

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____
Клибалин А.А. к.т.н.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 замкнутой паровой турбины

Специальность теплоэнергетика, ТЭС 5В071700

Выполнил (а) Алафранов С.А. ТЭС-10-3
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Бактияр Б.Т., к.т.н., ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Тарашинев С.Т. к.э.н. профессор АЭЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 11 » _____ 20__ 14 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бегимбетова А.С. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 11 » _____ 20__ 14 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

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

Нормоконтролер: Субеева В.Т. доцент АЭЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 11 » _____ 20__ 14 г.
(подпись)

Рецензент: Ваганов О.В.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20__ г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет тепловысотелитический
Специальность тепловысотелитика
Кафедра Тепловысотелитические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Аларсанов Станислав Александрович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Реконструкция Алматынской ТЭЦ-3
длинной паровой турбины

утверждена приказом ректора № ___ от «___» сентября 20___ г.

Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.

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

Установленная мощность станции 173 МВт
Тепловысотелитический узел Жибастузского района
Температурный график тепловысотелитической сети 132/70°C

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

Актуальность, введение, описание станции, компоновка главного корпуса и котельной, тепловая часть АТЭЦ-3, расчет тепловой части АТЭЦ-3, раздел безопасности жизнедеятельности, экологическая часть, специальный вопрос, заключение.

Аннотация

В данном дипломном проекте предлагается вариант реконструкции Алматинской ТЭЦ-3 заменой паровой турбины Т – 41 – 8,8 с установкой новой теплофикационной турбины Т – 50 – 8,8 на месте существующей. Произведен расчет тепловых схем турбин Т-41-90 и Т-50-90, 4 режимов тепловой нагрузки, выбор основного и вспомогательного тепломеханического оборудования. Произведен анализ рабочего места в турбинном цеху, расчёт выбросов дымовых газов в атмосферу и расчет освещения теплового щита точечным методом. В экономической части рассчитана себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии до и после реконструкции.

Annotation

In this thesis project proposed variant of reconstruction Almaty TPS-3 replacement steam turbine T - 41 - 8.8 with the installation of a new cogeneration turbine T - 50 - 8.8 on the existing site. The calculation of thermal schemes turbines T-41-90 and T-50-90, 4 modes of heat load, choice of main and auxiliary thermal mechanical equipment. The analysis of the workplace in the turbine shop, payment flue gas emissions into the atmosphere and lighting calculations heat shield point method. In the economic part of the calculated cost of sales of electricity and thermal energy before and after reconstruction.

Аңдатпа

Айтылмыш дипломдық жобада Алматинской ТЭЦ- 3 реконструкции нұсқасы будың турбинасының ауыстырушылығы мен Т - 41 - 8,8 жаңа теплофикация турбинаның қондырғысы мен Т - 50 - 8,8 бас жер бар ұсынылады. Жылының нобайының Т- 41-90 және Т- 50-90 турбинасы, жылының жүгінің 4 режимінің есепайыр, негізгі және қосалқы тепломеханического жабдықтың талғамы. Анализ жұмыс жайым турбиналыда цех қажаса, түтіннің газының шығарындысының есебі атмосфера және жылының қалқанының жарық түсір-есебіне нүктелі кәдіспен. Экономикалық бөлікте электр және жылы қайраттың демалысының өзіндік құны дейін және кейін реконструкции өлшеулі.

Содержание

1. Введение _____
2. Краткое описание электростанции _____
3. Генеральный план и компоновка главного корпуса
 - 3.1 Оборудование котельного цеха _____
 - 3.2 Оборудование турбинного цеха _____
 - 3.3 Система технического водоснабжения _____
 - 3.4 Химический цех _____
4. Тепловая часть
 - 4.1 Расчёт 4 режимов тепловой нагрузки _____
 - 4.2 Расчёт тепловой схемы турбины Т-41-90 _____
5. Безопасность жизнедеятельности
 - 5.1 Экологический паспорт _____
 - 5.2 Краткая характеристика производства _____
 - 5.3 Расчёт выбросов дымовых газов в атмосферу _____
 - 5.4 Расчет освещения теплового щита точечным методом _____
6. Экономическая часть
 - 6.1 Расчёт себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии до реконструкции _____
 - 6.2 Расчёт себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии после реконструкции _____
7. Специальный вопрос
 - 7.1 Основные показатели турбины Т-50-90 _____
 - 7.2 Расчёт тепловой схемы турбины Т-50-90 _____
8. Заключение _____
9. Список используемой литературы _____

1. Введение

Алматинская ТЭЦ-3 введена в эксплуатацию в 1961 году. Эффективность установленного на ТЭЦ-3 оборудования соответствует разработкам, выполненным до 1955 года. Невысокая надёжность оборудования требует всё более частых и дорогостоящих ремонтов. Одновременно происходит и моральное старение этого оборудования. Также на уменьшение КПД влияет перевод станции на сжигание непроектного топлива.

Несмотря на низкую эффективность работы ТЭЦ-3, электрическая мощность ТЭЦ-3 активно используется на рынке электроэнергии для покрытия пиковой части электрических нагрузок с числом часов использования около 5000 часов.

По мнению изготовителя существующих турбин – Ленинградского металлического завода при принятии решений о дальнейшей эксплуатации турбоагрегатов, выработавших свой парковый ресурс, приоритетным является восстановление ресурса, а не продление индивидуального ресурса, что подтверждается участвовавшими в последние годы авариями на энергетическом оборудовании России.

Для решения этой проблемы в данном дипломном проекте рассматривается проект реконструкции станции заменой устаревшего турбоагрегата новым.

2. Краткое описание электростанции

Основное оборудование

На Алматинской ТЭЦ-3 установлено:

6 котлов БКЗ-160-100

Сжигаемое топливо: каменный уголь Экибастузского разреза

Растопочное топливо: мазут М100

3 турбины Т-41-90

1 турбина К-50-90

4 генератора ТВ 60-2

ОРУ – 220кВ

ОРУ – 110кВ

ОРУ – 35 кВ

26 трансформаторов до 2 500тыс.кВА

7 трансформаторов от 10 тыс. до 80 тыс. кВА

1 трансформатор более 80 тыс. кВА

Установленная мощность:

Электрическая – 173,0МВт

Тепловая – 389,9МВт (335,26Гкал/ч)

Располагаемая мощность:

Электрическая – 162,3 МВт

Тепловая – 264,08МВт (227,07 Гкал/ч)

Причиной в разрыве установленной и располагаемой мощности является дефицит паропроизводительности котлов, работающих на непроектном топливе и низкая тепловая нагрузка турбин. Выработка электроэнергии в конденсационном режиме ограничивается недостаточной охлаждающей способностью градирен и неудовлетворительным состоянием конденсаторов турбин. На станции установлено гидрозолоудаление с возвратом осветлённой и дренажной воды в цикл. Промышленный водозабор состоит из 13 артезианских скважин с глубиной 200 – 300 метров. Годовой забор воды для

восполнения потерь и на покрытие хозяйственных нужд составляет 6107 млн.м³. Для охлаждения конденсатора турбины используются обратная схема циркуляционной воды с расходом 8 м³/час при максимальной загрузке турбины. Установлено пять десятисекционных градирен вентиляторного типа. Алматинская ТЭЦ 3 расположена за чертой города в северном направлении. Имеет полуоткрытую компоновку. Основное оборудование котельного цеха находится под шатром, турбины и вспомогательное оборудование котельного цеха под открытым небом.

Данная станция пущена в 1962 году. На электростанции было установлено 4 турбины К-50-90, три из которых были позднее реконструированы с установкой теплофикационного отбора и 6 котлов типа БКЗ 160 – 100.

Топливная подача состоит из четырёх ленточных конвейеров и разгрузочного сарая. Число сотрудников станции – 340 человек.

3. Генеральный план и компоновка главного корпуса

Алматинская ТЭЦ – 3 находится на участке площадью 221,11 га. Промышленная площадка занимает участок 30,3 га, площадь артезианских скважин 1,6 га, золоотвал занимает площадь 100 га, площадь основных зданий и сооружений 7,8 га. Площадка станции ровная, имеет общий уклон на северо-запад и местный уклон на запад. Высота площадки над уровнем моря колеблется от 629 м до 626 м.

Станция имеет границы:

С запада – речка малая Алматинка

С юга – предприятие САЭМИ

С востока – завод ЗЖБК

С севера нет граничащих объектов

С восточной стороны промышленной площадки подходит подъездная автодорога, а с севера подъездной железнодорожный путь. Протяженность железнодорожного пути по территории до станции Жетысу – 3,2км. Линии электропередачи (ЛЭП) отходят от станции в восточном направлении. Трубопроводы теплотрасс направлены к потребителю в восточном и западном направлении. Золоотвал расположен в северном направлении, на расстоянии 1.5 км. Очистные сооружения нефтесодержащих и фекальных стоков расположены в северо-западном направлении.

Линии электропередачи (ЛЭП) отходят от станции в восточном направлении. Трубопроводы теплотрасс направлены к потребителю в восточном и западном направлении. Золоотвал расположен в северном направлении, на расстоянии 1.5 км. Очистные сооружения нефтесодержащих и фекальных стоков расположены в северо-западном направлении. Производственная площадка имеет плотную застройку существующими зданиями и сооружениями. На складах хранения запасных частей установлен козловой кран, имеющий грузоподъемностью 20 тонн.

Компоновка главного корпуса – полуоткрытая.

Оборудование котельного цеха:

6 котлов БКЗ – 160 – 100 с вспомогательным оборудованием, мазутное хозяйство с мазутонасосными №1 и №2 (насосы типа 6К8 3шт и 4К6 3шт), система гидрозолоудаления с багерной насосной (насосы типа ГРАТ-1400 2шт и типа ГрТ-1400 1шт), золошлакоотвал с насосными осветленной воды №2 и №3 (насосы типа 200Д-60 3шт), компрессорная №1 и №2. Котлы БКЗ – 160 – 100 П – образной компоновки производительность 160т\ч, давление Рп.п – 100кг\см², t п.п. – 540 °С, снабжены пылесистемой с промежуточным бункером (ШБМ типа Ш – 10 2шт. производительностью по 20т\ч). Мельничные вентиляторы типа ВМ – 17 - 2шт. обеспечивают транспортировку угольной пыли через сепараторы и циклоны в бункер готовой пыли, ёмкость которого 145 т. Сырой уголь подается качающимся ПСУ из бункера сырого угля емкостью 140 т через подсушивающую трубу в ШБМ. Воздух, для поддержания горения (вторичный) и транспортирования пылеугольной смеси (первичный), подается двумя дутьевыми вентиляторами типа ВДН – 18. Проходя через 4-е ступени ВЗП он нагревается его до 360 °С , рабочая температура воздуха для транспортирования пылеугольной смеси тпыли - 70°С. Дымовые газы откачиваются дымососами типа Д – 18 2шт. через мокрые скруббера (на котлах №1-3 по 2 скруббера, а на котлах №4-6 по 1 скрубберу) со степенью очистки 96%. Тепловой щит управления располагается на отметке 8.0 м, так как там находятся узел питания котла и горелки, что обеспечивает удобство обслуживания.

Оборудование турбинного цеха:

Турбинный расположен правее от административного корпуса, имеет полуоткрытую компоновку, турбоагрегаты располагается на восьмой отметке

и укрыты шатрами, вспомогательное оборудование турбинного цеха находится на нулевой отметке в производственном корпусе.

На ТЭЦ-3 установлено четыре турбоагрегата:

- 1) Т – 41 – 90
- 2) Т – 41 – 90
- 3) Т – 41 – 90
- 4) К – 50 – 90

Турбоагрегат Т – 41 – 90 имеет номинальную мощность 41 МВт при полной нагрузке теплофикационного отбора

Турбоагрегат К – 50 – 90 имеет номинальную мощность 50 МВт

Технические характеристики:

Давление на голову турбины – 90 кгс/см²

Температура пара на голову турбины – 535 °С

Частота вращения ротора турбины – 3000 об/мин

Турбоагрегат имеет 22 ступени (одновенечная регулирующая ступень и 21 ступень давления). Число цилиндров турбоагрегата – один. Ротор турбины и генератора гибкие и соединяются жёсткой муфтой. Первые 19 дисков откованы вместе с валом, остальные диски насадные (диски 19 ступени турбин №1,2,3 срезаны при реконструкции). Максимальный расход пара на голову турбины – 230 т/ч. Регулирование подачи пара производится клапаном.

Масляная система турбины:

Маслонасос с двигателем постоянного и переменного тока.

Пусковой маслонасос.

Маслоохладитель – 2 штуки.

Маслоочистка.

Турбина работает на масле марки ТП – 22 как в системе регулирования, так и на смазку подшипников. Подача масла в систему регулирования производится с помощью насоса работающего непосредственно от вала

турбины. В систему смазки масло попадает двумя масляными эжекторами. Ёмкость масляного бака 16т. Маслоохладитель допускает возможность отключения одного из них как по воде, так и по маслу для чистки, при полной нагрузке турбины. Нельзя допускать, чтобы в маслоохладителе давление масла было больше давления воды.

Система охлаждения:

Конденсатор поверхностного типа 50КЦС (поверхность охлаждения 3000 м²) с гидравлическим сопротивлением 0,36 атм. Присосы воздуха в конденсатор не должны превышать 10кг/ч.

Паровоздухо – удаляющее устройство:

- 1) Эжектор типа ЭН – 3 – 600 – 3 пусковой (номинальное давление пара 12 атм расход пара 600 кг/ч, количество отсасываемого воздуха 75кг/ч)
- 2) Эжектор типа ЭН – 3 – 700 – 4 основной (номинальное давление 6 атм расход пара 700кг/ч количество отсасываемого воздуха 75 кг/ч).

Эжекторы служат для удаления паровоздушной смеси из конденсатора.

Система технического водоснабжения:

На ТЭЦ – 3 применена двухступенчатая система подогрева воды в бойлерах. На станцию вода поступает после потребителей и подаётся через основной и пиковый бойлер последовательно при помощи сетевых насосов. После этого вода вновь поступает в теплосеть. В основном бойлере подогрев воды осуществляется паром, который берут с 5 отбора турбины, либо от РОУ 100/1,5, в пиковом бойлере подогрев производят паром с 4 отбора турбины, либо с РОУ -100/13. Система горячего водоснабжения открытого типа с возвратом воды в цикл. Подача воды на горячее водоснабжение осуществляется из тепловых сетей, поэтому на станции предусмотрено умягчение и деаэрация исходной воды, так как вода с горячего водозабора

должна соответствовать всем санитарно – эпидемиологическим нормам. Допустимые нормы по карбонатной жёсткости не более 700 мкг.экв/л, содержание кислорода не должно превышать 50 мкг/кг. Подготовка подпиточной воды производится в атмосферном деаэраторе путём нагрева до 104 - 105°С, таким образом удаляются все болезнетворные бактерии. Для подачи сырой воды используются насосы сырой воды. Сырая вода также может использоваться на охлаждение генераторов, подшипников вспомогательного оборудования, маслоохладителей турбин. Для охлаждения циркуляционной воды на ТЭЦ установлены вентиляторные градирни плёночного типа. Высота – 13,5 метров. Оснащены вентиляторными установками типа ВАСО 14 – 16 – 32 с частотой оборотов 178 об/мин, мощность 30кВт, номинальный ток 90 А при напряжении 380 В.

Для покрытия станции водой используются 13 артезианских скважин, глубинные насосы и баки запаса общим объёмом 6000 м³.

Химический цех:

Химический цех ТЭЦ – 3 состоит из ХВО, лаборатории контроля качества состава масла, мазута, шлака, дымовых газов, угля, питательной воды и острого пара, водорода в системах охлаждения генератора, химически очищенной воды для восполнения основного цикла и теплосетей, склада хранения реагентов и кислот.

Система ХВО на ТЭЦ – 3 используется для восполнения пара и конденсата в цикл, а также для восполнения воды в теплосети. На ХВО подаётся артезианская вода при температура 25 – 30°С. Для восполнения потерь пара и конденсата в цикле воду обрабатывают по схеме полного последовательного двухступенчатого химического обессоливания с производительностью 45 куб. м/ч.

Система обработки воды для подачи в котлы:

Исходную воду нагревают в ПСВ до 25°C, после чего подаётся на водоочистку из турбинного цеха. Вода проходит через измерительные диафрагмы, находящиеся на трубопроводах, после чего поступает на Н – катионитовые фильтры первой ступени, которые заменяют все катиониты на катион водорода. После этого вода поступает на анионитовые фильтры первой ступени. Анионитные фильтры заменяют анионы сильных кислот, таких как SO_4 , Cl , NO_3 на анион OH . После этого вода поступает в декарбонизатор, где происходит удаление углекислоты. Из декарбонизатора воды поступает в бак частично обессоленной воды, объёмом 75 м^3 , откуда подаётся насосами ЗК – 6 на Н – катионитовые фильтры второй степени. Вторая ступень Н – катионитовых фильтров служит для адсорбции катионов натрия, которые проскочили через первую ступень Н – катионитовых фильтров и слабоосновных анионитовых фильтров. После этого вода поступает на анионитовые фильтры второй ступени, где поглощаются остатки углекислоты и проскочивших анионов. Далее вода поступает в бак обессоленной воды.

Параметры обессоленной воды:

Жёсткость – 5 мкг экв/кг

Щёлочность 10 -15 мкг экв/кг

Кремниевая кислота 200 – 500 мкг/кг

Солесодержание 0 - 10 мг/кг

Вода для подачи в теплосети обрабатывается по схеме прямого подкисления и должна удовлетворять следующий нормы:

Карбонатная жёсткость не больше 0,7 мг экв/л

Ph от 8.5 до 9.5, что соответствует госту питьевой воды.

Подготовка воды для открытых теплосетей обычно производится по схеме Н - катионирования по схеме Н –Na катионирования. Наиболее простой и надёжной является схема подкисления исходной воды. Для этого можно

использовать серную и соляную кислоту. При обработке воды подкислением расходуется меньше кислоты, чем в других схемах.

4. Тепловая часть

Расчет 4 режимов тепловой нагрузки:

С учетом того, что в отопительный период ТЭЦ работает по тепловому графику в базовой части, рассчитываются следующие 4 режима:

- 1 - Максимальный зимний режим.
- 2 - Режим средний наиболее холодного месяца.
- 3 - Средне отопительный режим
- 4 - Летний режим.

Определение тепловых нагрузок

Согласно заданию тепловая нагрузка составляет:

На отопление и вентиляцию $Q_{отв} = 120$ Гкал/ч;

На горячее водоснабжение $Q_{гвс} = 25$ Гкал/ч;

Объем тепловых сетей $V_{тс} = 2200$ м³,

Утечку в данном расчете принимаем = 0,5 % от объема воды в трубопроводах тепловых сетей

$$G_{од} = 0,005 \cdot V_{дн} = 0,005 \cdot 2200 = 11 \text{ т/час}$$

Тепловые потери с утечкой воды из т/сети

$$Q_{ут} = \frac{1}{3,6} \cdot G_{ут} \cdot C_p \cdot (t_{тс}^{сп} - t_{хв}) \cdot 10^{-3} = \frac{1}{3,6} \cdot 11 \cdot 4,19 \cdot (115 - 5) \cdot 10^{-3} = 1,4 \text{ Гкал/ч}$$

Где C_p - теплоемкость воды

$t_{тс}^{сп} = 115$ °С средняя температура воды в сети

$t_{хв} = 5$ °С температура холодной воды

Тепло вносимое подпиточной водой в систему тепловой сети:

$$Q_{под} = \frac{1}{3,6} \cdot G_{под} \cdot C_p \cdot (t_{под} - t_{хв}) \cdot 10^{-3} = \frac{1}{3,6} \cdot 11 \cdot 4,19 \cdot (40 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,44 \text{ Гкал/ч}$$

Где $t_{под} = 40$ °С температура подпиточной воды.

Для закрытой системы ГВС $G_{под} = G_{ут}$

Тепловая мощность теплофикационной установки:

$$Q_{ту} = Q_{отв} + Q_{гвс} - Q_{ут} - Q_{под} = 120 + 25 - 1,4 - 0,44 = 143,14 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{сн} = Q_{отв} + Q_{гвс} = 120 + 25 = 145 \text{ Гкал/ч}$$

Нагрузка основных бойлеров:

$$\alpha_{тэц} = \frac{Q_{отб}}{Q_{тэц}} = \frac{279,87}{335,26} = 0,83$$

$$Q_{об} = Q_{отб} \cdot \alpha_{тэц} = 0,83 \cdot 145 = 121,04 \text{ Гкал/ч}$$

где $\alpha_{тэц}$ - коэффициент теплофикации.

Нагрузка пиковых бойлеров:

$$Q_{пб} = Q_{сн} + Q_{об} = 145 + 121,04 = 23,95 \text{ Гкал/ч}$$

Климатические условия для г. Алматы:

Таблица 4.1. Температура воздуха г. Алматы

| Температура воздуха °С | | |
|------------------------|---------------|---------------|
| $t_{нр}$ | $t_{ср}^{хм}$ | $t_{ср}^{от}$ |
| -25 | -6,8 | -1,8 |

I Режим.

Максимально – зимний, соответствует расчетной температуре наружного воздуха для отопления (-25 °С):

$$Q_{отб} = Q_{отб+звс}^{max} + Q_{звс} = 145 - 25 = 120 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{звс} = Q_{звс}^{max} = 25 \text{ Гкал/ч}$$

II Режим.

Расчетно-контрольный, соответствует средней, за наиболее холодный месяц, температуре наружного воздуха (-6,8°C):

$$Q_{отв} = Q_{отв+гвс}^{\max} \cdot \frac{(t_{вн} - t_{ср}^{хм})}{(t_{вн} - t_{н}^p)} = 120 \cdot \frac{(18 - (-6,8))}{(18 - (-25))} = 69,2 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{гвс} = Q_{гвс}^{\max} = 25 \text{ Гкал/ч}$$

III Режим.

Средне - отопительный, рассчитывается при средней за отопительный период температуре наружного воздуха (-7,6°C) при соответствующих отопительных нагрузках:

$$Q_{отв} = Q_{отв+гвс}^{\max} \cdot \frac{(t_{вн} - t_{ср}^{хм})}{(t_{вн} - t_{н}^p)} = 120 \cdot \frac{(18 - (-1,8))}{(18 - (-25))} = 55,25 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{гвс} = Q_{гвс}^{\max} = 25 \text{ Гкал/ч}$$

IV Режим.

Летний, отопительная нагрузка отсутствует. Нагрузка ГВС равна:

$$Q_{гвс} = Q_{гвс}^{\max} \cdot \frac{(t_{гв} - t_{хв}^{\text{лето}})}{(t_{гв} - t_{хв}^{\text{зима}})} = 25 \cdot \frac{(65 - 15)}{(65 - 5)} = 20,83 \text{ Гкал/ч}$$

Расход сетевой воды равен:

$$G_{св} = \frac{Q_{\max}}{(130 - 70) \cdot c_p} = \frac{145}{(130 - 70) \cdot 4,19} = 576,77 \text{ кг/с}$$

Расчет тепловой схемы турбины Т-41-90 ЛМЗ

Расчет расходов основного бойлера и пара на турбину.

Расход пара в теплофикационный отбор равен:

$$D_{об} = \frac{G_{св} (t_{об} - t_{ом}) \cdot c_p}{(h_{об} - h'_{об}) \cdot \eta_{об}} = \frac{576,77 \cdot (84 - 40) \cdot 4,19}{(2659 - 376) \cdot 0,98} = 47,52 \text{ кг/с}$$

Где $t_{об} = t_{насб} - 5 = 89 - 5 = 84 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Расход пара на турбину равен:

$$D_0 = 1,21 \cdot \left(\frac{N}{H \cdot \eta_m \cdot \eta_e} + y_6 \cdot D_{об} \right) = 1,21 \cdot \left(\frac{41000}{1178 \cdot 0,98 \cdot 0,98} + 0,26 \cdot 47,52 \right) = 58,8 \text{ кг/с}$$

где N - номинальная электрическая мощность турбины, кВт;

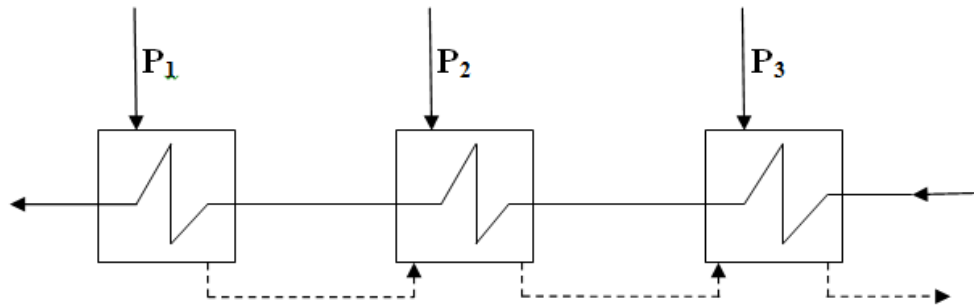
H - полный теплоперепад в турбине, кДж/кг;

y_6 - соответственно коэффициент недовыработки теплофикационного отбора;

$D_{об}$ - соответственно расходы пара теплофикационного отбора, кг/с.

Тогда $\alpha_{об} = \frac{D_{об}}{D_0} = \frac{47,52}{58,8} = 0,8$

Расчет группы ПВД.



Расход питательной воды определяется из материального баланса пара и воды на станции. $\alpha_{пв} = 1,015$.

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{II} = \alpha_{нс} \cdot (h_{нс} - h_{П2})$$

$$[\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + \alpha_1 \cdot (h_{оп1} - h_{оп2})] \cdot \eta_{II} = \alpha_{нс} \cdot (h_{П2} - h_{П3})$$

Из уравнения находим:

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_{нс} \cdot (h_{нс} - h_{П2})}{(h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{II}} = \frac{1,015 \cdot (961,25 - 836,1)}{(3219,9 - 857,32) \cdot 0,98} = 0,054$$

$$\alpha_2 = \frac{\alpha_{нс} \cdot (h_{П2} - h_{П3}) - \alpha_1 \cdot (h_{оп1} - h_{оп2})}{(h_2 - h_{оп2}) \cdot \eta_{II}} =$$

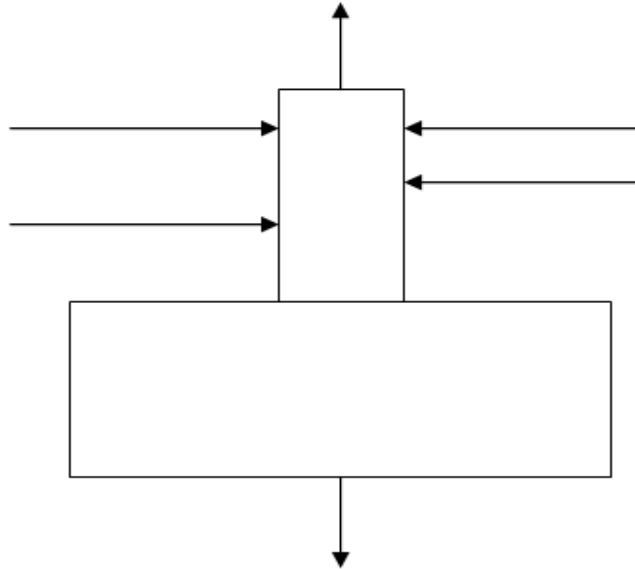
$$= \frac{1,015 \cdot (836,1 - 753,38) - 0,0549 \cdot (857,32 - 772,24)}{(3108,36 - 772,24) \cdot 0,98} = 0,0347$$

$$[\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{оп3}) + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{оп2} - h_{оп3})] \cdot \eta_{II} = \alpha_{нс} \cdot (h_{П3} - h_{ПН})$$

$$\alpha_3 = \frac{\alpha_{нс} \cdot (h_{П3} - h_{ПН}) - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{оп2} - h_{оп3})}{(h_3 - h_{оп3}) \cdot \eta_{II}} =$$

$$= \frac{1,015 \cdot (753,38 - 681,38) - (0,0549 + 0,0347) \cdot (772,5 - 710,5)}{(3014,8 - 710,5) \cdot 0,98} = 0,03$$

Расчет деаэрата.



Уравнение теплового баланса:

$$\sum \alpha_{ПВД} \cdot h_{ПВД} + \alpha_{Д} \cdot h_3 + \alpha_{КН} \cdot h_{КН} + \alpha_{yш} \cdot h_{yш} = (\alpha_{нв} \cdot h'_Д + \alpha_{эу} \cdot h''_Д)$$

где $\sum \alpha_{ПВД} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 0,054 + 0,0347 + 0,03 = 0,1187$

$$\alpha_{эу} = \alpha_{оэ} + \alpha_{оу} + \alpha_{yш} = 0,0036 + 0,0011 + 0,015 = 0,0196$$

Уравнение материального баланса:

$$\sum \alpha_{ПВД} + \alpha_{Д} + \alpha_{КН} + \alpha_{yш}$$

Подставляя уравнение материального и теплового баланса известные величины уравнение материального и теплового баланса имеет:

$$\alpha_{yш} = 0,003$$

$$h_{yш} = h_0$$

$$h''_Д = 2755,5 \text{ кДж/кг по } P_Д$$

$$0,1187 \cdot 710,5 + \alpha_{Д} \cdot 2930 + \alpha_{КН} \cdot 576,59 + 0,003 \cdot 3475,5 = (1,015 \cdot 666,98 + 0,0196 \cdot 2755,5) =$$

$$= 0,1187 + \alpha_{Д} + \alpha_{КН} + 0,003 = 1,015 + 0,0196 + 2930 \cdot \alpha_{Д} + 576,59 \cdot \alpha_{КН} = 621,59$$

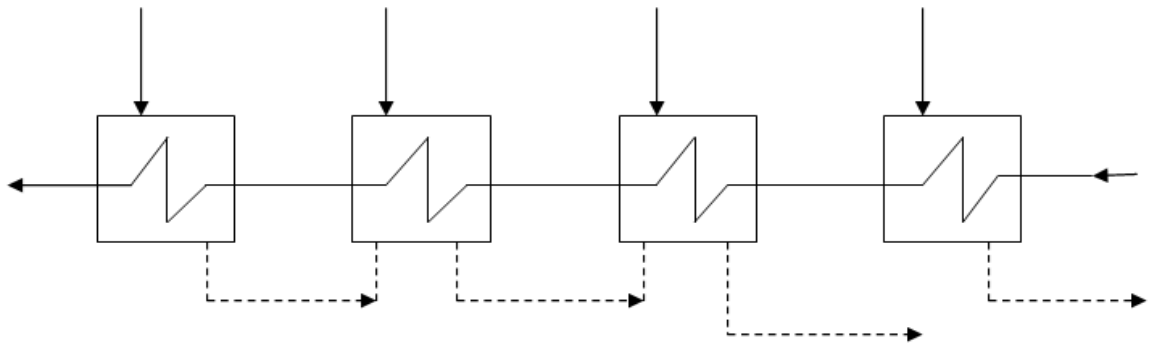
$$\alpha_{Д} + \alpha_{КН} = 0,9129$$

$$\alpha_{Д} = 621,59 - \alpha_{КН}$$

$$(0,9129 - \alpha_{KH}) \cdot 2930 + 576,59 \cdot \alpha_{KH} = 621,59$$

$$\alpha_{KH} = 0,87, \text{ тогда } \alpha_D = 0,9129 - 0,87 = 0,0429$$

Расчет группы ПНД.



Для ПНД№5

$$\alpha_5 \cdot (h_5 - h_5') \cdot \eta_{II} = \alpha_{KH} \cdot (h_{KH} - h_5')$$

Для ПНД№4

$$\alpha_4 \cdot (h_4 - h_4') \cdot \eta_{II} + \alpha_5 \cdot (h_5' - h_4') = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p$$

Для ПНД№3

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_3') \cdot \eta_{II} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e3} - t_{e2}) \cdot C_p$$

Для ПНД№2

$$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_2') \cdot \eta_{II} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e2} - t_{e1}) \cdot C_p$$

Для ПНД№1

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_1') \cdot \eta_{II} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e1} - t_{к}) \cdot C_p$$

Где

$$t_{e4} = t_{нас4} - \nu = 116 - 5 = 111^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e3} = t_{nac3} - \nu = 89 - 5 = 84^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e2} = t_{nac2} - \nu = 74 - 5 = 69^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e1} = t_{nac1} - \nu = 54 - 5 = 49^{\circ}\text{C}$$

$t_{\kappa} = 26^{\circ}\text{C}$ по давлению насыщения в конденсаторе

$$C_p = 4,19 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$$

Решая уравнения, находим величины отборов.

$$\alpha_5 = \frac{\alpha_{KH} \cdot (h_{KH} - h_5)}{(h_5 - h_5) \cdot \eta_{II}} = \frac{0,87 \cdot (576,59 - 478,86)}{(2840 - 587,66) \cdot 0,98} = 0,0385$$

$$\alpha_4 = \frac{\alpha_{KH} \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p \cdot (\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_{o\sigma}) - \alpha_5 \cdot h_5 \cdot \eta_{II} + \alpha_5 \cdot h_5 \cdot \eta_{II}}{(h_4 - h_4) \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p \cdot \eta_{II}} =$$

$$= \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,8) \cdot 4,19 \cdot (111 - 84) - 0,8 \cdot 0,98 \cdot 2701 + 0,8 \cdot 0,98 \cdot 489}{0,98 \cdot 4,19 \cdot (111 - 84) \cdot (2701 - 489)} = 0,00033$$

$$\alpha_3 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{o\sigma}) \cdot (t_{e3} - t_{e2}) \cdot C_p}{(h_3 - h_3) \cdot \eta_{II}} = \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (84 - 69) \cdot 4,19}{(2659 - 376) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,000662$$

$$\alpha_2 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{o\sigma}) \cdot (t_{e2} - t_{e1}) \cdot C_p}{(h_2 - h_2) \cdot \eta_{II}} = \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (69 - 49) \cdot 4,19}{(2633 - 310) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,000867$$

$$\alpha_1 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{o\sigma}) \cdot (t_{e1} - t_{\kappa}) \cdot C_p}{(h_1 - h_1) \cdot \eta_{II}} = \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (49 - 26) \cdot 4,19}{(2600 - 229) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,001$$

Расход пара на конденсатор

$$\alpha_K = \alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_d - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 - \alpha_{об} =$$

$$= 1 - 0,054 - 0,0347 - 0,03 - 0,0429 - 0,0385 - 0,00033 - 0,000662 - 0,000867 - 0,001 - 0,8 = 0,01$$

Определяем действительные расходы

$$D_i = D_0 \cdot \alpha_i$$

$$D_{не} = 1,015 \cdot 58,8 = 59,68 \text{ кг/с}$$

$$D_1 = 0,054 \cdot 58,8 = 3,17 \text{ кг/с}$$

$$D_2 = 0,0347 \cdot 58,8 = 2,04 \text{ кг/с}$$

$$D_3 = (\alpha_3 + \alpha_3) \cdot D_0 = (0,03 + 0,0429) \cdot 58,8 = 4,28 \text{ кг/с}$$

$$D_4 = 0,038 \cdot 58,8 = 2,26 \text{ кг/с}$$

$$D_5 = 0,00033 \cdot 58,8 = 0,019 \text{ кг/с}$$

$$D_6 = (\alpha_6 + \alpha_{об}) \cdot D_0 = (0,000662 + 0,8) \cdot 58,8 = 47,56 \text{ кг/с}$$

$$D_7 = 0,000867 \cdot 58,8 = 0,05 \text{ кг/с}$$

$$D_8 = 0,001 \cdot 58,8 = 0,062 \text{ кг/с}$$

$$D_K = 0,01 \cdot 58,8 = 0,588 \text{ кг/с}$$

Для проверки правильности расчета определяем мощность турбоустановки по работающим паточкам пара:

$$N_i = 10^{-3} \cdot D_i \cdot (h_0 - h_i) \cdot \eta_m \cdot \eta_z$$

$$N_1 = 10^{-3} \cdot 3,17 \cdot (3418,5 - 3219,9) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,6 \text{ МВт}$$

$$N_2 = 10^{-3} \cdot 2,04 \cdot (3418,5 - 3108,36) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,61 \text{ МВт}$$

$$N_3 = 10^{-3} \cdot 4,28 \cdot (3418,5 - 3014,78) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 1,67 \text{ МВт}$$

$$N_4 = 10^{-3} \cdot 2,26 \cdot (3418,5 - 2840) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 1,26 \text{ МВт}$$

$$N_5 = 10^{-3} \cdot 0,019 \cdot (3418,5 - 2720,3) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,01 \text{ МВт}$$

$$N_6 = 10^{-3} \cdot 47,56 \cdot (3418,5 - 2608) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 37,18 \text{ МВт}$$

$$N_7 = 10^{-3} \cdot 0,05 \cdot (3418,5 - 2544) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,043 \text{ МВт}$$

$$N_8 = 10^{-3} \cdot 0,062 \cdot (3418,5 - 2460) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,057 \text{ МВт}$$

$$N_{нк} = 10^{-3} \cdot 0,588 \cdot (3418,5 - 2300) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,67 \text{ МВт}$$

$$\sum N_i = 40,74 \text{ МВт}$$

Сходимость с предварительно заданной мощностью хорошая.

Удельный расход пара

$$d = \frac{3,6 \cdot D}{N} = \frac{3,6 \cdot 58,8}{41} = 5,16 \text{ кг/кВтч}$$

Расход тепла турбоустановки

$$Q_{my} = D_{my} \cdot (h_0 - h_{нс}) = 58,8 \cdot (3418,5 - 961,25) = 144,48 \text{ МВт}$$

Коэффициент полезного действия турбины:

$$\eta_{my} = \frac{N}{Q_{my}} = \frac{41}{144,48} = 0,283$$

5. Безопасность жизнедеятельности.

Тепловые электростанции, потребляя свыше трети добываемого в виде топлива, могут оказывать существенное влияние как на окружающую среду в районе их расположения, так и на общее состояние биосферы.

Взаимодействие электростанции с внешней средой определяется выбросами в атмосферу дымовых газов, тепловыми выбросами и выбросами загрязненных сточных вод. Потребляемое на тепловых электростанциях органическое топливо содержит вредные примеси, поступление которых в окружающую среду в виде газообразных и твердых компонентов продуктов сгорания может оказывать неблагоприятное воздействие на воздушную и водную среду. При сжигании твердого топлива наряду с окислами основных горючих элементов - углерода и водорода в атмосферу поступают летучая зола с частицами недогоревшего топлива, сернистый и серный ангидриды, окислы азота, некоторое количество фтористых соединений, а также газообразные продукты неполного сгорания топлива. Комбинированная выработка электроэнергии и тепла позволяет существенно сократить расход топлива на энергоснабжение, сократить тепловые сбросы в водные бассейны, обеспечить наиболее совершенные методы сжигания, очистки и выброса дымовых газов в высокие слои атмосферы (отвод мощного, направленного вверх, горячего дымового факела через высокую дымовую трубу, где дымовые газы перемешиваются с верхними слоями атмосферы).

Экологический паспорт.

1. *Наименование предприятия* - Алматинская ТЭЦ-3

Адрес предприятия – 483331, обл. Алматинская р-он Илийский п. Отеген батыр ул. Ленина 20.

Сведения о предприятии: Алматинская ТЭЦ-3 расположена за административной границей города Алматы в восточном направлении.

2. Описание сырья

| Наименование производства и вида продукции. | Расход топлива. | | | |
|---|-------------------------------|----------------------------------|----------------|-----------------------------------|
| | Мазут в качестве растопочного | | Уголь основное | |
| | Всего т.у.т. | На единицу продукции. Кг/Гкал | Всего т.у.т. | На единицу продукции. Кг/кВт ч |
| На отпуск электроэнергии. | 3659 | 0,014 | 149 047 | 0,56 |
| На отпуск теплоэнергии. | 546 | 0,007 | 17 387 | 0,21 |

Установленная мощность ТЭЦ – 3:

Электрическая – 173 МВт

Тепловая – 389,9 МВт

Характеристика основного оборудования:

| Наименование оборудования (котлы, турбины). | Стационарный номер. | Маркировка. | Паропроизводительность котла, т/ч мощность турбины, МВт. | Примечание. |
|---|---------------------|--------------|--|------------------|
| Котлы Энергетические | №1,2,3,4,5,6. | БКЗ-160-100. | По 160 | |
| Турбины | №1,2,3 | Т 41-90 | По 41 | реконструирована |
| Турбины | №.4 | Т 50-90 | 50 | |

Краткая характеристика производства.

ТЭЦ-3 работает в энергосистеме по пиковому графику отпуска электрической энергии, а отпуск тепловой нагрузки производится по графику потребителей и является минимумом возможной разгрузки электростанции по электрической энергии.

Схема поступления воды следующая: артезианские скважины в количестве 13 шт качают воду в два бака запаса воды и три бака пожарной воды. Для восполнения потерь основного конденсата и теплосети используется подпиточная вода, прошедшая ступени очистки в ХВО.

Подпиточная вода основного конденсата проходит две стадии химического обессоливания и хранится в баках обессоленной воды, производительность ХВО – 45м³/ч.

Подпиточная вода теплосети обрабатывается по схеме прямого подкисления с последующей декорбонизацией и хранится в баках теплосетевой воды, производительность ХВО - 250м³/ч. Схема подогрева теплосетевой воды двух ступенчатая, а в часы ПИКа дополнительно пар подаётся от РОУ 100/13.

Тепловая схема станции достаточно маневренная из-за имеющихся поперечных связей по острому пару и питательной воде.

Острый пар после котла подается на турбину, откуда осуществляются отборы на регенерацию и теплофикацию. Вода теплосети от потребителя

прокачивается насосами теплосети через основной и пиковый бойлера и снова подаётся потребителю. Схема теплофикации закрытого типа.

Приёмником сточных вод АТЭЦ-3 является хозяйственно – бытовая и промливневая канализации. Нефтедержащие стоки отправляются на очистные сооружения. Очищенная вода поступает в систему оборотного водоснабжения станции.

Расчёт выбросов дымовых газов в атмосферу.

Котел БКЗ – 160 - 100, топливо – Экибастузский уголь.

Состав топлива по сертификату поставщика:

$$C^P = 42,0 \%$$

$$H^P = 5,0 \%$$

$$N^P = 1,5 \%$$

$$S^P = 0,55\%$$

$$O^P = 11,9\%$$

$$A^P = 38,0 \%$$

$$W^P = 5,0\%$$

$$Q^P_H = 18\,268,4 \text{ кДж/кг}$$

$B = 28,5 \text{ т/ч (7,92 кг/с)}$ – расход топлива котлом;

$$T_{yx} = 120^\circ\text{C} + 273 = 393 \text{ K};$$

$q_4 = 1,5 \%$ (потеря от механического недожога);

$D = 160 \text{ т/ч}$ (производительность котла);

$\eta = 0,96$ (степень очистки дымовых газов в золоуловителе);

$\zeta = 0,0001$ (степень рециркуляции);

$\alpha_{yh} = 0,95$ (доля твердых частиц, уносимых из топки с дымовыми газами);

$\alpha_T = 1,2$ (коэффициент избытка воздуха).

Теоретическое количество сухого воздуха ($\text{м}^3/\text{кг}$), необходимое для сгорания твердого и жидкого топлива при $\alpha=1$:

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^P + (0,3755 \cdot S^P)) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P = 0,0889 \cdot (42,0 + (0,3755 \cdot 0,55)) + 0,265 \cdot 5,0 - 0,0333 \cdot 11,5 = 4,694 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха

$\alpha \neq 1$:

$$V_{\Gamma} = V_{\text{RO}_2} + V^0_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha - 1) \cdot V^0 = 0,788 + 3,715 + 0,7076 + (1,2 - 1) \cdot 4,694 = 6,1494 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем трехатомных газов:

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \cdot [(C^P + (0,375 \cdot S^P))/100] = 1,866 \cdot ((42,0 + 0,375 \cdot 0,55)/100) = 0,788 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем азота:

$$V^0_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot (N^P/100) = 0,79 \cdot 4,694 + 0,8 \cdot (1,5/100) = 3,715 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем водяных паров:

$$V^0_{\text{H}_2\text{O}} = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V^P = 0,111 \cdot 5,0 + 0,0124 \cdot 5,0 + 0,0161 \cdot 4,694 = 0,6925 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V^0_{\text{H}_2\text{O}} + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 = 0,6925 + 0,0161 \cdot (1,2 - 1) \cdot 4,694 = 0,7076 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Расход дымовых газов:

$$V_{\Gamma} = (B \cdot (V^0_{\Gamma} + (\alpha_{\Gamma} - 1) \cdot V^0) \cdot T_{yx}) / (3,6 \cdot 273) \text{ м}^3/\text{с}$$

а) При условии работы *одного* котла на дымовую трубу:

$$V_{\Gamma} = (28,5 \cdot [6,1494 + (1,6 - 1) \cdot 4,694] \cdot 393) / (3,6 \cdot 273) = 102,179 \text{ м}^3/\text{с}.$$

б) При условии работы *пяти* котлов на дымовую трубу:

$$V_{\Gamma} = (142,5 \cdot [6,1494 + (1,6 - 1) \cdot 4,694] \cdot 393) / (3,6 \cdot 273) = 510,895 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Количество золы, выбрасываемое в атмосферу с продуктами сгорания:

$$M_3 = 0,01B \cdot [(\alpha_{\text{yh}} \cdot A^P) + q_4 \cdot (Q^P_{\text{H}} / 32680)] \cdot (1 - \eta), \text{ т/ч}.$$

а) При условии работы *одного* котла на дымовую трубу:

$$M_3 = 0,01 \cdot 28,5 \cdot [(0,95 \cdot 38,0) + 1,5 \cdot (18268,4/32680)] \cdot (1 - 0,96) = 0,4211 \text{ кг/с} = 2,5482 \text{ т/ч.}$$

б) При условии работы *пяти* котлов на дымовую трубу:

$$M_3 = 0,01 \cdot 142,5 \cdot [(0,95 \cdot 38,0) + 1,5 \cdot (18268,4/32680)] \cdot (1 - 0,96) = 0,2,1055 \text{ кг/с} = 7,5798 \text{ т/ч.}$$

Масса оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot B \cdot K \cdot Q_{\text{н}}^{\text{P}} [1 - (q_4/100)] + \beta_1 \cdot [1 - (\varepsilon_1 \cdot \zeta)] \cdot \beta_3 \cdot \beta_2 \cdot \varepsilon_2 \text{ т/ч}$$

а) При условии работы *одного* котла на дымовую трубу:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,3 \cdot 10^{-7} \cdot 5,33 \cdot 28,5 \cdot 18268,4 \cdot (1 - 1,5/100) \cdot 0,883 \cdot [1 - (0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,083598 \text{ кг/с} = 0,3 \text{ т/ч}$$

б) При условии работы *пяти* котлов на дымовую трубу:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,3 \cdot 10^{-7} \cdot 5,33 \cdot 142,5 \cdot 18268,4 \cdot (1 - 1,5/100) \cdot 0,883 \cdot [1 - (0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,41799 \text{ кг/с} = 1,5048 \text{ т/ч}$$

$$\text{где } \beta_1 = 0,178 + (0,47 \cdot N^{\text{P}}) = 0,178 + (0,47 \cdot 1,5) = 0,883;$$

β_1 — безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления;

$$\beta_2 = 0,85;$$

β_2 — коэффициент, характеризующий эффективность рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$$\beta_3 = 1,0;$$

β_3 — коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$$\varepsilon_1 = 0,010;$$

$$\varepsilon_2 = 0,99.$$

Коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1т сожженного условного топлива:

$$K = (12 \cdot D_p) / (200 + D) = \frac{12 \cdot 160}{200 + 160} = 5,33$$

D – производительность котлов номинальная и фактическая;

Масса окислов серы, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot S^P \cdot B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \text{ т/ч}$$

а) При условии работы *одного* котла на дымовую трубу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 0,55 \cdot 28,5 \cdot (1 - 0,05) = 0,2978 \text{ кг/с} = 1,0722 \text{ т/ч.}$$

б) При условии работы *пяти* котлов на дымовую трубу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 0,55 \cdot 142,5 \cdot (1 - 0,05) = 1,489 \text{ кг/с} = 5,3604 \text{ т/ч.}$$

η''_{SO_2} – доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе.

Определение минимальной высоты трубы:

а) При условии работы *одного* котла на дымовую трубу:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot \eta \cdot m \cdot n}{(ПДК - C_{\phi}) \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 69,26 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,7352 \cdot 1}{(0,5 - 0) \cdot \sqrt[3]{102,179 \cdot 85}}} = 44,5 \text{ м}$$

б) При условии работы *пяти* котлов на дымовую трубу:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot \eta \cdot m \cdot n}{(ПДК - C_{\phi}) \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 346,3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,7657 \cdot 1}{(0,5 - 0) \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}}} = 77,7 \text{ м}$$

где $M = (M_{SO_2} + ПДК_{SO_2} / ПДК_{NO_2} \cdot M_{NO_2}) + M_3$

а) $M = 69,26 \text{ г/с}$, б) $M = 346,3 \text{ г/с}$

$A = 200$ – коэффициент, зависящий от температурной стратификации, атмосферы

а) $V_{\Gamma} = 102,179 \text{ м}^3/\text{с}$ и б) $V_{\Gamma} = 510,895 \text{ м}^3/\text{с}$ – объём дымовых газов на АТЭЦ–3 при расходе топлива на один котёл $B = 28,5 \text{ т/ч}$.

$F = 2$ – коэффициент скорости оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов не менее 90 %,

$\Delta T = T_{\text{УХ}} - T_{\text{ЛЕТ}}^{\text{СР.МАКС}} = 85^{\circ}\text{C}$ – разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года в 13.00 часов дня (принимается по СНиП 2.01.01.- 82 «Строительная климатология и геофизика»).

$\eta = 1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности,

$C_{\text{Ф}}$ – фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками.

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

Значение коэффициентов m и n определяется в зависимости от параметров:

а) При условии работы *одного* котла на дымовую трубу:

$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{20 \cdot 20 \cdot 2,55}{60 \cdot 60 \cdot 85} = 3,33$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_G \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{102,179 \cdot 85}{60}} = 3,41.$$

Откуда:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{3,33} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{3,33}} = 0,7352$$

б) При условии работы *пяти* котлов на дымовую трубу:

$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{20 \cdot 20 \cdot 5,7}{100 \cdot 100 \cdot 85} = 2,68$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_G \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{510,895 \cdot 85}{100}} = 4,9.$$

Откуда:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,68} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,68}} = 0,7657$$

Если $v_m > 2$, то $n=1$,

ПДК $C_{SO_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3$.

Диаметр устья дымовой трубы:

$$a) D = \sqrt{\frac{4 \cdot V'_G}{\pi \cdot W_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 102,179}{3,14 \cdot 20}} = 2,55 \text{ м,}$$

$$б) D = \sqrt{\frac{4 \cdot V'_G}{\pi \cdot W_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 510,895}{3,14 \cdot 20}} = 5,7 \text{ м,}$$

Где $W_0 = 20 \text{ м/с}$ – скорость выхода дымовых газов.

Расчёт максимальной концентрации вредных веществ:

Дымовая труба №1 АТЭЦ-3 построена высотой 60 м с учётом обеспечения работы двух котлов БКЗ 160-100. В настоящий момент на дымовую трубу №1 работает только один котёл.

Дымовая труба №2 была построена для обеспечения работы пяти котлов №2-6, монтажная высота дымовой трубы составляет 100 м. От этой производной начнём определение максимальных концентраций вредных веществ.

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 995,87 \cdot 2 \cdot 0,7657 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,8685 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{TB}} = \frac{A \cdot M_{TB} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 181,9145 \cdot 2 \cdot 0,7657 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,1585 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 128,6605 \cdot 2 \cdot 0,7657 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,1121 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{NO_x}} = \frac{A \cdot M_{NO_x} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 36,1 \cdot 2 \cdot 0,7657 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,0314 \text{ мг/м}^3.$$

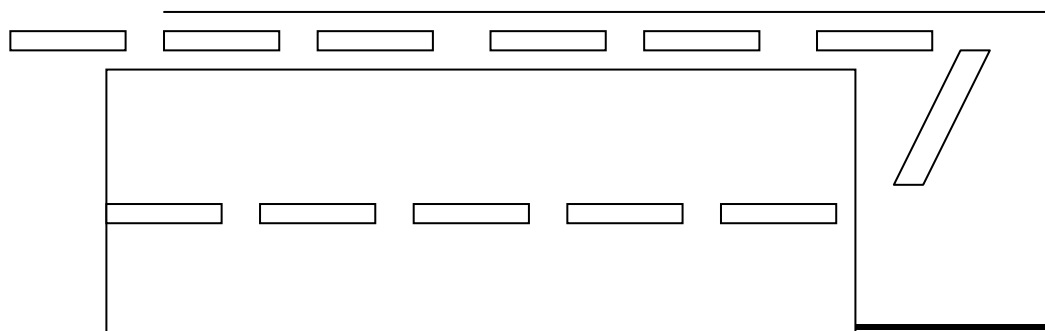
Отсюда видно, что величина концентрации при высоте трубы 100 м превышает допустимые нормы.

Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение приземной концентрации вредных веществ:

$$\chi_m = d \cdot \frac{5-F}{4} \cdot H = 21,52 \cdot \frac{5-2}{4} \cdot 100 = 1614 \text{ м},$$

Где $d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{4,9} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{2,68}) = 21,52 \text{ м}$

Расчет освещения теплового щита № 1 точечным методом.



1700.ПЗ

Лист

Размеры помещения теплового щита: 4x10 метро

$$h_p = 2,5 \text{ м}$$

$$d_1 = \sqrt{c^2 + b^2} = \sqrt{0,5^2 + 0,6^2} = 0,78 \quad \text{tg}\varphi = \frac{0,78}{2,5} = 0,31$$

$$e_1 = \frac{I\varphi \cdot \cos^3 \varphi}{h_p^2} = \frac{164 \cdot \cos^3 10^\circ}{2,5^2} = 26,24 \cdot 2 = 52 \text{ ЛК}$$

$$d_2 = \sqrt{c^2 + b^2} = \sqrt{1,2^2 + 0,6^2} = 1,34 \quad \text{tg}\varphi = \frac{1,34}{2,5} = 0,53$$

$$e_2 = \frac{I\varphi \cdot \cos^3 20}{h_p^2} = \frac{174 \cdot 0,81}{2,5^2} = 22,55 \cdot 2 = 45 \text{ ЛК}$$

$$d_3 = \sqrt{c^2 + b^2} = \sqrt{2,1^2 + 1,8^2} = 2,76 \quad \text{tg}\varphi = \frac{2,76}{2,5} = 110,4$$

$$e_3 = \frac{I\varphi \cdot \cos^3 70}{h_p^2} = \frac{174 \cdot 0,039}{2,5^2} = 1,08 \cdot 2 = 2,16 \text{ ЛК}$$

$$d_4 = \sqrt{c^2 + b^2} = \sqrt{1,6^2 + 0,6^2} = 1,70 \quad \text{tg}\varphi = \frac{1,70}{2,5} = 0,68$$

$$e_4 = \frac{174 \cdot \cos^3 45^\circ}{2,5^2} = 9,84 \text{ ЛК}$$

$$E_T = \frac{\Phi \cdot \mu \cdot \sum l_i}{1000 K_3} = \frac{3120 \cdot 1,1 \cdot (52 + 45 + 9,84 + 1,16)}{1000 \cdot 1,4} = 264 \text{ ЛК}$$

$K_3=1,4$ коэффициент запаса помещения с особой частотой воздуха;

$\mu=1,1$

$\sum e_i$ сумма всех значений $e_{1,2,3...n}$

Φ – световой поток

Характеристика зрительной работы «Средней точности».

Наименьший размер объекта (буквы, риски и т.п.) от 0.5 до 1мм.

Разряд зрительной работы IV группы, малый светлый $E_n = 200$.

На основании сравнения $E_T \geq E_n$ делаем вывод, что лампы типа ПВЛМ с одной лампой ЛБР номинальной мощностью 40 Вт и световым потоком 3120ЛК вполне удовлетворяют нашим требованиям.

6. Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта будет произведён расчёт себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии до и после реконструкции Алматинской ТЭЦ – 3.

Расчет произведен на основании отчетных данных 2013 года.

Исходные данные для расчета:

- установленная электрическая мощность станции $N_{y3}=173$ МВт;
- установленная тепловая мощность станции $N_{yT}=298,66$ Гкал/ч;
- максимальное число часов использования установленной электрической мощности $T_{MЭ}=5980$ час.
- максимальное число часов использования установленной тепловой мощности $T_{MT}=283$ час.
- теплотворная способность топлива $Q_p=4300$ ккал/кг;

1. Годовой отпуск энергии ТЭЦ-3

Годовая выработка электрической энергии равна:

$$\mathcal{E}_B = 1034 \text{ млн. кВт.}, \text{ при } T_{MЭ}=5980 \text{ часа}$$

Годовая выработка тепловой энергии равна:

$$Q_B = 84,5 \text{ тыс. Гкал.}, \text{ при } T_{MT}=283 \text{ час.}$$

В расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 10% (\mathcal{E}_{CH}), а тепловой энергии 1 % (Q_{CH}).

Годовой отпуск электрической энергии равен:

$$\mathcal{E}_{OT} = \mathcal{E}_B \cdot (1 - \mathcal{E}_{CH}) = 1034 \cdot (1 - 0,1) = 930,6 \text{ млн. кВтч.}$$

$$Q_{OT} = Q_B \cdot (1 - Q_{CH}) = 84,5 \cdot (1 - 0,01) = 83,65 \text{ тыс. Гкал.}$$

2. Затраты на топливо

Удельный расход условного топлива на выработку одного кВт·ч электрической энергии примем $b_э=527,5$ гу.т./кВт·ч, удельный расход условного топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии примем $b_т=210$ кгу.т./Гкал

Годовой расход условного топлива на выработку электрической энергии равен:

$$B_э = Э_0 \cdot b_э = 1034 \cdot 527,5 = 545,43 \text{ тыс. тут.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии равен:

$$B_т = Q_0 \cdot b_т = 84,5 \cdot 210 = 17,74 \text{ тыс. тут.}$$

Общий расход условного топлива ТЭЦ равен:

$$B_у = B_э + B_т = 545,43 + 17,74 = 563,13 \text{ тыс. тут}$$

Расход натурального топлива будет:

$$B_н = B_у \cdot Q_{усл} / Q_p = 563,13 \cdot 7000 / 4300 = 916,73 \text{ тыс. тнт.}$$

Стоимость топлива с учетом транспортировки составит 3644 тг./т.н.т.

$$\text{Тогда: } I_т = B_н \cdot 3644 = 916,73 \cdot 3644 = 3340,56 \text{ млн. тенге}$$

3. Расчёт КПД использования топлива

Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды определяется:

$$\text{КПД}_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 : 527,5 \cdot 100\% = 23,3 \%$$

$$\text{КПД}_т = 143 : b_т \cdot 100\% = 143 : 210 \cdot 100\% = 68 \%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = (23,3\% + 68\%) / 2 = 45,65\%$$

4. Затраты на воду

Хозяйственно-питьевое и производственно-техническое водоснабжение ТЭЦ-3 организовано за счет ведомственного водозабора из артезианских скважин подающих напорные воды III-го гидродинамического этажа Покровского месторождения. Поэтому затраты на воду будут складываться из затрат на природопользование и затрат на добычу тонны воды по фактическому водопотреблению:

Затраты на воду будут складываться из затрат на природопользование и затрат на добычу тонны воды по фактическому водопотреблению.

Затраты на природопользование по отчетным данным равны:

$$Z_{\text{пр}} = 3840 \text{ тыс. тенге.}$$

Себестоимость 1 тонны воды по отчетным данным составляет 25,08 тенге, а годовой объем потребляемой воды – 4707 тыс. тонн.

Тогда затраты на воду равны:

$$Z_{\text{в}} = 3840 + 25,08 \cdot 4707 = 121,89 \text{ млн. тенге.}$$

5. Затраты на оплату труда

Численность персонала станции по отчетным данным составляет 382 человека. Примем среднегодовую заработную плату 1200 тыс. тенге на одного работающего, тогда суммарный фонд заработной платы равен:

$$I_{\text{зпо}} = 382 \cdot 1200 = 458400 \text{ тыс. тенге.}$$

Дополнительная заработная плата:

$$I_{\text{зпд}} = 458400 \cdot 0,1 = 45840 \text{ тыс. тенге.}$$

Начисления на заработную плату:

$$I_{\text{зпн}} = (458400 + 45840) \cdot 0,21 = 105890,4 \text{ тыс. тенге.}$$

Суммарный фонд заработной платы:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпн}} = 458400 + 45840 + 105890,4 = 610,13 \text{ млн. тенге.}$$

6. Расчёт амортизационных отчислений

Удельные капитальные вложения составляли 2000\$/кВт установленной мощности, коэффициент износа составляет $K_{из} = 0,3$. Стоимость доллара США 185 тенге. Тогда суммарные капитальные вложения равны:

$$K_{сум} = K_{уд} \cdot N_y \cdot K_{из} = 2000 \cdot 173 \cdot (1-0,3) \cdot 185 = 44807 \text{ млн. тенге}$$

Норма амортизационных отчислений 7%, тогда величина амортизационных отчислений равна:

$$I_{ао} = 0,07 \cdot 19203 = 3136,49 \text{ млн. тенге.}$$

7. Расчёт затрат на проведение текущего ремонта

Принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{рем} = 0,15 \cdot 3136,49 = 470,47 \text{ млн. тенге.}$$

8. Расчёт платы за выбросы

На практическом примере работы одной из станции РК, установлено, что при сжигании Экибастузского угля плата за выбросы находится в пределах 160-190 тенге за т.н.т.

$$\text{Тогда: } I_{выб} = 180 \cdot 963,4 = 173,4 \text{ млн. тенге.}$$

9. Расчёт себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии

Коэффициента распределения затрат:

$$K_p = B_z / B_y = 545,43 / 563,13 = 0,96$$

$$(1 - K_p) = (1 - 0,96) = 0,04$$

То есть 96% затрат идут на выработку электроэнергии, на выработку тепловой энергии идут 4% затрат.

Затраты по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 7.1.

Таблица 7.1. Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии.

| Составляющие затрат | Иобщ | Иэ | Ит |
|-----------------------------------|-------------|-----------|-----------|
| Топливо Ит | 3340,56 | 3206,93 | 133,62 |
| Вода Ив | 121,89 | 117 | 4,87 |
| Фонд зар.платы Изп | 610,13 | 585,7 | 24,4 |
| Амортизационные отчисления Иао | 3136,49 | 3011 | 125,49 |
| Текущий ремонт Ирем | 470,47 | 451,65 | 18,81 |
| Плата за выбросы Ивыб | 173,4 | 166,46 | 6,93 |
| Итого затрат | 7852,94 | 7538,82 | 314,12 |

Себестоимость отпуска электрической энергии равна:

$$S_э = Иэ / Э_{от} = 5559,84 / 930,6 = \mathbf{8 \text{ тенге/кВтч}}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии равна:

$$S_т = Ит / Q_{от} = 314,12 / 0,08365 = \mathbf{3755 \text{ тенге /Гкал}}$$

10. Расчёт себестоимости электрической и тепловой энергии после реконструкции

В результате реконструкции Алматинской ТЭЦ – 3 турбина Т-41-90 была заменена на турбину Т-50-90, в результате реконструкции электрическая мощность изменилась незначительно, при этом установленная тепловая мощность осталась прежней. Годовой отпуск тепловой и электрической энергии не изменился. В силу конструктивных особенностей новой турбины расход топлива остался на прежнем уровне, следовательно и выброс вредных веществ в атмосферу не увеличился, что позволяет нам не повышать расходы

на покупку топлива, а также плату за выбросы. Всё это должно положительно сказаться не экономической составляющей реконструкции станции и позволит провести реконструкцию без значительного повышения себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии.

Расчёт удельных капитальных вложение после реконструкции:

$$K_{\text{сум}} = K_{\text{уд}} \cdot N_{\text{у}} \cdot K_{\text{из}} + K_{\text{уд}2} \cdot N_{\text{у}2}$$

$$K_{\text{уд}2} = 2100 \text{ \$/кВт}, N_{\text{у}2} = 9 \text{ МВт}$$

$$K_{\text{сум}} = 44807 + 3496 = 48303 \text{ млн. тенге}$$

Норма амортизационных отчислений 7%, тогда величина амортизационных отчислений равна:

$$I_{\text{ао}} = 0,07 \cdot 22699 = 3381,21 \text{ млн. тенге}$$

Затраты на проведение текущего ремонта принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot 1588,93 = 507,18 \text{ млн. тенге.}$$

Затраты по видам отпускаемой энергии после реконструкции занесены в Таблицу 7.2.

Таблица 7.2. Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии.

| Составляющие затрат | Иобщ | Иэ | Ит |
|-----------------------------------|----------------|----------------|---------------|
| Топливо Ит | 3340,56 | 3206,93 | 133,62 |
| Вода Ив | 121,89 | 117 | 4,87 |
| Фонд зар.платы Изп | 610,13 | 585,7 | 24,4 |
| Амортизационные отчисления Иао | 3381,21 | 3245,96 | 135,24 |
| Текущий ремонт Ирем | 507,18 | 486,89 | 20,28 |
| Плата за выбросы Ивыб | 173,4 | 166,46 | 6,93 |
| Итого затрат | 8134,37 | 7808,99 | 325,37 |

Себестоимость отпуска электрической энергии равна:

$$S_{э} = I_{э} / \Delta_{от} = 7808,99 / 930,6 = 8,4 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии равна:

$$S_{т} = I_{т} / Q_{от} = 325,37 / 0,08365 = 3890 \text{ тенге /Гкал}$$

Вывод: В результате реконструкции Алматинской ТЭЦ – 3 заменой турбины Т-41-90 на турбину Т-50-90 отпуск тепловой и электрической энергии не изменился, но возросла величина капитальных вложений на установку новой турбины, вследствие чего незначительно увеличилась себестоимость тепловой и электрической энергии, что не критично по причине острой необходимости замены устаревшего оборудования.

7. Специальный вопрос

Целью данного дипломного проекта является реконструкция турбинного цеха Алматинской ТЭЦ – 3 заменой паровой турбины Т – 41 – 90 на турбину Т – 50 – 90.

Турбина Т – 41 – 90 выработала свой предельный ресурс работы, определяемый деталями, выполненными из жаропрочных сталей. Возникла следующая альтернатива: либо турбина должна быть демонтирована, а тепловые и электрические нагрузки переданы на другое, вновь установленное оборудование, либо требуется восстановление турбины. После проведения технико – экономического анализа было решено, что оптимальным вариантом реконструкции является замена турбины Т – 41 – 90 на турбину Т – 50 – 90 производства Уральского турбинного завода. Турбина Т – 50 – 90 имеет технические параметры, схожие с турбиной Т – 41 – 90, что позволяет провести реконструкцию без дополнительных капитальных вложений на замену вспомогательного оборудования. Турбина Т – 50 – 8,8 является модернизированной версией турбины Т – 41 – 90, где за счёт изменённой проточной части и формы лопаток достигается прибавка в номинальной мощности на 9 МВт. Одинаковые параметры давления пара позволяют устанавливать новую турбину на те же паропроводы, без ввода в эксплуатацию дополнительного котельного оборудования. Турбина имеет размеры фундамента 25*36 метров, что позволяет устанавливать её на существующий фундамент.

Основные показатели турбины Т – 50 – 90

Номинальная мощность: 50 МВт

Максимальная мощность: 60 МВт

Частота вращения ротора: 3000 об/сек

Номинальный расход свежего пара: 246 т/ч

Максимальный расход свежего пара: 255 т/ч

Давление свежего пара: 8.8 МПа

Температура свежего пара: 535 °С

Номинальная отопительная нагрузка: 97 Гкал/ч

Максимальная отопительная нагрузка: 101 Гкал/ч

Структурная формула системы регенерации: 3ПВД+Д+4ПНД

Расчётная температура питательной воды: 218 °С

Турбина Т-50/60-90 ст. №3 производства УТЗ – одноцилиндровая турбина с двухвенечной регулирующей ступенью и 17 ступенями давления, с одноступенчатым отбором на теплофикацию, регулируемым при помощи поворотной диафрагмы. Турбина работает по тепловому графику с использованием теплоты пара, поступающего в конденсатор, для подогрева сетевой или подпиточной воды, в том числе сырой, пропускаемой через встроенный пучок конденсатора. Система регенерации состоит из трёх ПНД, двух деаэраторов ДП и двух ПВД, питаемых от нерегулируемых отборов. Система регулирования электрогидравлическая.

Расчет тепловой схемы турбины Т-50-90 УТЗ.

Расчет расходов основного бойлера и пара на турбину

Расход пара в теплофикационный отбор равен:

$$D_{об} = \frac{G_{св} \cdot (t_{об} - t_{ом}) \cdot c_p}{(h_{об} - h'_{об}) \cdot \eta_{об}} = \frac{576,77 \cdot (84 - 40) \cdot 4,19}{(2659 - 376) \cdot 0,98} = 47,52 \text{ кг/с}$$

Где $t_{об} = t_{насб} - 5 = 89 - 5 = 84 \text{ } ^\circ\text{C}$

Расход пара на турбину равен:

$$D_0 = 1,21 \cdot \left(\frac{N}{H \cdot \eta_m \cdot \eta_z} + y_6 \cdot D_{об} \right) = 1,21 \cdot \left(\frac{50000}{1178 \cdot 0,98 \cdot 0,98} + 0,26 \cdot 47,52 \right) = 68,4 \text{ кг/с}$$

где N - номинальная электрическая мощность турбины, кВт;

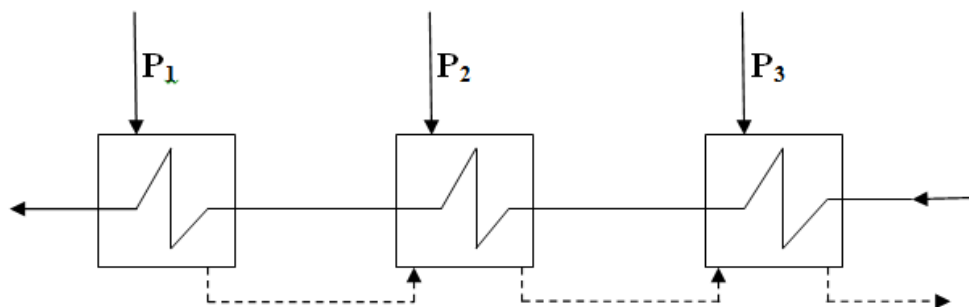
H - полный теплоперепад в турбине, кДж/кг;

y_6 , - соответственно коэффициент недовыработки теплофикационного отбора;

$D_{об}$ - соответственно расходы пара теплофикационного отбора, кг/с.

Тогда $\alpha_{об} = \frac{D_{об}}{D_0} = \frac{47,52}{68,4} = 0,7$

Расчет группы ПВД.



Расход питательной воды определяется из материального баланса пара и воды на станции. $\alpha_{пв} = 1,015$.

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{пв} = \alpha_{нс} \cdot (h_{нс} - h_{п2})$$

$$[\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + \alpha_1 \cdot (h_{оп1} - h_{оп2})] \cdot \eta_{пв} = \alpha_{нс} \cdot (h_{п2} - h_{п3})$$

Из уравнения находим:

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_{нв} \cdot (h_{нв} - h_{П2})}{(h_1 - h_{оп1}) \cdot \eta_{П}} = \frac{1,015 \cdot (961,25 - 836,1)}{(3219,9 - 857,32) \cdot 0,98} = 0,054$$

$$\alpha_2 = \frac{\alpha_{нв} \cdot (h_{П2} - h_{П3}) - \alpha_1 \cdot (h_{оп1} - h_{оп2})}{(h_2 - h_{оп2}) \cdot \eta_{П}} =$$

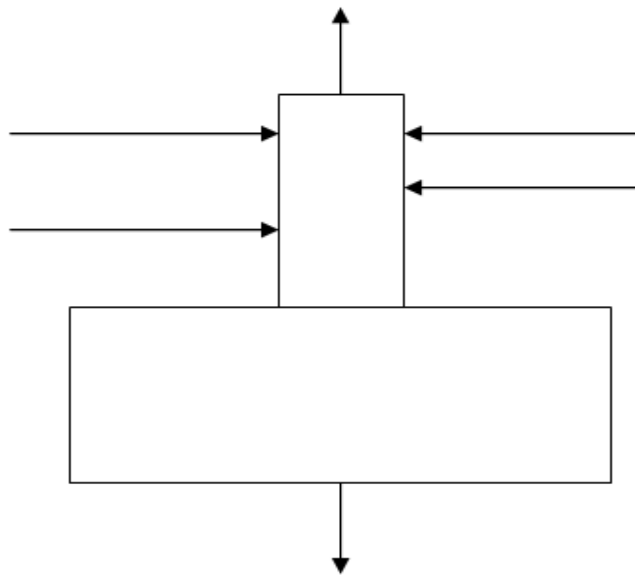
$$= \frac{1,015 \cdot (836,1 - 753,38) - 0,0549 \cdot (857,32 - 772,24)}{(3108,36 - 772,24) \cdot 0,98} = 0,0347$$

$$[\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{оп3}) + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{оп2} - h_{оп3})] \cdot \eta_{П} = \alpha_{нв} \cdot (h_{П3} - h_{ПН})$$

$$\alpha_3 = \frac{\alpha_{нв} \cdot (h_{П3} - h_{ПН}) - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{оп2} - h_{оп3})}{(h_3 - h_{оп3}) \cdot \eta_{П}} =$$

$$= \frac{1,015 \cdot (753,38 - 681,38) - (0,0549 + 0,0347) \cdot (772,5 - 710,5)}{(3014,8 - 710,5) \cdot 0,98} = 0,03$$

Расчет деаэратора.



Уравнение теплового баланса:

$$\sum \alpha_{ПВД} \cdot h_{ПВД} + \alpha_{д} \cdot h_3 + \alpha_{КН} \cdot h_{КН} + \alpha_{yu} \cdot h_{yu} = (\alpha_{нв} \cdot h'_д + \alpha_{эу} \cdot h''_д)$$

где $\sum \alpha_{ПВД} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 0,054 + 0,0347 + 0,03 = 0,1187$

$$\alpha_{эу} = \alpha_{оэ} + \alpha_{оу} + \alpha_{ynn} = 0,0036 + 0,0011 + 0,015 = 0,0196$$

Уравнение материального баланса:

$$\sum \alpha_{ПВД} + \alpha_{Д} + \alpha_{КН} + \alpha_{уш}$$

Подставляя уравнение материального и теплового баланса известные величины уравнение материального и теплового баланса имеет:

$$\alpha_{уш} = 0,003$$

$$h_{уш} = h_0$$

$$h_{Д}'' = 2755,5 \text{ кДж/кг по } P_{Д}$$

$$0,1187 \cdot 710,5 + \alpha_{Д} \cdot 2930 + \alpha_{КН} \cdot 576,59 + 0,003 \cdot 3475,5 = (1,015 \cdot 666,98 + 0,0196 \cdot 2755,5) =$$

$$= 0,1187 + \alpha_{Д} + \alpha_{КН} + 0,003 = 1,015 + 0,0196 + 2930 \cdot \alpha_{Д} + 576,59 \cdot \alpha_{КН} = 621,59$$

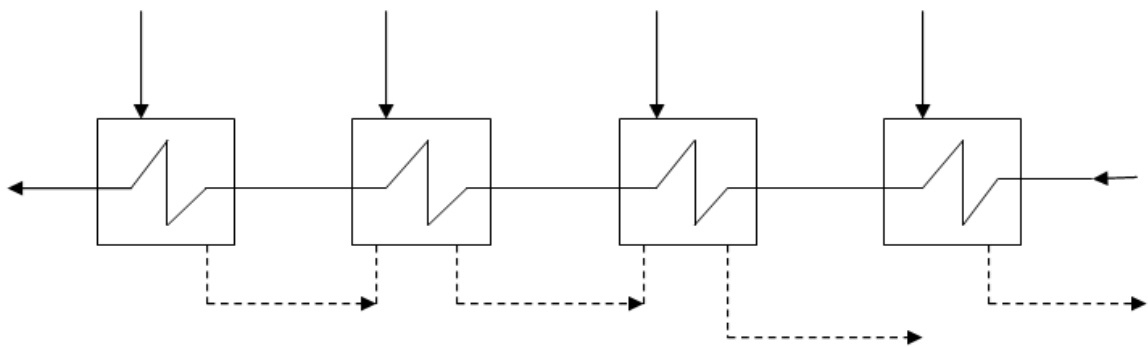
$$\alpha_{Д} + \alpha_{КН} = 0,9129$$

$$\alpha_{Д} = 621,59 - \alpha_{КН}$$

$$(0,9129 - \alpha_{КН}) \cdot 2930 + 576,59 \cdot \alpha_{КН} = 621,59$$

$$\alpha_{КН} = 0,87, \text{ тогда } \alpha_{Д} = 0,9129 - 0,87 = 0,0429$$

Расчет группы ПНД.



Для ПНД№5

$$\alpha_5 \cdot (h_5 - h_5') \cdot \eta_{П} = \alpha_{КН} \cdot (h_{КН} - h_5')$$

Для ПНД№4

$$\alpha_4 \cdot (h_4 - h_4') \cdot \eta_{П} + \alpha_5 \cdot (h_5' - h_4') = (\alpha_{КН} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p$$

Для ПНД№3

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_3') \cdot \eta_{II} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e3} - t_{e2}) \cdot C_p$$

Для ПНД№2

$$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_2') \cdot \eta_{II} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e2} - t_{e1}) \cdot C_p$$

Для ПНД№1

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_1') \cdot \eta_{II} = (\alpha_{KH} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e1} - t_{\kappa}) \cdot C_p$$

Где

$$t_{e4} = t_{нас4} - \nu = 116 - 5 = 111^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e3} = t_{нас3} - \nu = 89 - 5 = 84^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e2} = t_{нас2} - \nu = 74 - 5 = 69^{\circ}\text{C}$$

$$t_{e1} = t_{нас1} - \nu = 54 - 5 = 49^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\kappa} = 26^{\circ}\text{C} \text{ по давлению насыщения в конденсаторе}$$

$$C_p = 4,19 \text{ кДж/(кг*К)}$$

Решая уравнения, находим величины отборов.

$$\alpha_5 = \frac{\alpha_{KH} \cdot (h_{KH} - h_5)}{(h_5 - h_5') \cdot \eta_{II}} = \frac{0,87 \cdot (576,59 - 478,86)}{(2840 - 587,66) \cdot 0,98} = 0,0385$$

$$\alpha_4 = \frac{\alpha_{KH} \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p \cdot (\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_{об}) - \alpha_5 \cdot h_5 \cdot \eta_{II} + \alpha_5 \cdot h_5' \cdot \eta_{II}}{(h_4 - h_4') \cdot (t_{e4} - t_{e3}) \cdot C_p \cdot \eta_{II}} =$$

$$= \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,8) \cdot 4,19 \cdot (111 - 84) - 0,8 \cdot 0,98 \cdot 2701 + 0,8 \cdot 0,98 \cdot 489}{0,98 \cdot 4,19 \cdot (111 - 84) \cdot (2701 - 489)} = 0,00033$$

$$\alpha_3 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e3} - t_{e2}) \cdot C_p}{(h_3 - h_3') \cdot \eta_{II}} = \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (84 - 69) \cdot 4,19}{(2659 - 376) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,000662$$

$$\alpha_2 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e2} - t_{e1}) \cdot C_p}{(h_2 - h_2') \cdot \eta_{II}} = \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (69 - 49) \cdot 4,19}{(2633 - 310) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,000867$$

$$\alpha_1 = \frac{(\alpha_{KH} - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_{об}) \cdot (t_{e1} - t_{к}) \cdot C_p}{(h_1 - h_1') \cdot \eta_{II}} = \frac{(0,87 - 0,0385 - 0,00033 - 0,8) \cdot (49 - 26) \cdot 4,19}{(2600 - 229) \cdot 0,98} =$$

$$= 0,001$$

Расход пара на конденсатор

$$\alpha_K = \alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_{д} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 - \alpha_{об} =$$

$$= 1 - 0,054 - 0,0347 - 0,03 - 0,0429 - 0,0385 - 0,00033 - 0,000662 - 0,000867 - 0,001 - 0,8 = 0,01$$

Определяем действительные расходы

$$D_i = D_0 \cdot \alpha_i$$

$$D_{не} = 1,015 \cdot 68,4 = 69,4 \text{ кг/с}$$

$$D_1 = 0,054 \cdot 68,4 = 3,69 \text{ кг/с}$$

$$D_2 = 0,0347 \cdot 68,4 = 2,37 \text{ кг/с}$$

$$D_3 = (\alpha_3 + \alpha_3') \cdot D_0 = (0,03 + 0,0429) \cdot 68,4 = 4,98 \text{ кг/с}$$

$$D_4 = 0,038 \cdot 68,4 = 2,59 \text{ кг/с}$$

$$D_5 = 0,00033 \cdot 68,4 = 0,022 \text{ кг/с}$$

$$D_6 = (\alpha_6 + \alpha_{об}') \cdot D_0 = (0,000662 + 0,8) \cdot 68,4 = 54,76 \text{ кг/с}$$

$$D_7 = 0,000867 \cdot 68,4 = 0,059 \text{ кг/с}$$

$$D_8 = 0,001 \cdot 68,4 = 0,068 \text{ кг/с}$$

$$D_K = 0,01 \cdot 68,4 = 0,684 \text{ кг/с}$$

Для проверки правильности расчета определяем мощность турбоустановки по работающим паточкам пара:

$$N_i = 10^{-3} \cdot D_i \cdot (h_0 - h_i) \cdot \eta_m \cdot \eta_z$$

$$N_1 = 10^{-3} \cdot 3,69 \cdot (3418,5 - 3219,9) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,7 \text{ МВт}$$

$$N_2 = 10^{-3} \cdot 2,37 \cdot (3418,5 - 3108,36) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,71 \text{ МВт}$$

$$N_3 = 10^{-3} \cdot 4,98 \cdot (3418,5 - 3014,78) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 1,93 \text{ МВт}$$

$$N_4 = 10^{-3} \cdot 2,59 \cdot (3418,5 - 2840) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 1,26 \text{ МВт}$$

$$N_5 = 10^{-3} \cdot 0,022 \cdot (3418,5 - 2720,3) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,015 \text{ МВт}$$

$$N_6 = 10^{-3} \cdot 54,76 \cdot (3418,5 - 2608) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 42,62 \text{ МВт}$$

$$N_7 = 10^{-3} \cdot 0,059 \cdot (3418,5 - 2544) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,049 \text{ МВт}$$

$$N_8 = 10^{-3} \cdot 0,068 \cdot (3418,5 - 2460) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,062 \text{ МВт}$$

$$N_{нк} = 10^{-3} \cdot 0,684 \cdot (3418,5 - 2300) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 0,73 \text{ МВт}$$

$$\sum N_i = 48 \text{ МВт}$$

Сходимость с предварительно заданной мощностью хорошая.

Удельный расход пара

$$d = \frac{3,6 \cdot D}{N} = \frac{3,6 \cdot 68,4}{50} = 5 \text{ кг/кВтч}$$

Расход тепла турбоустановки

$$Q_{my} = D_{my} \cdot (h_0 - h_{н6}) = 68,4 \cdot (3418,5 - 961,25) = 168 \text{ МВт}$$

Коэффициент полезного действия турбины:

$$\eta_{my} = \frac{N}{Q_{my}} = \frac{50}{168} = 0,3$$

Согласно проведённому тепловому расчёту турбины Т-50-90 установлено, что КПД новой турбины выше заменяемой на 2%, при этом снизился расход топлива примерно на 5%. Всё это способствует более эффективному расходу топлива.

При реконструкции турбины завод изготовитель гарантирует надёжную и экономичную, в соответствии с выданными гарантиями, работу турбины и поставляемого к ней вспомогательного оборудования и специальной контрольно-измерительной аппаратуры, изготавливаемой турбинным заводом, при соблюдении инструкции по эксплуатации в течении 24 месяцев со дня пуска турбины в эксплуатацию, однако не более 36 месяцев со дня отгрузки. Завод изготовитель турбины несёт ответственность за выбор комплектующего оборудования (не изготавливаемого заводом), а так - же за соответствие технических заданий на проектирование этого оборудования требованиям высокой экономичности и надёжности. Первая ревизия турбины со вскрытием цилиндров должна быть произведена не позже чем через один год с момента пуска турбины в эксплуатацию. Последующие ревизии турбины определяются состоянием агрегата в эксплуатации и могут производиться с интервалом в 3 года.

8. Заключение

В данном дипломном проекте предлагается вариант реконструкции Алматинской ТЭЦ-3 заменой паровой турбины Т41-90 на турбину Т-50-90. Данный вариант реконструкции позволяет повысить располагаемую электрическую мощность станции со 173 МВт до 182 МВт без замены вспомогательного оборудования. При этом обеспечивается надёжное и эффективное обеспечение теплом потребителей. Был произведён экономический расчёт себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии, в результате чего было установлено незначительное повышение себестоимости, что не критично по причине острой необходимости замены оборудования, выработавшего свой парковый ресурс.

9. Список используемой литературы

1. Борисова Н.Г. Огай В.Д. Кибарин А.А. Методические указания к выполнению дипломной проекта (работы) для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика (специализация – Тепловые электрические станции). – Алматы: АУЭС, 2011.-34 с.
2. Лосев А.М. Паровые турбины. –М.:1989
3. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Для студентов вузов. 3-е изд., - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 328 с.
4. Султанбаева Б.М., Идрисова К.С, Туманова А.А. Инженерная экология. Методические указания к выполнению семестровых работ для студентов всех форм обучения специальности- Теплоэнергетика. АИЭС, 2008.
5. Технический паспорт АлЭС ТЭЦ-3
6. Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. –М.: Энергия, 1973
7. Санатова Т.С. Методические указания к выполнению РГР по «Экологии», для всех форм обучения, 1999.
8. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. –М.: Энергоатомиздат, 1992
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов.4-е изд.,- М.: Энергоатомиздат, 1989.-608 с.
- 10.Теплотехнический справочник Т.1. -М.:1975
- 11.Сборник законодательных, нормативных и методических документов для экспертизы воздухо-охранных мероприятий. –Л.: Гидрометиоиздат, 1986 –319с.
- 12.Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и

подстанций: Учебник для техникумов. 3-е изд.,- М., Энергоатомиздат, 1987.-648 с.

13.Справочник. Защита атмосферы от промышленных загрязнений: Учебник для вузов.: 2 том, Энергоиздат,1988.-348 с.

14.Парамонов С.Г. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы,-Алматы: АУЭС, 2011.-20 с