, происходит конденсация и соответственно многократное уменьшение его объема. К примеру при давлении в конденсаторе в $0,005 \text{ Мн/м}^2$ конденсат уменьшается в объеме почти в 30 тысяч раз. При данном уменьшении в объеме в закрытом

геометрически конденсаторе будет происходить огромное разрежение. По современным стандартам в у выпускного патрубка паротурбинной установки давление стараются поддерживать в диапазоне 0,005-0,003 Мн/м², исходя из чего можно сделать вывод, а температуре конденсации пара которая варьируется 35-25 °С, при котором происходит большой отвод тепла у отработавшего пара. В ходе работы в конденсационное устройство непрерывно подводится большое количество отработавшего пара с турбины, соответственно охлаждающая вода также непрерывную циркуляцию, с последующим отводом воды после ее нагрева [9].

4.2 Тепловой расчет конденсатора

Исходя из известных нам данных по тепловому расчету, можно произвести тепловой расчет конденсатора.

Считая что давление патрубка Δp равно 0, и $p_2=p_3$ давление пара на входе в трубный пучок и с помощью таблиц насыщенного пара определяем T_3 .

Температуру конденсата определяем по формуле:

$$T_k = T_3 - \Delta T. \quad (4.1)$$

При $\Delta T = 0,5 + 1$

ΔT - величина показывающая переохлаждение конденсата, то есть разность температур пара на входе в конденсатор и температурой конденсата.

$$T_k = T_3 - \Delta T \quad T_3 = 33^\circ\text{C} [9].$$

$$T_k = 35 - 1,5 = 33,5^\circ\text{C}$$

Температуру воды на выходе из конденсатора определяем по формуле:

$$T_2 = \frac{i_2 - i_k}{m \cdot C_p} + T_1. \quad (4.2)$$

Подставив известные значения получаем что T_2 равняется:

$$T_2 = \frac{2348 - 171}{60 \cdot 4,19} + 20 = 28,66^\circ\text{C}.$$

После чего находим давление (при этом уменьшая давление в целях модернизации на 10%) в конденсаторе в месте отсоса воздуха исходя из формулы:

$$p_4 = p_3 - \Delta p_n. \quad (4.3)$$

И подставив все известные значения получаем:

$$p_4 = 0,0045 - 0,000000195 = 0,00449 \text{ Н/м}^2.$$

Исходя из давления p_4 определяем T_4 , температуру в месте отсоса воздуха.

Находим сределогарифмическую разность температур ΔT_m . Средняя разность температур воды и пара ΔT_m определяют по формуле сределогарифмического напора с учетом количества ходов.

Для одноходового конденсатора используют формулу:

$$\Delta T_m|_{z=1} = \frac{T_2 - T_1}{2,3 \cdot \lg \left(\frac{1}{1 - 2,3 \cdot \frac{T_2 - T_1}{T_3 - T_4} \cdot \lg \frac{T_3 - T_1}{T_4 - T_1}} \right)}. \quad (4.4)$$

При числе ходов больше единицы:

$$\Delta T_z = \frac{(T_4 - T_1) - (T_3 - T_2)}{2,3 \cdot \lg \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2}}, \quad (4.5)$$

$$\Delta T_2 = \frac{(32 - 10) - (31,5 - 20)}{2,3 \cdot \lg \frac{32 - 28,66}{31,5 - 20}} = 13,5^\circ\text{C}.$$

После чего определяем количество тепла, полученное из охлаждающей воды в конденсаторе в единицу времени по формуле:

$$Q = C_{\text{рв}} \cdot W (T_2 - T_1). \quad (4.6)$$

И исходя из известных значений:

$$Q = 4,19 \cdot 8000 (18,66 - 10) = 290266 \text{ кДж/с}.$$

Теплоемкости воды определяют исходя из $T_{\text{ср}}$.

Средняя температура охлаждающей воды в конденсаторе.

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_2}{2}, \quad (4.7)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{28,66 + 20}{2} = 24,32^\circ\text{C}.$$

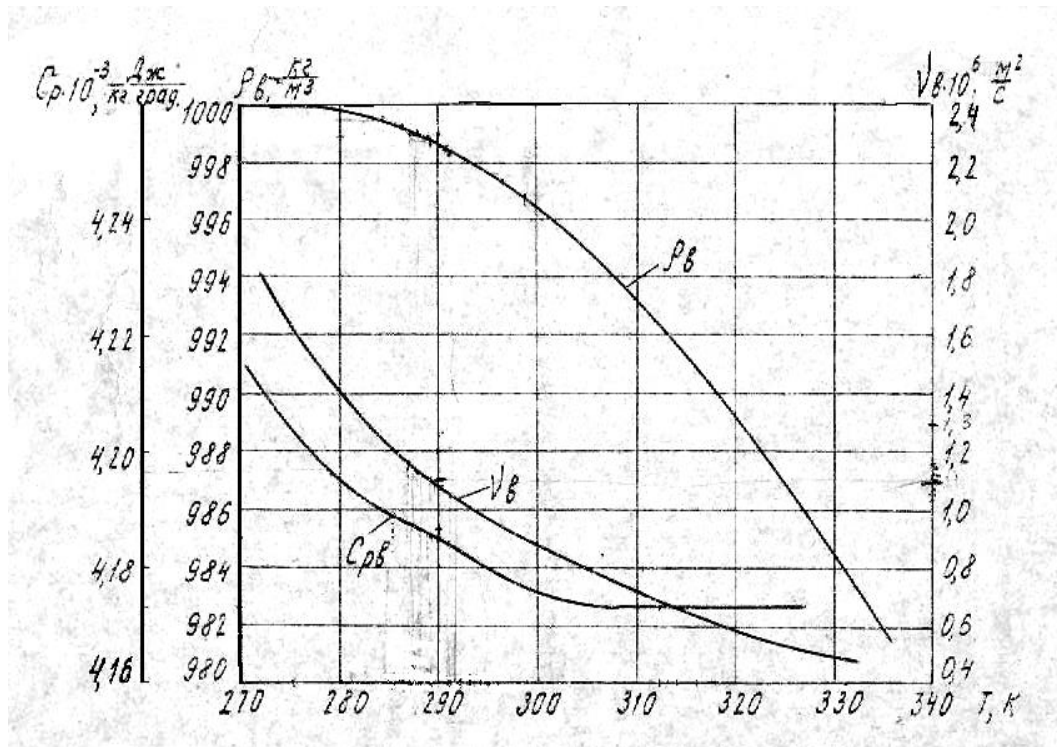


Рисунок 4.2 теплофизические свойства воды

Для дальнейшего расчета необходимо задаться значением скорости воды в трубках конденсатора, которая принимается в интервале:

$$c_v = (1,5 \dots 2,5) \text{ м/с.}$$

$$c_v = 2,0 \text{ м/с.}$$

У высоких скоростей охлаждающей воды имеются выгода, так как с точки зрения уменьшения требуемой поверхности у охлаждения конденсатора, но с обратной стороны, из-за повышения скорости может произойти рост гидравлического сопротивления в конденсаторе, что приведет к увеличению расхода энергии на приводы циркуляционных насосов. Поэтому при выборе скорости необходимо учитывать условия в которых они эксплуатируются. Но малые скорости, в свою очередь, приводят к осаждению взвешенных частиц на поверхности трубок, что приводит к существенному ухудшению коэффициентов теплопередачи.

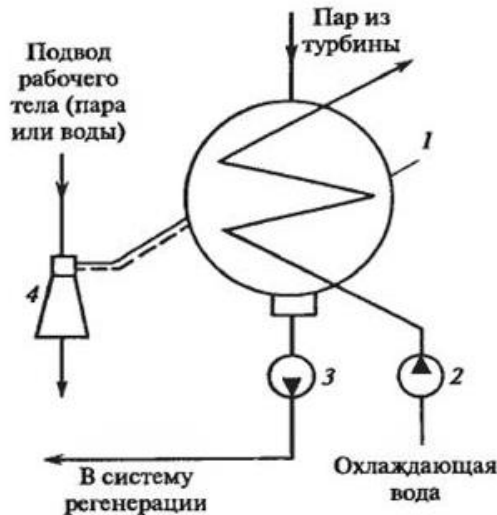


Рисунок 4.3- Схема конденсационной установки

1-конденсатор, 2-циркуляционный насос, 3-конденсатный насос, 4-эжектор.

Коэффициент теплопередачи стоит выбирать исходя из опытных данных которые получены с многих конденсаторов с разными поверхностями охлаждения, так же проверенными на практике.

Эта зависимость получена практическим путем, определение по этой зависимости, дадут максимально достижимые в практически чистых конденсаторах [11].

$$K_0 = 810 \cdot \sqrt{C_B} \cdot \sqrt[4]{T_{cp} - 255,2} . \quad (4.8)$$

Подставляем в зависимость известные значения и получаем:

$$K_0 = 810 \cdot 1,41 \cdot 2,38 = 2927,03 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град}).$$

Чтобы определить действительные значения коэффициента теплопередачи используем формулу:

$$K = K_0 \cdot \beta_d \cdot \beta_s . \quad (4.9)$$

β_s - Коэффициент с поправкой, который учитывает загрязнение поверхности охлаждения, который можно найти с помощью данного графика.

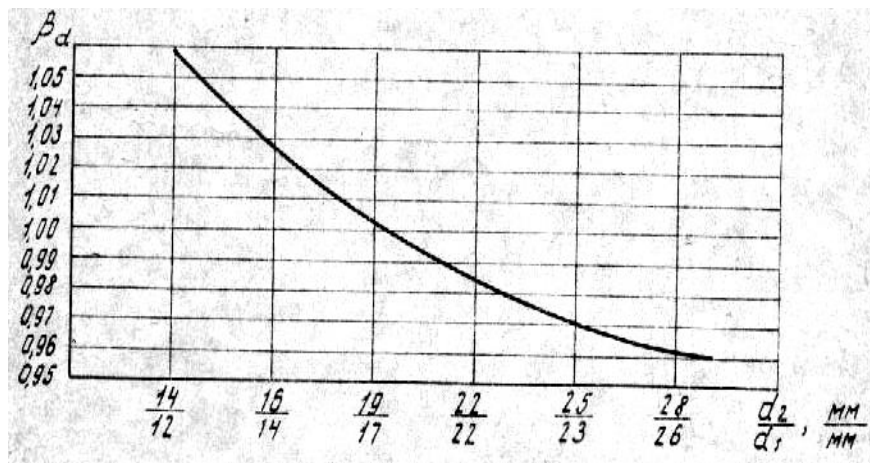


Рисунок 4.4-графи зависимости β_d от поверхности трубок

Исходя из которой получаем значение:

$$K=2718.2 \cdot 0.82 \cdot 0.98=2184.34.$$

Поверхность охлаждения конденсата F представляет из себя сумму поверхностей у всех конденсаторных трубок, которую можно определить, и по внешнему диаметру, и по внутреннему диаметру трубок. Зависеть это будет от того, к какой поверхности отнесена, величина коэффициента теплопередачи K . В практике при проектировании конденсаторов поверхность охлаждения как правило рассчитывают по наружному диаметру трубки, используя формулу:

$$F = \frac{Q}{1,5 \cdot K \cdot \Delta T_m} = \frac{290266}{1,5 \cdot 2,2 \cdot 13,5} = 6515,5 \text{ м}^2. \quad (4.10)$$

Далее появляется возможность определить число трубок в конденсаторе:

$$n = \frac{4 \cdot w \cdot z \cdot 1,3}{\pi \cdot d_1^2 \cdot C_B \cdot \rho_B}. \quad (4.11)$$

при подстановке известных параметров получаем, что количество трубок равно:

$$n = \frac{4 \cdot 8000 \cdot 2 \cdot 1,3}{3,14 \cdot 22 \cdot 10^{-3} \cdot 22 \cdot 10^{-3} \cdot 4,19 \cdot 1000} = 7651 \text{ шт.}$$

После чего находим длину трубок в конденсаторе в одном ходе:

$$l = \frac{F}{\pi \cdot d_2 \cdot n \cdot 0,7 \cdot Z}. \quad (4.12)$$

И соответственно получаем что длина трубок равна:

$$l = \frac{6515,5}{3,14 \cdot 24 \cdot 10^{-3} \cdot 7651 \cdot 0,5 \cdot 2} = 11302 \text{ мм.}$$

4.3 Гидравлический расчет конденсатора

При определении необходимой величины гидравлического расчета сопротивления, которое оказывает на поток охлаждающей воды в конденсаторе.

Полное гидравлическое сопротивление h_b находится по формуле:

$$h_b = z \cdot (h_1 + h_2) + h_3. \quad (4.12)$$

В котором h_1 -гидравлическое сопротивление в конденсатных трубках, h_2 -гидравлическое сопротивление у входа и у выхода из трубок, а h_3 -гидравлическое сопротивление, в которых образуются крышками конденсаторов включая при входе и выходе из камер [15].

$$h_1 = \lambda_{mp} \cdot \frac{l}{d_1} \cdot \frac{\rho_g \cdot c_g^2}{2}, \quad (4.13)$$

Где λ_{tr} - зависящий от характера трения и шероховатости, коэффициент трения. Как правило обычно у трубок конденсаторов выполняются технически гладкими и характер течения в трубках турбулентный. Исходя из выше перечисленных факторов λ_{tr} можно найти по формуле Блазиуса:

$$\lambda_{mp} = 0,3164 \cdot Re^{-0,25}. \quad (4.14)$$

Однако надо учитывать что формула справедлива только при условии что $10000 < Re < 100000$.

С учетом всех преобразований:

$$h_1 = 0,1582 \cdot \frac{l \cdot \rho_g \cdot c_g^{1,75} \cdot v_g^{0,25}}{d_1^{1,25}}, \quad (4.15)$$

$$h_1 = 0,1582 \cdot \frac{4899 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 \cdot 4,19^{1,75} \cdot 50^{0,25}}{22^{1,25} \cdot 10^{-3}} = 24 \text{ кПа.}$$

Далее определяем плотность и кинематическую вязкость охлаждающей воды по ее средней температуре.

Потери на входе и выходе из трубок можно определить по формуле Бордо-Корно:

$$h_2 = \zeta \cdot \frac{\rho_{\text{в}} \cdot (c_{\text{в}} - c_{\text{вод.кам.}})^2}{2}, \quad (4.16)$$

Где, $c_{\text{вод.кам}}$ -это скорость воды в водяной камере, которая определяется из известных нам: диаметра труб, коэффициента заполнения и способу разбивки.

$$c_{\text{вод.кам}} = a \cdot c_{\text{в}}, \quad (4.17)$$

$$c_{\text{вод.кам}} = 0,18 \cdot 1,8 = 0,324,$$

$$h_2 = 1,25 \cdot \frac{1000(1,8 - 0,324)^2}{2} = 1,2 \text{ кПа.}$$

Потери давления в водяной камере принимают обычно, считая что в водяной камере теряют весь скоростной напор при входе воды в конденсатор.

$$h_3 = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot c_{\text{вн}}^2}{2}, \quad (4.17)$$

$$h_3 = \frac{1000 \cdot 2^2}{2} = 2 \text{ кПа.}$$

Теперь когда известны h_1, h_2, h_3 можно посчитать суммарное гидравлическое сопротивление:

$$h = 2 \cdot (24 + 1,2) + 2 = 52,4 \text{ кПа.}$$

Минимум шага трубок определяется по формуле:

$$t = 1,3 \cdot d_2, \quad (4.18)$$

$$T = 1,3 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 31,2 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Таблица 4.1- параметры до и после модернизации

До модернизации	После модернизации
F=3000 м ²	F=6515,5 м ²
l=6650 мм	l=11302 мм
n=5800 шт	n=7651шт

Расчет конденсатора был проведен с учётом увеличения вакуума, позволяющая сохранить режимы работы станции и увеличить КПД станции.

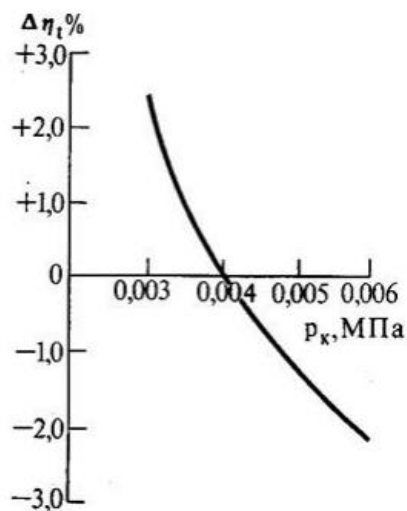


Рисунок 4.5-график зависимости КПД от давления

После модернизации у станции появляется возможность выработки такого же количества тепловой и электрической энергии. Что позволяет экономить затраты на топливо со всем соответствующим (затраты на перевозку, затраты на выбросы).

Глава 5 БЖД

5.1 Анализ условий труда при работе на ТЭЦ

При постройке ТЭЦ необходимо ориентироваться на безопасность процессов в производстве. Выбор зависит от проветриваемости местности, необходимо учесть розу ветров, также расстояние от объекта до ближайших жилых построек.

Цеха, выбрасывающие в атмосферу вследствие производственных процессов (дым, газ, пыль) необходимо расположить с подветренной стороны по отношению к другим постройкам. Для дорог и тротуаров согласно с санитарными и противопожарными нормами оставляют минимальное расстояние.

Вредные характеристики и вредные производственные факторы представлены ниже и выполняются в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 [6] при проектировании каждой ячейки технологического процесса на ТЭЦ.

Таблица 5.1-вредные и опасные выбросы

Опасные и вредные факторы	Источники, места, причины возникновения опасных и вредных факторов	Нормируемые параметры		Основные средства защиты
1	2	3		4
Вредные факторы				
Аномальные параметры микроклимата	В теплый период времени повышенная температура воздуха из-за работающего оборудования.	холодный период теплый период		Применение приточно-вытяжной вентиляции.
Аномальное освещение	Недостаточная площадь оконных проемов и освещенность от источников искусственного света.	$e_n=1,5, \%$ $E_n=200, \text{лк}$		Очистка поверхности стекол оконных проемов, увеличение количества ламп и т.д.
Механическое оборудование с движущимися и вращающимися частями.	Вращающиеся валы, маховики, муфты сцепления.			Устройства ограждения, дистанционное управление, знаки безопасности, звуковые сигналы.
Повышенный	Соударение металлических	$L_A=80 \text{ дБА}$		Звукоизоляция ограждающих
		октавные полосы	уровень шума дБ.	
		Гц	107	
		31,5	94	
		63	87	
		125	82	
		250	78	
		500	75	
		1000	73	
		2000	71	
		4000	70	
		8000		
Производ-ственная вибрация	Компрессора, насосы.	$\text{м/с} \cdot 10^{-2}$ м/с		Установка вибрирующих машин на отдельный фундамент. Виброизоляция, т.е. установка других элементов между вибрирующей машиной и основанием; применение вибропоглощающих мастик, нанесенных на кофуха и ограждения. Для индивидуальной защиты обувь на толстой подошве (резиновой), виброгасящие перчатки.

		октавные полосы Гц 2 4 8 16 31,5 63	уровень вибрации 108 99 93 92 92	
Опасные факторы				
Опасность поражения электрическим током	Токоведущие части электрооборудования, находящиеся под напряжением, корпуса электрооборудования.	$\rho \geq 2$ Ом – удельное сопротивление заземлителя I, мА – ток проходящий через тело человека		Защитные ограждения, устройства автоматического контроля и сигнализации, устройство защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, дистанционное управление
Опасность возникновения пожаров и взрывов	Встроенное распределительное устройство и высоковольтное оборудование.	Введение категорий по взрыво-, пожароопасности А, Б, В, Г, Д		Устройства аварийной сигнализации, применение средств пожаротушения с непроводящим ток веществом.
Опасность поражения молнией	Распределительное устройство.	Устройства молниезащиты		Установка молниеотводов.

[4]

Производственное освещение.

Естественное влияет на зрение, а также тонизирует организм человека. В соответствии с санитарными нормами и правилами помещения должны иметь естественное освещение.

КЕО-является количественной характеристикой естественного освещения которой оценивают освещение в процентах. КЕО выражается как отношением ест. освещенности которая создается в точке в помещении к значению освещенности, которая создается с открытого неба светом [4].

При работе в темное время суток используется искусственное освещение или в дневное время суток при климате в месте строительства или организации производства необходим ряд планировочных решений. При отсутствии возможности соблюдать нормы естественного освещения оно компенсируется искусственным освещением (совмещенное).

Производственный шум и вибрация.

На ТЭЦ присутствуют источники сильного шума и вибрации, такие как компрессор, вентиляторы, мельницы, насосы и т.д. Механические вибрации создаваемые из-за наличия зазоров, неуравновешенностей, недостатка жесткости в креплениях в узлах и деталях. Периодически на станциях производят динамическую и статическую балансировку деталей, устраняется изменение в зазорах. Так же машины изолируют от фундамента благодаря низкочастотной пружинной виброизоляции.

Уровни шумов различаются в различных помещениях, поэтому используют звуконепроницаемые двери для того что бы предотвратить просачивание шума в соседних помещениях. Присутствует комната изолированная от шумов с целью отдыха дежурных машинистов.

Износ подшипников, неточность сборки при ремонтных работах, является основной причиной неприемлемых шумов. Из-за неполного стягивания у сердечника трансформатора пакетов или подвижного магнитопровода может возникнуть неестественно повышенные шумы. При

работах с перегрузками,

нескольких токоъемных контактов или одной фазы так же может возникнуть шум. Вовремя найденная и устраненная причина может на порядок снизить уровень шума,

Если игнорировать неестественные повышенные шумов то это может не благоприятно сказаться на органах слуха, ослабить внимание, пагубно отразиться на кровеносном давлении, и центральной нервной системе, что приводит к снижению производительности трудящихся.

ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху [6].

рабочей зоны».

СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» [4].

В нижеприведенной таблице можно ознакомиться с результатами замеров, на рабочих местах, шумов и нарушениями допустимых значений,

Таблица 5.2-примеры уровня шумов на ТЭЦ

Место замера	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц.									Уровень звука
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Турбинный цех	74	89	84	80	81	82	72	64	60	71
Превышение					3	7				
Допустимые уровни звукового давления, дБ ГОСТ 12.1.005-88	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80

[4]

Также проводят медицинские осмотры, в случае ухудшения состояния, работников переводят на работу в менее шумном цехе.

Вентиляция.

Основные требования к системам вентиляции заключаются в необходимости обеспечения состояния воздуха в помещении, согласно требованиям.

У пыли в рабочих зонах ПДК равняется – 4мг/м³.

Пример параметров воздуха в турбинном цехе.

Таблица 5.3-примеры уровня вибрации

Место замера	Запыленность мг/	Температура воздуха,		Влажность воздуха, %	
		зимняя	летняя	зимой	летом
Турбинный цех	0,05	18	25	60	65

На примере этой таблицы [6] можно увидеть что ПДК не нарушается, потому что в технологическом процессе вещества содержащие пыль и другие вредные вещества не применяются.

Температура воздуха в зимнем периоде в пределах санитарных норм, что означает оборудование выделяет необходимого количества тепла.

Температура воздуха в летний период тоже в пределах санитарных

норм, это означает что вентиляция справляется со своей функцией.

Можно выделить две основных категории средств защиты, средства индивидуальной защиты и средства коллективной защиты. Все они необходимы для уменьшения или предотвращения воздействия на организм вредных и опасных факторов на производстве.

К средствам индивидуальной защиты моно отнести: наушники, шлемы, маски, очки, перчатки, респираторы, противогазы, комбинезоны, халаты, плащи, сапоги, каски, диэлектрические перчатки, манипуляторы, ручные захваты.

На ТЭЦ присутствует большая вероятность получить поражение от электрического тока, в случае чего исход может быть вплоть до фатального.

Повреждения электрическим током может носить разнообразный характер, при пропускание через организм ток может нанести электролитическое, термическое, механическое, биологическое повреждения.

Большое количество пострадавших от удара электрическим током получают электрический ожог. Прохождение электрического тока может вызвать возбуждение тканей организма, что сопровождается неконтролируемым сокращением мышц. Последствия такого поражения может варьироваться от легких судорожных сокращений, вплоть до остановки работы сердца.

Помещения на ТЭЦ, из которых можно выделить ОРУ по уровню безопасности обслуживания электроустановок с особо опасными устройствами.

При работе с электрическим оборудованием так же должны соблюдаться требования ПТБ и ПТЭ.

Для работы с оборудованием, чье напряжение выше 1 кВ есть ряд условий:

1. У производства должно быть разрешение лица отвечающего за эл.хозяйство ;
2. Не менее двух человек должны проводить работы ;
3. Соблюдение ряда мероприятия(технические и организационные) отвечающие за безопасность работ ;
4. Должны использовать средства защиты с соблюдением ;
5. требований ПУЭ, при обслуживании электрических установок ;
6. Защитные средства у которых изоляция способно выдержать напряжение рабочих электрических установок, благодаря которым есть возможность прикасаться к частям под сильным током и напряжением; [6]

Пожарная безопасность.

Для обеспечения должного уровня пожарной безопасности при использовании электрических установок необходимо соблюдать такие условия как:

1. Защита от токов КЗ необходима всем электрическим установкам, которые имеют риск быть приведенными к возгоранию;

2. Различное электрическое оборудование, сети, которые используются на производстве, должны соблюдать все требования ПТЭ, ПТБ и ПУЭ;

Так же имеются запреты при использовании электрических установок:

1. Работа оборудования, чей поверхностный нагрев при его эксплуатации более на 40 °С температуру окружающего его воздуха;

2. Использование проводов и кабелей с неисправной изоляцией;

Присутствуют и меры по безопасности:

1. Необходимо предоставить средства для тушения пожара;

2. Необходимо обеспечить связь для быстрого вызова пожарной бригады;

3. Эти средства необходимо поместить на специальные щиты;

4. Должно быть отмечено местоположение кранов на схеме пожарного водовода.

5. В помещениях с электрическим оборудованием находятся посты с средствами пожаротушения;

6. Места постов необходимо согласовать с пожарной охраной;

5.2 Акустический расчет и меры защиты от воздействий

Таблица 5.4-Уровни звукового давления, которые создаются паровой турбиной

Наименование агрегата	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
турбина	70	69	72	73	76	80	80	75

Количество источников шума(турбин):4

Расстояние от источника шума: $r_1=r_2=11,2$ м, $r_3=10,3$ м, $r_4=12,3$ м;

Габариты помещения :1900 м³;

Параметры кабины наблюдателя:18*12*6;

Площади глухих стен:90м² ,216м²;

Площадь двери : 6м²;

Площадь окна: 5м²;

Расчет уровня давления звука в помещении, при четырех источниках шума.

Уровни звукового давления в точках на местах работы в зоне отраженного и прямого звука определяются по формуле [1]:

$$L = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\Psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i \right), \quad (5.1)$$

L_{pi} - октавный уровень мощности звука измеряемы в дБ;

m- количество источников шума;

n-общее кол-во источников шума;

Минимальное расстояние от акустического центра и источника до расчетной точки: , $r_{\min} = 10,3$ м, $3 \cdot r_{\min} = 30,9$;

Суммарное количество источников шума, используемых в расчете и ближайшие к расчетной точке. Если $r_i < 3 \cdot r_{\min}$, будет равно 3 ($m=3$).

У всех источников присутствует условие $2 \cdot l_{\max} < r_{\min}$, $3,2$ м $< 10,3$ м, следовательно можно принять $S_i = 2 \pi r_i^2$ – как площадь, правильной геометрической формы[1].

$$S_1 = S_2 = 6,28 \cdot (11,2^2) = 787,76 \text{ м}^2; \quad (5.2)$$

$$S_3 = 6,28 \cdot (10,3^2) = 666,25 \text{ м}^2;$$

$$S_4 = 6,28 \cdot (12,3^2) = 950,1 \text{ м}^2;$$

$$r_{\min} / l_{\max} = 10,3 / 1,6 = 6,43 \quad (5.3)$$

По рисунку определяем коэффициент влияния акустического поля.

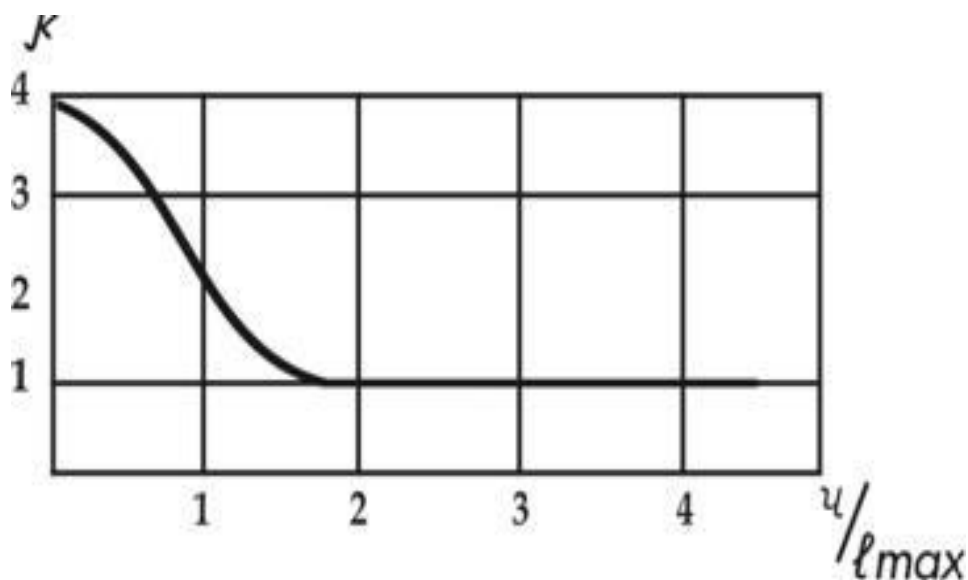


Рисунок 5.1- График для определения коэффициента χ в зависимости от отношения r к максимальному линейному размеру источника шума l_{\max}

$\Phi=1$ – фактор напряженности источника шума, определяемый опытным путем, не имеет размерности [1].

$$V_{1000} = V / 20; \quad (5.4)$$

$$V_{1000} = 1900 / 20 = 190 \text{ м}^3;$$

Таблица 5.5 - Частотный множитель

ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
-------------------	------

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	6

Ψ - коэффициент, который учитывает у диффузного звукового поля нарушения. Находится этот коэффициент по графику в котором отображена зависимости от отношения постоянной помещения V к площади ограждающих поверхностей. $S_{орг}$ ($V/S_{орг}=1$) [1], $\Psi = 0,9$.

$$\Delta L_{тр} = L_{общ} - L_{доп}. \quad (5.5)$$

Таблица 5.6 - Допустимые уровни звукового давления

Наименование помещений и рабочих мест	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Кабины дистанционного управления с речевой связью	$L_{доп}$	83	74	68	63	60	57	55	54

Произведем для примера расчет для частоты 125 Гц:

$$\Delta_{1,2,3} = 10^{0,1 \cdot L_p} = 10^{0,1 \cdot 69} = 10^{6,9}, \quad (5.6)$$

$$V = V_{1000} \cdot \mu = 95 \cdot 0,5 = 47,5 \text{ м}^3, \quad (5.7)$$

$$L_{общ} = 10 \lg \left(2 \cdot \frac{10^{6,9} \cdot 1 \cdot 1}{787,76} + 2 \cdot \frac{10^{6,9} \cdot 1 \cdot 1}{666,25} + \frac{10^{6,9} \cdot 1 \cdot 1}{950,1} \right) + \frac{4 \cdot 1}{47,5} \cdot 5 \cdot 10^{6,9} = 66,91 \text{ дБ},$$

$$L_{тр} = 66,91 - 74 = -7,09 \text{ дБ}.$$

Аналогичным образом, проведу расчет для частот 63, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц, расчеты проведу в программе «Microsoft office excell»

Исходя из результатов приходим к выводу что присутствует необходимость в использование методов по снижению шума.

Расчет мероприятий по снижению шума.

Необходимую способность в звукоизоляции каждого элемента можно рассчитать по формуле:

$$R_{три} = L_{ш} - 10 \cdot \lg V + 10 \cdot \lg S_i - L_{доп} + 10 \cdot \lg n. \quad (5.8)$$

Величина V находится по формуле:

$$V = V_{1000} \cdot \mu. \quad (5.9)$$

Для наблюдательной кабины с объемом $V = 18 \cdot 12 \cdot 5 = 1080 \text{ м}^3$, имеем:

$$V_{1000} = V / 10 = 108 \text{ м}^3. \quad (5.10)$$

- для стен и перекрытий (S_1 и S_2) используем фанеру, толщиной в 6 мм, средняя поверхностная плотность ограждения, которого $2,4 \text{ кг/м}^2$ [1];

- спроектируем щитовую дверь (S_3) обыкновенную, филенчатую без уплотняющих прокладок [1];

Расчет мероприятий по снижению шума

- окно с силикатным стеклом без уплотняющих прокладок толщиной 3 мм без уплотняющих прокладок

В результате стены, перекрытия, окно и дверь обеспечат полную звукоизоляцию кабины наблюдения.

Таблица 5.7 – Акустический расчет

№	величина	ед.изм.	среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
			63,00	125,00	250,00	500,00	1000,00	2000,00	4000,00	8000,00
1	Lp	дБ	70,00	69,00	72,00	73,00	76,00	80,00	80,00	75,00
2	Δi	-	1,00E+07	7,94E+06	1,58E+07	2,00E+07	3,98E+07	1,00E+08	1,00E+08	3,16E+07
3	X1,2,3,4	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
4	Ф	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	S1,2	м^(2)	787,76	787,76	787,76	787,76	787,76	787,76	787,76	787,76
6	S3	м^(2)	666,25	666,25	666,25	666,25	666,25	666,25	666,25	666,25
7	S4	м^(2)	950,10	950,10	950,10	950,10	950,10	950,10	950,10	950,10
8	B/Sorp	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
9	ψ	-	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
10	μ	-	0,65	0,62	0,64	0,75	1,00	1,50	2,40	4,20
11	B	м^(2)	30,88	29,45	30,40	35,63	47,50	71,25	114,00	199,50
12	Lсум	дБ	67,71	66,91	69,77	70,09	71,86	74,14	72,16	64,86
13	Lдоп	дБ	83,00	74,00	68,00	63,00	60,00	57,00	55,00	54,00
14	Lтр	дБ	-15,29	-7,09	1,77	7,09	11,86	17,14	17,16	10,86

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

лист

Таблица 5.8 – Расчет мероприятий по снижению шума

№	Величина	Ед.изм.	Среднегеометрическая частота, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	V1000	кв.м	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
2	μ	-	0,65	0,62	0,64	0,75	1,00	1,50	2,40	4,20
3	$V=\mu*V1000$		70,20	66,96	69,12	81,00	108,00	162,00	259,20	453,60
4	Lсум	дБ	67,71	66,91	69,77	70,09	71,86	74,14	72,16	64,86
5	Lдоп	дБ	83,00	74,00	68,00	63,00	60,00	57,00	55,00	54,00
6	10lgn		6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
7	10lgB		18,46	18,26	18,40	19,08	20,33	22,10	24,14	26,57
8	10lgS1(S1=90 м2)		19,54	19,54	19,54	19,54	19,54	19,54	19,54	19,54
9	10lgS2(S2=216 м2)		23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34
10	10lgS3(S3=6 м2)		7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78
11	10lgS4(S4=5 м2)		6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
12	Rтр1	дБ			8,94	13,57	17,09	20,60	18,59	9,86
13	Rтр2	дБ			12,74	17,37	20,89	24,41	22,39	13,66
14	Rтр3	дБ			-2,82	1,81	5,33	8,84	6,83	-1,91
15	Rтр4	дБ			-3,61	1,02	4,54	8,05	6,04	-2,70

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

лист

5.3 Расчет освещенности кабины диспетчера

Расчет освещенности позволяет определить число светильников, также их типы и где их размещать. Искусственное освещение осуществляется при помощи люминесцентных ламп и ламп накаливания. Люминесцентные лампы более близки к естественному освещению, в 1,5-2 раза больше КПД чем у ламп накаливания, светоотдача выше примерно в 3-4 раза, имеет более продолжительный срок эксплуатации и учитывая все эти факторы они более предпочтительнее.

Для данного расчета принят метод «коэффициента использования светового потока». Данный расчет необходим для определения светового потока светильника [5].

Расчет для помещения 25м² ширина которого – 5м, а высота – 3 м. Вычислить необходимое число светильников, при помощи метода светового потока [5].

Световой поток F

$$F = \frac{E * K * S * Z}{n} \quad (5.11)$$

F-световой поток, Лм;

E-минимальная освещенность, Лк (300Лк);

S-Площадь помещения (25 м²);

Z-отношение освещенности средней к минимальной (1,1 по СНиП 23-05-95) [4]

K- коэффициент запаса, определяющий уменьшение потока за период эксплуатации (1,5);

n-коэффициент использования, находится по таблице коэффициентов различных светильников;

Определение индекса помещения:

$$I = \frac{S}{h * (A + B)} \quad (5.12)$$

$$\frac{25}{2,92 * (5 + 5)} = 0,86.$$

Исходя из таблиц коэффициентов использования светового потока [5]

n=0,29.

Из имеющихся данных можно определить F:

$$\frac{300 * 1,5 * 25 * 1,1}{0,29} = 42672 \text{ Лм.}$$

При выборе ламп ЛБ40-1Б, можно рассчитать количество:

$$N = \frac{F}{F_{л}}. \quad (5.13)$$

Где: N-число ламп;
F-световой поток (42672 Лм);
F_л- световой поток(4320Лм).

$$N = \frac{46272}{4320} = 10 \text{ шт.}$$

Вывод по разделу БЖД:

В разделе БЖД я провел акустический расчет уровня шумов и мер по защите от воздействия. В ходе расчета для стен предложены фанеры с шириной в 6мм, обыкновенная дверь, филенчатая без уплотняющих прокладок. окна с силикатным стеклом без уплотняющих прокладок толщиной 3 мм без уплотняющих прокладок, что в результате обеспечит полную звукоизоляцию помещения. Так же проведен расчет освещенности для помещения площадью в 25 м², исходя из расчета можно сделать вывод что для комфортного пребывания без вреда для здоровья необходимо 10 люминесцентных ламп.

Глава 6 Раздел экономики

6.1 Расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии.

Необходимые для расчета себестоимостей отпусков на электрическую и тепловую энергию взяты с годового отчета за 2019:

Объемы на электричество и тепло за год.

при расчетах необходимо учитывать долю из вырабатываемой энергии, которая уходит на собственные нужды. В данных расчетах взяты показатели в 10% на нужды в электроэнергии и 1% для тепловой

$$\Theta_{от} = \Theta_{в}(1 - \Theta_{сн}), \quad (6.1)$$

$$\Theta_{от} = 490(1 - 0,1) = 441 \text{ млн.кВтч},$$

$$Q_{от} = Q_{в}(1 - Q_{сн}), \quad (6.2)$$

$$Q_{от} = 1795(1 - 0,01) = 1777,05 \text{ тыс.Гкал.}$$

Затраты на топливо:

$$B_{э} = \Theta_{в} \cdot b_{э}, \quad (6.3)$$

$$B_{э} = 490 \cdot 218 / 1000 = 106,82 \text{ тыс.тут},$$

$$B_{т} = Q_{в} \cdot b_{т}, \quad (6.4)$$

$$B_{т} = 1795 \cdot 183 / 1000 = 328,86 \text{ тыс.тут.}$$

Для топлива суммарный расход рассчитывается:

$$B_{у} = B_{э} + B_{т}, \quad (6.5)$$

$$B_{у} = 106,82 + 328,86 = 435,31 \text{ тыс.тут.}$$

Расход для натурального топлива рассчитывается формулой:

$$B_{н} = B_{у} \cdot K_{п}, \quad (6.6)$$

$$B_{н} = 435,31 \cdot 1,62 = 708,63 \text{ тыс.тнт.}$$

В которой $K_{п}$ -коэффициент перевода к натуральному топливу условного:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{улс}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \quad (6.7)$$

$$K_{\Pi} = \frac{7000}{4300} = 1,62.$$

Где $Q_{\text{улс}}$ -7000 ккал/кг, теплотворная способность взятая для условного топлива;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – 4300 ккал/кг, для данного расчета теплотворная способность топлива.

Для затрат на транспортировку топлива до станции расчет:

$$\Pi_{\text{тр}} = R \cdot (0,7 \div 0,9), \quad (6.8)$$

$$\Pi_{\text{тр}} = 1021 \cdot 0,8 = 816,9 \text{ тенге/тнт.}$$

В котором R- расстояние до ТЭЦ-3 от карагандинского бассейна. Затраты в сумме на топливо составляют:

$$I_{\text{тр}} = B_{\text{н}} \cdot (\Pi_{\text{тр}} + \Pi_{\text{т}}), \quad (6.9)$$

$$I_{\text{т}} = 708,6 \cdot (816,8 + 8025) = 6265,6 \text{ млн.тг.}$$

Расчет КПИ для топлива.

При нахождении Коэффициента полезного использования топлива, при учете расхода тепловой энергии и электрической энергии на собственные нужды:

$$K_{\text{ПИ}_3} = 123 : b_3, \quad (6.10)$$

$$K_{\text{ПИ}_3} = 123 : 218 \cdot 100\% = 56,5\%,$$

$$K_{\text{ПИ}_\text{т}} = 143 : b_{\text{т}}, \quad (6.11)$$

$$K_{\text{ПИ}_\text{т}} = 143 : 183 \cdot 100\% = 77,9\%.$$

Коэффициент использования топлива теплоцентралью будет рассчитываться:

$$K_{\text{ПИ}} = \frac{0,86 + Q_{\text{от}} + \mathcal{E}_{\text{от}}}{7 \cdot B_{\text{г}}} \cdot 100\%, \quad (6.12)$$

$$K_{\text{ПИ}} = \frac{0,86 + 1777,1 + 435}{7 \cdot 435} \cdot 100\% = 72,7\%.$$

В данном уравнение, 0,86 является коэффициентом перевода в тепло

электроэнергии, а 7 теплотворная способность условного топлива.

Затраты рассчитываемые под использования природной среды исходя из отчета за 2019 год составляют: $Z_{\text{пр}}=3170$ тыс.тенге.

В отчете по данным за 2019 год, для себестоимости воды используется цена 24,55 тенге, при годовом объеме воды потребляемой теплоэлектростанцией воды- 4881 тыс. тонн.

Затраты на воду рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{в}}=Z_{\text{пр}}+S_{\text{в}}\cdot V_{\text{г}}; \quad (6.13)$$

$$Z_{\text{в}}=3170+24,5+4881=122,99 \text{ млн.тенге};$$

В данном уравнение представлена себестоимость $S_{\text{в}}$ -1 тонны воды, а $V_{\text{г}}$ годовой объем воды потребляемой станцией.

Исходя из отчетных данных АО АлЭС ТЭЦ-3 количество рабочих составило 390 человек, с средней затратай на оплату труда, для одного сотрудника составило 1300 тыс.тенге.

Основная заработная плата:

$$I_{\text{зпо}}=390\cdot 1300=507000 \text{ тыс.тенге.}$$

Расчет дополнительной заработной платы:

$$I_{\text{зпж}}= I_{\text{зпо}}\cdot 0,1, \quad (6.14)$$

$$I_{\text{зпж}}= 507000\cdot 0,1=50700.$$

Начисления на заработную плату:

$$I_{\text{зпн}}= (I_{\text{зпо}}+ I_{\text{зпж}})\cdot 0,21, \quad (6.15)$$

$$I_{\text{зпн}}= (507000+50700)\cdot 0,21=117117 \text{ тыс.тенге.}$$

Суммарный фонд на заработные платы:

$$I_{\text{зп}}=I_{\text{зпо}}+I_{\text{зпж}}+I_{\text{зпн}}, \quad (6.15)$$

$$I_{\text{зп}}=50700+507000+117117=674,8 \text{ млн.тенге.}$$

К моменту расчета стоимость доллара США составляет 414 тенге, следовательно суммарные капитальные вложения будут равны:

$$K_{\text{сум}}=K_{\text{уд}}\cdot N_{\text{у}}\cdot K_{\text{из}}; \quad (6.16)$$

$$K_{\text{сум}}=2000\cdot 174\cdot 0,7=100850,4 \text{ млн.тенге.}$$

В данной формуле N_y -установленная мощность станции, $K_{из}$ – коэффициент износа, а для АТЭЦ-3 $K_{уд}$ принимается равной 2000\$/кВт.

Количество амортизационных отчислений рассчитываются:

$$I_{ао}=0,07 \cdot K_{сум}, \quad (6.17)$$

$$I_{ао}=0,07 \cdot 100850,4=7059,5 \text{ млн.тенге.}$$

Где норма амортизации принимается равной 0,07, что означает годовой процент возмещения стоимости изношенной части основной части средств, который составляет 7%.

Расчет на затраты к проведению текущего ремонта.

Возобновления работоспособности оборудования, является целью ремонта, нормализовать эксплуатационных показатели вспомогательного оборудования, основного оборудования. В данные расходы входят такие затраты как: затраты на техосмотр, затраты поддержание оборудования в рабочем состоянии. Суммарный расход на ремонт принимается как 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{рем}= I_{ао} \cdot 0,15=1058 \text{ млн.тенге.} \quad (6.18)$$

Расчет на платы за выбросы.

В зависимости от объемов выбросов изменяется и оплата за выбросы вредоносных веществ, также необходимо учитывать вид используемого топлива. За Экибастузский уголь оплата за выбросы варьируется в пределах 220-260 Тенге за тонну. Исходя из этого:

$$I_{выб}=250 \cdot V_{н}, \quad (6.19)$$

$$I_{выб}=250 \cdot 708,63=17,71 \text{ млн.тенге.}$$

Общие стационарные затраты и цеховые затраты включают в себя: затраты на административно-управленческие (канцелярий, командировочные), общепроизводственные (содержание и амортизация, испытания, охрану труда и тд.), также отчисления на целевые расходы, обслуживания цехов, управление ими.

Для ТЭС принято использовать формулу:

$$I_{общ}=0,2 \cdot (I_{ао}+ I_{зп}+ I_{выб})=1758,7 \text{ млн.тенге.}$$

Исходя их факта, что ТЭЦ занимается выработкой и тепловой энергии, и электрической энергии, появляется необходимость в разделении суммарных затрат на оба вида энергии, так как это необходимо при подсчете

себестоимости их выработки и как в следствии, появляется возможность в подсчете экономической эффективности работы ТЭЦ исходя из, изучении и сравнении, порознь электрической и тепловой энергии.

Существует большое количество методов к подсчету затрат между электрической и тепловой энергией на ТЭЦ. На территории РК активно используют метод, смысл которого в отражении экономии от применения комбинированного производства тепловой и электрической энергии. В данном методе необходимо определить, как распределяется топливо по термодинамической ценности паров с разными параметрами.

Для выполнения данного подсчета по разнесению затрат на выработки и тепловой, и электрической энергии можно применить метод коэффициента:

$$K_p = \frac{B_э}{B_y}, \quad (6.20)$$

$$(1-K_p) = (1-0.24) = 0,76. \quad (6.21)$$

Исходя из данного коэффициента можно предположить в каком количестве доли расходов на отпуск как тепловой так и электрической энергии. Данном методе получено что, 24% расходуемого топлива идет на выработку электрической энергии, следовательно 76% расходуемого топлива идет на выработку тепловой энергии.

Себестоимость отпусков электрической энергии:

$$S_э = \frac{I_T + I_B + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{\Delta_{от}} = \frac{16958,26}{490} = 9,3 \text{ тг/кВч},$$

$$S_э = \frac{I_T + I_B + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{\Delta_{от}} = \frac{12888}{1777,05} = 7252 \text{ тг/Гкал}.$$

6.2 Экономическая выгода модернизации

При подсчете оптимальных характеристик так как я получил большое количество поверхности теплообмена и уменьшение давление в конденсаторе на 7%, что повышает КПД на 0,11% ,что можно наблюдать наглядно видно на рис.

Расчет ведется методом окупаемости инвестиций РР

В начальные инвестиции входят суммы всех затрат на модернизацию (закупка оборудование, доставка, монтаж и пуско-наладочные работы):

$$I_0 = 30000 + 4000 + 3000 + 3000 = 40000 \text{ тыс.тенге.} \quad (6.21)$$

При экономии за счет модернизации в 13,78 млн.тенге.

$$PP = \frac{40}{13.78} = 2,9 \approx 3 \text{ года.} \quad (6.22)$$

Благодаря повышению КПД станции, при выработке такого же количества электрической и тепловой энергии затрачивается меньшее количество топлива, составляющие 13,78 млн. тенге в год. При суммарном вложении с учетом покупки, установки, перевозки на модернизацию в 40 млн.тенге.

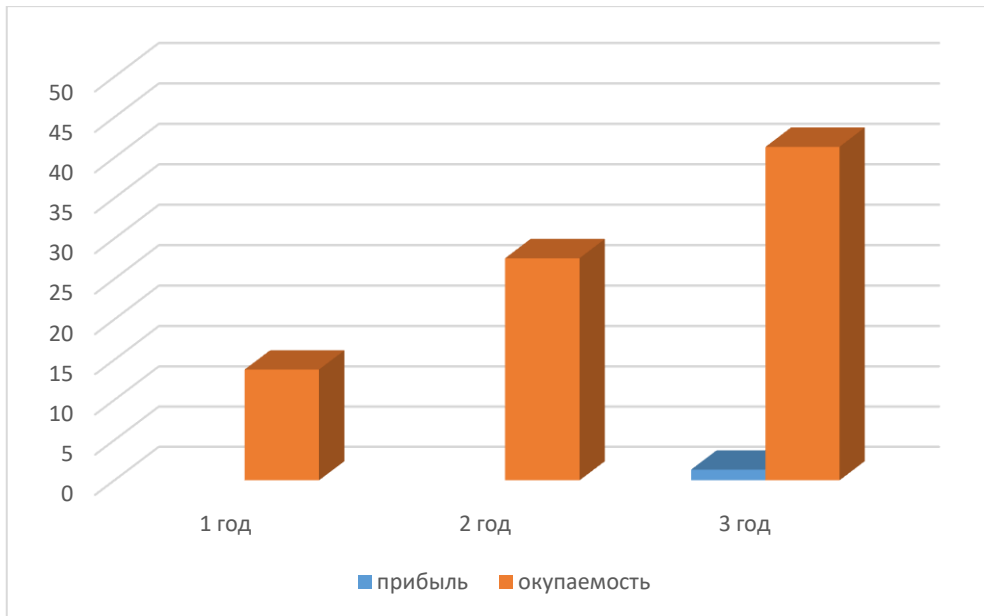


Рисунок 6.1-диаграмма окупаемости модернизации

Вывод: благодаря модернизации, КПД станции увеличивается на 0,11%, следовательно, станция вырабатывает такое же количество энергии при меньшем количестве топлива и данную модернизацию можно назвать, целесообразной и она окупается на 3ем году использования.

Заключение

В данном дипломном проекте был рассмотрен способ повышения энергоэффективности АО АлЭС ТЭЦ-3, путем модернизации конденсатора. Был произведен расчет четырех тепловых режимов для принципиальной тепловой схемы, реконструированной турбины под теплофикационные нужды К-50-90.

В специальном вопросе был рассмотрен вариант модернизации конденсатора путем понижения давления, увеличения площади поверхности теплопередачи. Понижение давления в конденсаторе дают выигрыш в КПД станции, что позволяет вырабатывать необходимое количество тепловой и электрической энергии, но при этом использовать меньше органического топлива.

В главе безопасность жизнедеятельности проведен анализ опасных производственных факторов на ТЭЦ, приведены нормативные характеристики, произведен расчет по шумоглушению, освещению.

В главе экономики произведен расчет по затратам электрической станции за год, расчет себестоимости по отпуску тепловой и электрической энергии. Также было проведено технико-экономическое обоснование модернизации конденсатора, был рассчитан срок окупаемости проекта.

При создании дипломного проекта были использованы программные продукты: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Word, AutoCAD.

Список использованной литературы

- 1 Жандаулетова Ф. Р., Бегимбетова А. С. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Защита от производственного шума» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат – Алматы: АИЭС, 2009. – 34 с.
- 2 СНИП 23-03-2003 «Защита от шума».
- 3 Григорьян Ф.Е. «Борьба с шумом стационарных энергетических машин. – Л.: Машиностроение», 1980 г.
- 4 «Бойко Е.А., Баженов К.В., Грачев П.А. «Тепловые электрические станции» (Паротурбинные энергетические установки ТЭС). Справочное пособие. — КГТУ, Красноярск, 2006г, 153 с.
- 5 Юренев В.Н., Лебедев П.Д. Теплотехнический справочник. Том 1. Изд. 2-е, перераб. М., «Энергия», 1975. 744 с. с ил.
- 6 Юренев В.Н., Лебедев П.Д. Теплотехнический справочник. Том 2 .Изд. 2-е, перераб. М., «Энергия», 1976. 896 с. с ил.
- 7 Ривкин С.Л., Александров А.А. «Теплофизические свойства воды и водяного пара». Справочник.- М: Энергоатомиздат. 2004.
- 8 «Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики». Номенклатурный каталог. Часть 1.- М., 1998
- 9 «Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики». Номенклатурный каталог. Часть 2.- М., 1999.
- 10 «Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики». Номенклатурный каталог. Часть 3.- М., 1997.
- 11 Соловьев Ю.П. «Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий».- М., 2008.
- 12 Соловьев Ю.П. «Проектирование крупных центральных котельных для комплекса тепловых потребителей».
- 13 Парамонов С.Г. Экономика энергетики. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов по специальности 5В071700 – Теплоэнергетика. – Алматы: АУЭС; 2017.- 19 с.
- 14 Шляхин П.Н. Паровые и газовые турбины. Учебник для техникумов. Изд.2-е, перераб. и доп., М., "Энергия", 1974.
- 15 Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. - 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 640с.
- 16 Методические указания для студентов. Специальности 5В071700- Теплоэнергетика-Алматы: АУЭС, 2013 -45с.