

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Рельсовое Энергетическое Установки

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой _____

Кибарин А.А. доц., к.т.н.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 20 г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение АТЭС-3 и введение
модульного турбина

Специальность 5В041400 - Рельсовоэнергетика, РЭС

Выполнил (а) Скоровацкий С.Н. РЭС 10-3
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Генбач А.А. АТЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Тарашенков С.Т., канд. экон. наук, профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 12 » июля 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бегимбетов А.С., ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 11 » июля 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

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

Нормоконтролер: Дубовик В.А., доцент АУЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 12 » июля 2014 г.
(подпись)

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

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Теплоэнергетический
Специальность 5В 071700 - Теплоэнергетика
Кафедра Тепловое энергетическое оборудование

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Скоробогатко С.А.
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расширение АТЭС - 3 и расчет конденсатора 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

Исходные данные:
Исходные данные турбины №1 = 173 МВт

Исходные данные теплового двигателя
№1 = 335,26 Ткал/ч

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

Дипломный проект содержит все
обязательные разделы, расчет тепловой
схемы АТЭС, описание оборудования и
вспомогательного оборудования, компо-
новку рабочего корпуса, вопросы э-
ксплуатации и технико-экономические
показатели.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Архитектурная схема ТЭС-3
2. Генеральный план ТЭС

Рекомендуемая основная литература

1. Рожков В.В. Тепловые электрические станции. Две судейских вердикта 4-е изд., - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 328 с.
2. Селевкий Ю.Г. Автоматизированное управление парогенератором тепловых электрических станций. Москва, "Энергоатомиздат", 1985 г. Челябинск.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

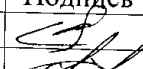
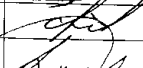
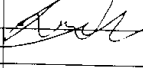
Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
ВМД	Вильямович		
Эконом. часть	Парамонов	12.06.14	
Нормы затрат	Рубович В.И.	12.06.14	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Рассмотрение тематической документацией ТГУ-3 Сбор информации об экономической ситуации	6.04.2014	
2	Тематический расчет	10.06.2014	
3	Раздел бухгалтерской отчетности	11.06.2014	
4	Информационная часть	12.06.2014	
5	Специальный вопрос	5.06.2014	

Дата выдачи задания « 5 » марта 2014 г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель Тейбар А.А. _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент Н.С.А. _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

АННОТАЦИЯ

Был произведен расчет коэффициента теплопередачи конденсатора.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности, рассчитана величина максимальной приземной концентрации вредных веществ, произведен расчет шума.

В экономической части произведен расчет себестоимостей электрической и тепловой энергии Алматинской ТЭЦ-3 до и после расширения.

АНДАТПА

Берілген дипломдық жоба «ЖЭС-1 бу және конденсат шығындары» тақырыпқа істелген.

Өмір тіршілік қауіпсіздік мәселесі қарастырылған, зиянды заттардың максималды жерге жақын концентрациясының көлемі есептелген, шудың есебі жасалған.

Экономикалық бөлігінде Алматыдағы ТЭЦ-1 кейерюіне дейінгі және кейінгі жылу энергиясы және электрлік сомасы есептелген.

ЖЭС-1 Конденсат және бу шығындары мәселесі қарастырылған және оның шешілуі тәсілдері ұсынған.

ANNOTATION

This thesis project is dedicated to topic: «Wastages of steam and condensate on CHP-1».

Conditions of the safety of life were reviewed and value of the maximum surface concentration of harmful substances was calculated as well.

The economic part contains the cost calculation of electricity and heat energy on Almaty CHP-1 before and after expansion.

Содержание

Аннотация

1. Введение.....
2. Описание существующей станции.....
3. Компоновка главного корпуса и генплан.....
4. Выбор вариантов расширения.....

5. Расчет тепловой схемы.....
6. Раздел безопасности жизнедеятельности.....
7. Экономическая часть.....
8. Специальный вопрос.....
9. Список используемой литературы.....

ВВЕДЕНИЕ

Алматинская ТЭЦ-3 введена в эксплуатацию в 1961 году. Претерпевая существенные изменения за время ТЭЦ-3 АО «АлЭС» обеспечивает тепловой энергией потребителей поселка Отеген Батыр и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

Проанализировав развитие поселка Отеген Батыр на перспективу был выполнен дипломный проект, в котором рассмотрены варианты расширения ТЭЦ-3 с утвержденным Генеральным планом поселка.

В настоящее время 90% оборудования имеет нулевую остаточную стоимость, морально и физически устарело. Турбины ТЭЦ-3 Т-41-90 выработали свой парковый ресурс, составляющий 270 000 часов или 900 пусков и требуют неотложной модернизации, полной замены или замещения. Турбина К-50-90 выработает свой парковый ресурс к 2014 году.

При достаточности электрической энергии в летнее время станция простаивает, а в период отопительного сезона сглаживает недостаток пиковой мощности. Данный режим работы сказывается на быстром старении основного оборудования. Эти факторы могут привести к уменьшению рабочей мощности станции и перевода в режим работы котельной, но при интенсивном развитии промышленности это может привести к появлению дефицита электрической и тепловой энергии в регионе.

Несмотря на низкую эффективность работы станции, предприятием ТОО «Тепловые сети» п. Отеген Батыр были выданы технические условия на подключение к тепловым сетям поселка 12ти объектов жилой и общественной застройки.

В данном дипломном проекте будет произведен расчет конденсационной установки, который позволит определить необходимую поверхность конденсации, а так же конструктивные и технологические показатели, так как снижение температуры конденсации выходящего из турбины пара приводит к увеличению к.п.д., что равносильно увеличению мощности станции.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ СТАНЦИИ

Установленная мощность:

Электрическая– 173,0МВт

Тепловая– 389,9МВт (335,26Гкал/ч)

Располагаемая мощность:

Электрическая – 162,3 МВт

Тепловая – 264,08МВт (227,07 Гкал/ч)

Годовой отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ-3 в 2010г составил 90,9 тыс.Гкал.

Производственная возможность:

Выработка электроэнергии составляет – 120 тыс.кВт/ч

Выработка тепловой энергии составляет – 500 тыс.Гкал

Топливо - каменный уголь: Экибастузского разреза

Растопочное топливо: мазут М100

Ёмкость угольного склада: 100 тыс.т

Установленное оборудование:

6 котлов БКЗ 160 – 100 П-образные

3 турбины – Т – 41 – 90 выработавшие свой парковый ресурс, составляющий 270.000 часов или 900 пусков.

1 турбина – К – 50 – 90

4 генератора – ТВ 60 – 2

ОРУ – 220кВ

ОРУ – 110кВ

ОРУ – 35 кВ

26 трансформаторов до 2 500тыс.кВА

Транспортировка золы: гидрозолоудаление с возвратом осветленной и дренажной воды в цикл.

Промышленный водозабор:

13 артезианских скважин с глубиной 200 – 300м

Годовой расход воды для восполнения потерь и хозяйственные нужды- 6 107 млн.м³.

Для охлаждения конденсатора турбины применена оборотная схема циркуляции воды с расходом 8м³/час при максимальной нагрузке на турбину.

Установлено пятьдесят секционных вентиляторных градирен.

Подготовка воды для производства осуществляется в цикле ХВО с максимальной производительностью:

по хим. обессоленной воде – 45м³/ч

для подпитки теплосети – 250 м³/ч

Годовой отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ-3 в 2010г.составил 90,9 тыс Гкал.

Алматинская ТЭЦ – 3 (ранее ГРЭС) сооружена за городской чертой севернее г.Алматы. компоновка этой станции полуоткрытая т.е. главное оборудование котельного цеха покрыто шатром, а турбины и вспомогательное оборудование котельного оборудования располагаются под открытым небом.

Электростанция начала функционировать в 1962г. и продолжала работать до 1997года работала, непрерывно обеспечивая электроэнергией поселок и имеющие поблизости предприятия.

В 1997г. впервые была приостановлена с мая по октябрь. До настоящего времени электростанция работает в пиковом режиме отпуская электрической энергии и отпуском тепловой только в отопительный сезон данной климатической зоны. На электростанции установлено 4 турбины типа К – 50 – 90, в последствии три из них реконструированы с установкой дополнительного Т-отбора,

и 6 котлов типа БКЗ – 160 – 100 П-образные не газоплотные с восемью щелевыми горелками ,расположенными в 2 яруса по 4 горелки. Топливо подача оснащена 4-мя ленточными конвейерами и разгрузочным сараем для разгрузки топлива при вагонной поставке.

Площадка ТЭЦ практически полностью застроена и насыщена подземными и надземными коммуникациями. Размеры площадки 30,3га. Станция имеет железнодорожные и автодорожные подъезды, склады хранения запчастей. На территории имеются 4 участка подрядных организаций, которые в настоящее время ведут ремонтную компанию всех объектов.

Промышленная площадка станции имеет сложные геологические условия, которые оказывают влияние на повышение уровня сейсмического воздействия

Число работающих на предприятии по данным 2013 года– 340 чел.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

На производственные нужды электростанции выделен земельный участок площадью 221,11га. Пром.площадка 30,3га, площадь артезианских скважин 1,6га, площадь золоотвала 100га, площадь основных построек 7,8га, площадь под вспомогательными зданиями и сооружениями 2,4га. Поверхность площадки с общим уклоном на северо-запад и местным уклоном на запад. Отметки поверхности участка колеблются от 629м до 626м над уровнем моря.

Чертой площадки служит: речка малая Алматинка, с юга предприятие САЭМИ, с востока завод ЗЖБК. С южной стороны нет граничащих объектов, поэтому возможно расширение территории.

Восточная промышленной площадки подходит подъездная автодорога, а с севера подъездной железнодорожный путь. Протяжение ж.д. пути по территории станции до станции Жетысу –3,2км.

в восточном и западном направлении. Золоотвал находится в, на расстоянии 1.5 км. сооружения нефтесодержащих и фекальных стоков расположены в северо-западном направлении.

Производственная площадка плотно застроена существующими зданиями и сооружениями. На складах хранения зап.частей установлен козловой кран грузоподъемностью 20тн.

Компоновка главного корпуса полуоткрытого типа. расположено под открытым небом. Основное оборудование котельного цеха расположено укрытием особого типа , а вспомогательное расположено на улице. Направление постройки главного корпуса от постоянного к временному торцу в северную сторону.

В котельном цехе находится следующее оборудование:

6 котлов БКЗ –160 – 100 –со всем вспомогательным оборудованием, мазутное хозяйство, 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 Дном - 160т\ч, давление Рп.п - 100кг\см², t п.п.- 540 °С, снабжены с промежуточным бункером (ШБМ типа Ш –10 2шт. производительностью по 20т\ч). 2 мельничных вентилятора типа ВМ – 17, обеспечивают транспортировку угольной пыли через сепараторы и циклоны в бункер готовой пыли, ёмкость которого 145т. Сырой уголь подается качающимся ПСУ из бункера сырого угля емкостью 140т через подсушивающую трубу в ШБМ. При угля в качестве основного топлива предусматривается: сохранение технологии пылеугольного сжигания, использование преимущественно комбинированной технологии производства тепла и электроэнергии.

Воздух, для поддержания горения (вторичный) и транспортирования пылеугольной смеси (первичный), подается 2-я вентиляторами типа ВДН – 18. Проходя через 4-е ступени ВЗП нагревая его до t ° – 360 °С (вторичный), а 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 отм.8.0м, т.к там находятся узел питания котла и горелки, что обеспечивает удобство обслуживания.

На АТЭЦ-3 установлены четырёх заходные скруббера с четырьмя предвключенными трубами Вентури. Давление воды на систему орошения 3-5ати, температурой за золоуловителем 63-65°С. Проектная степень очистки 96%.

Золоулавливающая установка представляет собой кольцевой скруббер с четырьмя распределёнными по периметру тангенциальными подводами и внутренней орошаемой цилиндрической вставкой. К каждому подводу предвключена труба Вентури. Газ к установке подводится по двум газходам (каждый газход на две трубы Вентури). Орошение трубы Вентури

производится водяным факелом сменных форсунок. Орошение внутренней поверхности скруббера осуществляется через 30 сопл, равномерно распределённых по окружности. В цех топливоподачи входят: склад топлива, разгруз сарай для выгрузки топлива, ленточные конвейеры №1,2,3,4 и бульдозерная техника для укладки штабеля и подачи угля на котлы. Склад топливоподачи предполагался на хранение 100 000тн угля. Учет поступаемого топлива производится весами установленными на ж.д. Сначала взвешиваются полные, а затем разгруженные полувагончики. Информация поступает на компьютер и в любое время можно определить количество поступаемого длиной 120м и рассчитан для одновременной разгрузки семи полувагонов. Разгрузка ведется 50мин. куски угля без труда просыпаются сквозь решетку крупные куски дробятся ДФМ. Так, весь уголь попадает в пред бункер и лопастными питателями поставляет на ленту первого ленточного конвейера.

С первого транспортера уголь можно перевозить либо на склад хранения, подавая на второй ленточный конвейер, либо в бункера сырого угля котлов через третий и четвёртый ленточные конвейеры.

После третьего решетки для сортирования крупной фракции сырого угля (более 20мм). Крупная фракция дробится дробилкой, оснащенной билами. Узлы пересыпки оснащены механизмом осаждения мелкой пыли, летающей в воздухе, при помощи подачи пара.

Четвёртый ленточный конвейер оснащен плужковыми сбрасывателями, для сбрасывания угля с ленты конвейера бункера сырого угля котлов.

Все четыре ленточных конвейера имеют две нитки А и Б для обеспечения надежной подачи топлива т.е. один рабочий другой резервный.

в вагонной поставки, бульдозерная техника сталкивает в разгруз сарай необходимое количество угля со штабеля, и уголь попадает в предбункер, а затем в ленточный точном конвейере установлены весы которые фиксируют количество отпускаемого на сжигания угля в БСУ котлов. Щит управления топливо подачи располагается на отм.0.0 под транспортером №3.

ХВО, , мазута, шлака, дымовых газов, угля, питательной воды и острого пара, водорода в системах водородного охлаждения генераторов турбин, химически очищенной воды для подпитки основного цикла и теплосети все это входит в хим.цех. А также склады используемые хранения хим.реагентов и кислот.

Цели химводоочистки:

1. Восполнения потерь пара и конденсата в цикле станции.
2. потерь в теплосети.

Артезианская вода подается на химводоочистку с температурой 25-30°С.

Производительность ХВО для подпитки котлов 45куб.м/ч. обработка воды производится по схеме двухступенчатого обессоливания.

вода подогретая в ПСВ до 25°С, подаётся на водоочистку из турбинного цеха. Для подачи исходной воды на ХВО служат два трубопровода: основной и дублирующий.

Вода поступает через измерительные диафрагмы установленные на трубопроводах, на Н – катионитовые фильтры 1 ступени.

Н – катионитовые фильтры предназначены для обмена всех катионов исходной воды на катион водорода, содержащиеся в Н- сульфогле. Затем Н – катионированная вода поступает на анионитовые фильтры 1 ступени. Первая ступень анионирования имеет цель обмена анионов сильных кислот (SO_4 , Cl , NO_3) анионе. Вода с первой ступени анионитовых фильтров поступает в декарбонизатор, где происходит удаление из воды свободной углекислоты затем частично обессоленная вода из декарбонизатора поступает в бак частично обессоленной воды $V=75\text{м}^3$ и оттуда насосами ЗК-6 $G=30-70\text{м/час}$ подается на Н – катионитовые фильтры второй ступени.

Вторая ступень Н-катионирования служит для поглощения катионов натрия как проскочивших через Н-катионитовые фильтры первой ступени так и попавших в частично обессоленную воду из слабоосновных анионитовых фильтров.

Далее вода со второй ступени Н-катионитовых фильтров поступает на анионитовые фильтры второй ступени. Вторая ступень анионирования предназначается для поглощения частично проскочивших с первой ступени анионов и остаточной углекислоты после декарбонизаторов кремневой кислоты.

фильтров вода поступает в бак обессоленной воды со следующим химическими показателями:

- Жесткость 5 МкГ экв/кг
- Щелочность 10 – 15 МкГ экв/кг
- Кремне кислота 200 – 500 МкГ мкг/кг
- Солесодержание 0 – 10 МкГ мг/кг

Из баков насосами ЗКМ-6 $G=30-65\text{м}^3/\text{час}$ вода поступает в конденсатор турбины, а также может подаваться насосами в дренажные баки и в деаэратор бата.

подкислением:

На Алматинской ТЭЦ-3 вода для подпитки теплосети обрабатывается по схеме прямого подкисления.

Вода применяемая для подпитки теплосети с открытым водозабором должна

- ГОСТу на питьевую воду.

Подготовка подпиточной воды для открытых теплосетей обычно производится по схеме Н-катионирования с «голодной» регенерацией или по схеме Н –Na катионирования.

В турбинном цеху находится сложное оборудование: насосные станции теплофикации и пром. водозабора, кислородная станция, градирни, и фекальных стоков. Непосредственно трубопроводы технического водоснабжения, пожарные коллектора, циркуляционные узлы и водоводы, теплотрассы. Турбинный цех расположен справа от административного корпуса. Компоновка турбинного цеха полуоткрытая, т.е. турбины находятся на ↓8 в шатрах. Всё вспомогательное оборудование находится на ↓0. На

ТЭЦ – 3 в работе 4 турбоагрегата первый, второй, третий - Т – 41 – 90 и это принято решение реконструировать турбины, паровую турбину К- 50 – 90 в Т – 41 – 90 (3шт). Номинальная мощность К - 50 – 90 N= 50 000кВт и Т – 41 – 90 N= 41 000кВт при полностью загруженном регулируемом отборе.

Технические характеристики:

оборотов – 3 000 об/мин.

генератора гибкие критические обороты: ротор турбины - 1 725 об/мин, генератор – 1 320 об/мин, якоря возбuditеля – 3 800 об/мин. Роторы турбины и генераторы соединяются жесткой муфтой.

Первые 19 дисков откованы вместе с валом, остальные диски насадные (диски 19 ступени турбин №1,2,3 срезаны при реконструкции). Регулирование пара клапанное. Максимальный расход пара 230 т/ч. Масляная система турбины состоит из маслонасоса смазки с двигателем переменного и постоянного тока, пускового маслонасоса, двух маслоохладителей и маслоочистки. 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. Система охлаждения состоит из типа двух ходового (50КЦС) имеющего поверхность охлаждения 3 000м². Гидравлическое сопротивление конденсатора при расходе охлаждающей воды 8 000м³ равно 0,36 ата. Присосы воздуха в конденсатор не должны превышать 10кг/ч. Для этого имеются паровоздухо-удаляющее устройство:

Эжектор типа ЭН – 3 – 600 – 3 пусковой (номинальное давление пара 12 ата расход пара 600 кг/ч, количество отсасываемого воздуха 75кг/ч) и эжектор типа – 270 – 150. Ёмкость деаэраторов больших 72м³ маленькие 50м³. Так же на станции имеются РОУ предназначенные для снижения давления и температуры пара до пределов установленными потребителями редуцированного пара.

Вода после потребителей поступает на станцию и сетевыми насосами подается последовательно через основной или пиковый бойлер, затем вновь поступает в теплосеть.

Подогрев воды в основном бойлере осуществляется паром 5 отбора турбины или от РОУ 100/1,5. В пиковом бойлере подогрев ведется паром IV отбора турбины РОУ – 100/13. Отсос воздуха из бойлерной выполнен в сальниковый подогреватель. Конденсат из пикового бойлера каскадно направлен во второй основной, а из основного насосами бойлеров в линию основного конденсата или на головку деаэратора 6 ата.

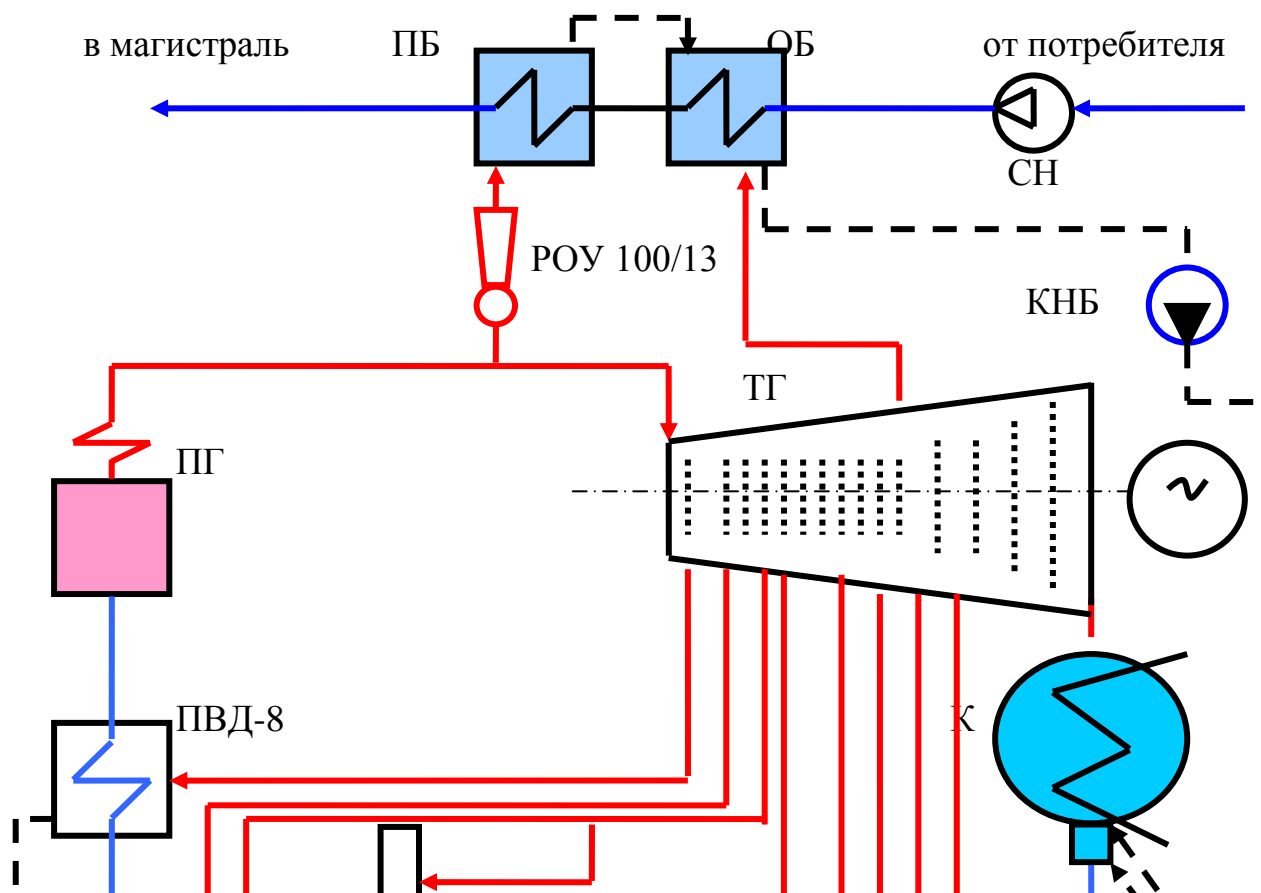
Система горячего водоснабжения открытого типа с возвратом из обратной линии теплосети. Так как разбор воды на горячее водоснабжения осуществляется из тепловых сетей, на ТЭЦ-3 предусмотрена схема деаэрации и умягчения исходной воды. При горячем водоразборе, количество воды должно удовлетворять требованиями санитарного надзора, подобно тому как это имеет место на питьевых водопроводах. Подпиточная вода в хим. цехе умягчается до остаточной карбонатной жесткости не более 700 мкг.экв/л. и деаэрируется до остаточного содержания кислорода не более 50 мкг/кг. вспомогательного оборудования на маслоохладители турбин которые берут воду от СН (от кольца напорных скважин) температура на хим.очистку должна быть 25 – 27°C. для регулирования после насоса смонтирован подогреватель сырой воды (ПВС).

Водоуловители представляющие досок, расположенных широкой гранью под углом 45° служат для уменьшения уноса воды уходящим воздухом. Промышленный водозабор служит для обеспечения нужд станции в исходной воде. Промышленный водозабор состоит из 13 артезианских скважин, оборудованных глубинными насосами, трубопроводами и двух 6 000м³, насосной пром. водозабора с четырьмя насосами типа 300Д-40 и двумя вакуумными установками. Баки запаса имеют перелив и опорожнение в реку малая Алматинка. С бака запаса через камеру всасывается, по двум

трубопроводам, вода подается на всасывающий коллектор насосов промышленного водозабора

Тепловая часть

Рис.4.1 Принципиальная тепловая схема



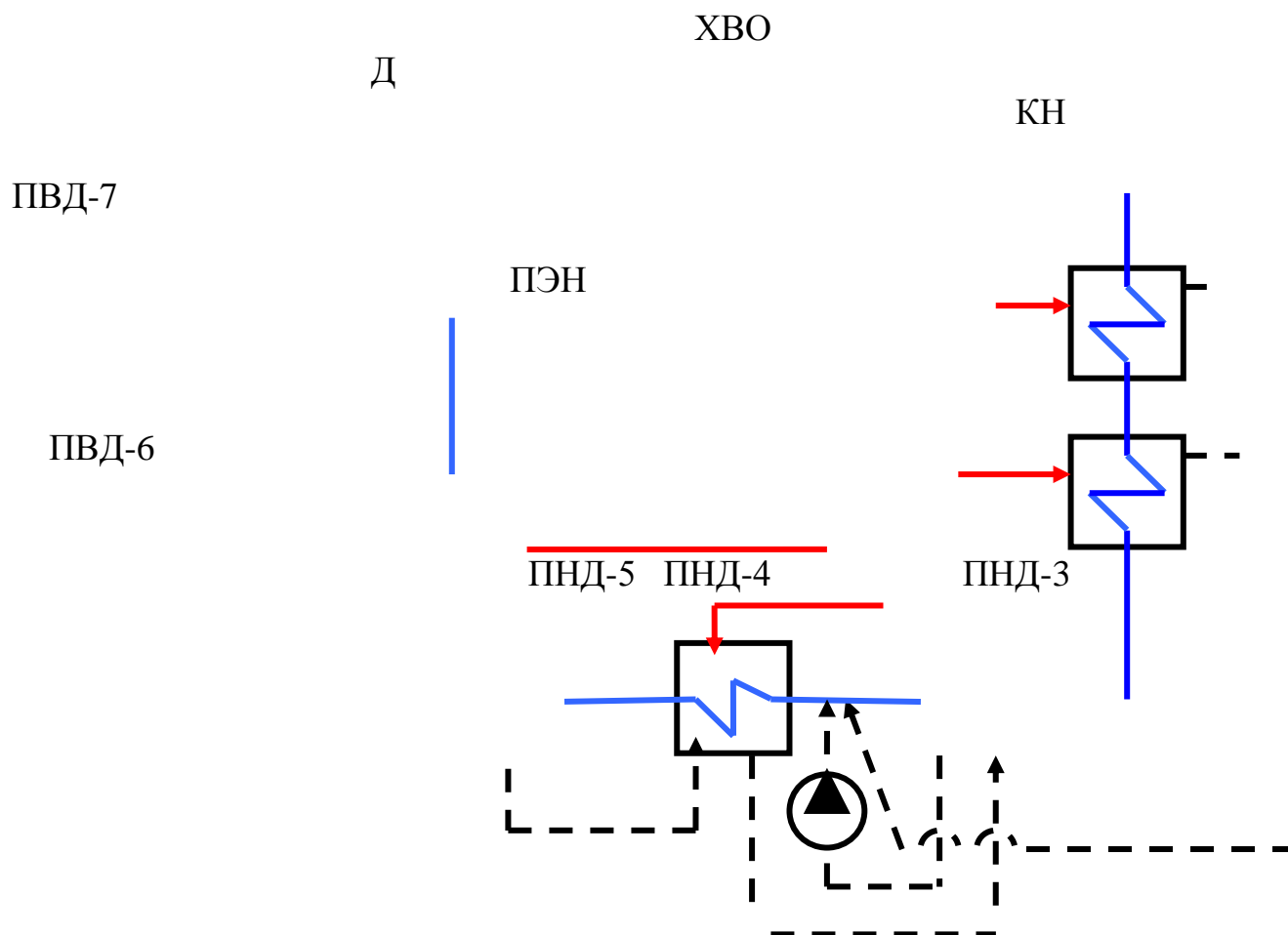


Таблица 4.1 - Оборудование тепловой схемы АТЭС-3 согласно рис.4.1

РАЗДЕЛ БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Экологический паспорт

1. *Наименование предприятия* - Алматинская ТЭЦ-3

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

Сведения о предприятии: Алматинская ТЭЦ-3 расположена в

восточной части г.Алматы и находится за городской чертой.

2. Описание сырья

Шум и защита от него на АПК ТЭЦ-3.

В турбинном цехе имеются следующие источники шума: паровые турбины, генератор, насосы, паропроводы и др. В технике источниками шума являются различные механизмы и двигатели. Зачастую повышенная шумность является признаком наличия различных неисправностей. Так как шум замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы и приводит к снижению реакции вводятся допустимые уровни шума.

Оборудование	Уровень шума дБ-А
Турбинное отделение	
подогреватели низкого давления	94 - 103
насосы различные	85 - 99
паропроводы, газопроводы	87 - 98
Котельное отделение	
шаровые мельницы	101 – 107
агрегаты золошлакоудаления	91 – 92
дымососы	86 – 92

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

Вне помещения ТЭЦ расположены вентиляционные установки, трансформаторы, градирни. Все эти источники шума оказывают продолжительное воздействие как на обслуживающий персонал предприятия, так и на жителей близлежащих населенных пунктов.

Для выполнения санитарных норм по уровням шума на ТЭЦ предусмотрены следующие мероприятия. Рабочие места в производственных помещениях с постоянным пребыванием людей при уровне производственного шума экранами, шумоглушащими кабинами, виброизолирующими опорными площадками и прочее.

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

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

Расчёт шума по турбинному цеху.

Помещение турбинного цеха работают источники шума, имеющие различный уровень звуковой мощности. Определим активный уровень звукового давления на рабочих местах. Источники расположены на полу т.е. $\Phi = 1$. Расчётная точка расположена между оборудованием на высоте 1,5 м от пола.

Турбинный цех находится на нулевой отметке основными источниками шума являются турбины и их электрогенераторы, установленные в равном количестве. Всего в турбине размещено 7 турбин и 7 электрогенераторов. Усреднённые длины источников – турбины и генератора – соответственно 18,6 м и 10,3 м.

$$V_{\text{пом}} = 39 \times 270 \times 16,7 = 175851 \text{ м}^3.$$

$$L = 10 \cdot \lg\left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \lambda_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4 \cdot \varphi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i\right);$$

где $\Delta_i = 10^{0,1 \cdot L_{pi}}$, где L_{pi} – октавный уровень звуковой мощности дБ, создаваемый i -тым источником шума;

n – общее количество источников шума в помещении;

Φ – фактор направленности источника шума ($\Phi = 1$);

где λ_i – коэффициент, учитывающий влияния ближнего акустического поля и принимаемых в зависимости от отношения расстояния r , между акустическим центром источника и расчетной точкой к максимальным габаритным размерам l_{max} , определяемое по графику.

Найдем минимальное расстояние от расчетной точки до акустического центра и ближайшего к ней источника $r_{min} = 7,2$ м; $5 \cdot r_{min} = 36$ м.

Учитываются источники, расположенные на расстояниях $r_1 = 7,2$ м, $r_2 = 10,6$ м.

$$V_{63} = V / 20 = 175851 / 20 = 8792,55 \text{ м}^2.$$

$$V = V_{63} * \mu = 8792,55 * 0,5 = 4396,275 \text{ м}^2.$$

ψ – коэффициент, найденный по графику на рисунке 3 (СН и П2-12-77) в зависимости от отношения $V/S_{орг}$, постоянной помещения V к площади ограждающих поверхностей $S_{орг}$, $V/S_{орг} = 4396,275 / 175851 = 0,025$, т.е. $\psi = 1$.

Требуемое снижение шума $\Delta l_{тр.}$, определяем приняв нормативные уровни звукового давления в расчётной точке по таблице 2.7:

Рабочие места – постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий.

$$\Delta l_{тр.общ.} = l_{общ} - l_{доп.}, \text{ дБ};$$

где $l_{общ}$ – октавный уровень звукового давления в расчетной точке от всех источников шума, дБ.

Таблица 5.9. – Ориентировочные уровни звукового давления теплоэнергетического оборудования.

Таблица 5.10. – Частотный множитель μ .

Объем помещения, м ³	Частотный множитель							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Для V>1000	0,5	0,5	0,55	0,7	1,0	1,6	3,0	6

Таблица 5.11.

Наименование	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Допустимые уровни звукового давления для производственных помещений, дБ	99	92	86	83	80	78	76	74

Пример расчета частоты 63 Гц.

Выбираем из таблицы 1.7 (методических указаний) данные для турбины и генератора, при частоте 63 Гц.

Частоты $L_{\text{рт}} = 103$ дБ, $L_{\text{г}} = 105$ дБ, тогда разность уровней составит:

$$/L_{\text{рт}} - L_{\text{г}}/ = /103 - 105/ = 2 \text{ дБ},$$

то, употребляя таблицей 2.10 (методических указаний):

$$L_{\text{р}\Sigma} = 105 + 2,5 = 107,5 \text{ дБ}.$$

Далее рассчитываем величину Δ_i :

$$\Delta_1 = 10^{0,1 \cdot L_p} = 10^{0,1 \cdot 107,5} = 5,623 \cdot 10^{10}.$$

Рассчитаем площади, оцепляющие источники по формуле $S = 2\pi r^2$:

$$S_1 = 2 \cdot \pi \cdot r_1^2 = 2 \cdot 3,1415 \cdot 7,2^2 = 325,7 \text{ м}^2;$$

$$S_2 = 2 \cdot \pi \cdot r_2^2 = 2 \cdot 3,1415 \cdot 10,6^2 = 706 \text{ м}^2.$$

Теперь по формуле $\Delta_i \cdot \lambda \cdot \Phi / S_n$ рассчитаем значения для каждой площади:

$$\Delta_1 \cdot \lambda \cdot \Phi / S_1 = \frac{5,623 \cdot 10^{10} \cdot 3,75 \cdot 1}{325,7} = 6,474 \cdot 10^8;$$

$$\Delta_1 \cdot \lambda \cdot \Phi / S_2 = \frac{5,623 \cdot 10^{10} \cdot 3,75 \cdot 1}{706} = 2,987 \cdot 10^8.$$

Теперь общая сумма составит:

$$\sum_{i=1}^2 \Delta_i \cdot \lambda_i \cdot \Phi_i / S_i = 6,474 \cdot 10^8 + 2,987 \cdot 10^8 = 9,461 \cdot 10^8.$$

Теперь совершим расчёт:

$$B_{63} = \frac{V}{20} = \frac{175851}{20} = 8792,55 \text{ м}^2.$$

Значение коэффициента μ – найдем из таблицы 2.9 (методических указаний), где для объёма здания $V > 1000 \text{ м}^3$ и для частоты 63 Гц $\mu = 0,5$; тогда значение:

$$B = B_{63} \cdot \mu = 8792,55 \cdot 0,5 = 4396,275 \text{ м}^2.$$

Теперь определим октавный уровень звукового давления $L_{общ}$ в дБ в расчётной точке помещения, в котором немного источников шума, определим для полосы прямого и отражённого звука:

$$L_{общ} = 10 \cdot \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \lambda_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4 \cdot \psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i \right) =$$

$$= 10 \cdot \lg \left(9,461 \cdot 10^8 + \frac{4 \cdot 1 \cdot 7 \cdot 5,623 \cdot 10^{10}}{4396,275} \right) = 91,15.$$

Затем чего по таблице 2.7 (методических указаний) выбираем для частоты 63 Гц $L_{дон} = 99 \text{ дБ}$. Окончательным расчётом является определение значения $\Delta L_{тp\partial on} = L_{общ} - L_{дон} = 91,15 - 99 = -7,85 \text{ дБ}$.

В случае со звуковой частотой шума в 63 Гц полученное значение уровня звукового давления ниже допустимого в расчётной точке.

7. Экономическая часть

Как известно в большинстве экономически развитых странах мира принятие решений о дальнейшей эксплуатации оборудования, отработавшего установленные сроки службы, принимается не только с учетом обеспечения безопасности, но и с экономической оценки целесообразности его замены или частичного замещения. Исходя из этого, в экономической части дипломного проекта будет произведён расчёт себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии до и после расширения Алматинской ТЭЦ-3, с учетом уменьшения годового объема потребляемой воды на охлаждение пара в конденсатора.

Отправными данными для расчета являются отдельные данные АО «АлЭС» ТЭЦ-3 за 2013г.

- установленная электрическая мощность станции $N_{y3} = 173 \text{ МВт}$;
- установленная тепловая мощность станции $N_{yT} = 335,26 \text{ Гкал/ч}$;
- теплотворная способность топлива $Q_p = 4300 \text{ ккал/кг}$;

1. Годовой отпуск энергии ТЭЦ-3

Годовая выработка равна:

$$\mathcal{E}_B = 915 \text{ млн. кВт.ч, при } T_{M3} = 5460 \text{ часа}$$

Годовая выработка тепловой энергии равна:

$$Q_B = 117,28 \text{ тыс. Гкал., при } T_{MT} = 340 \text{ час.}$$

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:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 915 \cdot (1 - 0,1) = 823,5 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

$$Q_{от} = Q_в \cdot (1 - Q_{сн}) = 117,8 \cdot (1 - 0,01) = 117,68 \text{ тыс. Гкал.}$$

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 $b_т = 210$ кг.т./Гкал

Годовой расход условного топлива на выработку электрической энергии равен:

$$B_э = \mathcal{E}_о \cdot b_э = 915 \cdot 527,5 = 482,6 \text{ тыс. т.т.}$$

Годовой расход условного топлива тепловой энергии равен:

$$B_т = Q_о \cdot b_т = 117,28 \cdot 210 = 24,73 \text{ тыс. т.т.}$$

Общий расход условного топлива ТЭЦ равен:

$$B_у = B_э + B_т = 482,6 + 24,73 = 507,3 \text{ тыс. т.т.}$$

Расход натурального топлива будет

$$B_н = B_у \cdot Q_{усл} / Q_p = 507,3 \cdot 7000 / 4300 = 825,83 \text{ тыс. тнт.}$$

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

$$\text{Тогда: } I_т = B_н \cdot 3644 = 825,83 \cdot 3644 = 3007,3 \text{ млн. тенге}$$

3. Расчёт КПД использования топлива

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

$$КПД_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 : 527,5 \cdot 100\% = 23,3 \%$$

$$КПД_т = 143 : b_т \cdot 100\% = 143 : 210 \cdot 100\% = 68 \%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_в + Q_в}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 865 + 107,2}{7 \cdot 204,18} = 58,5\%$$

4. Затраты на воду

Системное водоснабжение ТЭЦ-3 двухступенчатая в бойлерах. Для покрытия станции водой используются 13 скважин, глубинные насосы и баки запаса общим объемом 6000 м³. Эта вода расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, охлаждения генераторов и другого оборудования. 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:

$$Z_{пр} = 3125 \text{ тыс. тенге.}$$

Себестоимость 1 тонны воды по отчетным данным составляет 23,01 тенге, а годовой объем потребляемой воды – 4707 тыс. тонн.

Теперь затраты на воду равны:

$$Z_в = 3125 + 23,01 \cdot 4707 = 111,43 \text{ млн. тенге.}$$

5. Затраты на оплату труда

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

Количество рабочих составляет (отчётные данные АО АлЭС ТЭЦ-3 за 2013 год): 382 человека

Среднегодовая заработная плата 1200 тыс. тенге на одного сотрудника, получается суммарный фонд зарплаты равен:

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

Дополнительная зарплата:

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

Начисления на зарплату:

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

Суммарный фонд зарплаты:

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

6. Расчёт амортизационных отчислений

Стоимость доллара США 184 тенге. Следовательно суммарные капитальные вложения равны:

$$K_{\text{сум}} = K_{\text{уд}} \cdot N_{\text{у}} \cdot K_{\text{из}} = 2000 \cdot 173 \cdot (1 - 0,3) \cdot 184 = 44564 \text{ млн. тенге}$$

Амортизационные отчисления 7%, тогда их величина равна:

$$I_{\text{ао}} = 0,07 \cdot 44564 = 3119,53 \text{ млн. тенге.}$$

7. Расчёт затрат на проведение текущего ремонта

Ремонт проводится с целью восстановления работоспособности, а также поддержания эксплуатационных показателей основного и вспомогательного оборудования. Составляющая затрат включает в себя затраты на технический осмотр, поддержание оборудования в рабочем состоянии.

Затраты на ремонт принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot 3119,53 = 467,92 \text{ млн. тенге.}$$

8. Расчёт платы за выбросы

Плата за выбросы вредных веществ зависит от выбросов, а также от вида используемого топлива. На примере работы одной из станции РК,

установлено, что при сжигании Экибастузского угля плата за выбросы составляет 160-190 тенге за т.н.т.

Тогда: $I_{\text{выб}} = 180 \cdot 825,83 = 14,86$ млн. тенге.

9.Расчёт себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии
ТЭЦ производит как электрическую, так и тепловую энергию, следовательно необходимо произвести разнесение затрат на выработку тепловой и электрической энергии.

$$K_p = V_e / V_y = 482,6 / 507,3 = 0,95$$

$$(1 - K_p) = (1 - 0,95) = 0,05$$

95% затрат идут на выработку электроэнергии, на выработку тепловой энергии идут 5% затрат.

Затраты по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 6.1.

Таблица 6.1- Составляющие затрат на производство электрической и тепловой

Составляющие затрат	Иобщ	Иэ	Ит
топливо Ит	3007,3	2856,9	150,3
Вода Ив	125,29	119,02	6,26
Фонд зар.платыИзп	610,13	579,6	30,50
амортизационные отчисления Иао	3119,53	2963,5	155,97
текущий ремонт Ирем	467,9	444,5	23,39
плата за выбросы Ивыб	14,86	14,11	0,7
Итого затрат	7345,01	6977,9	367,12

Себестоимость отпуска электрической энергии равна:

$$S_e = I_e / Q_{от} = 6977,93 / 823,5 = \mathbf{8,2 \text{ тенге/кВтч}}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии равна:

$$S_t = I_t / Q_{от} = 367,12 / 0,11768 = \mathbf{3119 \text{ тенге /Гкал}}$$

2. Расчёт себестоимости электрической и тепловой энергии после расширения станции

Расширение Тэц привело к незначительному увеличению установленной мощности станции, так как коэффициент теплопередачи пара к охлаждающей воде не существенно влияет на мощность станции.

Расчёт удельных капитальных вложение после расширения с учетом всех затрат.

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

$$K_{\text{сум}} = 34600 + 10500 = 45100$$

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

$$I_{\text{ао}} = 0,07 \cdot 45100 = 3157 \text{ млн. тенге}$$

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

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot 3157 = 473,55 \text{ млн. тенге.}$$

Затраты на воду

При расширении объем потребляемой воды уменьшается, исходя из этого проводим расчет затрат на воду с учетом уменьшения годового объема потребляемой воды на охлаждение конденсатора.

$$Z_{\text{в}} = 3125 + 23,01 \cdot 4600 = 108,97$$

Затраты по видам отпускаемой энергии после реконструкции занесены в Таблицу 6.2.

Таблица 6.2. Составляющие затрат на производство электрической и тепловой

Составляющие затрат	Иобщ	Иэ	Ит
топливо Ит	3007,3	2856,9	150,3
Вода Ив	109	103,55	5,45
Фонд зар.платыИзп	610,13	579,6	30,50
амортизационные отчисления Иао	3157	2999,1 5	157,85
текущий ремонт Ирем	467,9	444,5	23,39
плата за выбросы Ивыб	14,86	14,11	0,7
Итого затрат	7387	7017,1 6	371,42

Себестоимость отпуска электрической энергии равна :

$$S_{\text{э}} = I_{\text{э}} / Q_{\text{от}} = 7017,16 / 823,5 = 8,4 \text{ тенге/кВтч}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии

$$S_{\text{т}} = I_{\text{т}} / Q_{\text{от}} = 371,42 / 0,11768 = 3156 \text{ тенге/Гкал}$$

Вывод: расширение Алматинской ТЭЦ – 3 привело к незначительным увеличениям затрат, что явилось хорошей составляющей так как была необходимость замены устаревшего оборудования.

Специальный вопрос

Определение среднего коэффициента теплопередачи конденсатора 50 –КЦС турбины К-50-90 расчетным путем.

Для исполнения термодинамического цикла Ренкина необходим холодный источник теплоты в конце процесса насыщения рабочего пара в турбине. В качестве такого источника на ТЭС используется конденсационная установка. Она служит :

- а) для осуществления фазового перехода отработавшего в турбине пара из газообразного состояния в жидкое состояние
- б) для передачи теплоты конденсации пара в атмосферу
- с) для сохранения в цикле рабочего тела в виде конденсата

Термодинамические процессы осуществляются в трубчатом пароводяном теплообменнике-конденсаторе. В нем в качестве охлаждающей среды используется вода, а в качестве греющей среды – отработавший пар.

При этом охлаждающая вода проходит внутри трубок, а на их наружной поверхности конденсируется пар .

Так как температура охлаждающей воды значительно ниже ее температуры насыщения при атмосферном давлении, то конденсация водяного пара на трубках происходит при давлении ниже атмосферного. Процесс конденсации пара обычно изобарный. Благодаря фазовому переходу достигается резкое уменьшение объема рабочего тела. Это приводит к образованию в паровом пространстве конденсатора глубокого разряжения (вакуума).

В паротурбинных установках в конденсатор вместе с отработавшим паром поступают воздух и не переработанные газы. Воздух проникает из атмосферы через неплотности элементов турбоустановки и конденсатора, работающих под разряжением. Обычно это концевые уплотнения ЦНД турбины, соединение выхлопного патрубка турбины с конденсатором , фланцевые соединения и сальники арматуры и т.д. Неконденсирующиеся газы поступают с паром из котла. Они выделяются из воды, в которой были растворены до поступления в котлоагрегат. Наличие неконденсирующихся газов и воздуха в паре приводит к следующим отрицательным последствиям.

- ухудшается теплопередача от пара к трубкам

- повышается удельное давление конденсации пара, что снижает экономичность

- не достигается полная конденсация пара, т.к. часть его в составе паровоздушной смеси удаляется из конденсатора

- происходит переохладение конденсата и насыщение его кислородом

- требуется непрерывная откачка воздуха из конденсатора для

поддержания в нем разряжения. В противном случае, по мере накопления воздуха ,давление конденсатора будет возрастать до атмосферного. В таком режиме работы конденсатора эксплуатация паровой турбины становится невозможной по условию ее надежности.

Конденсатор типа 50-КЦС-5 имеет следующие технические характеристики:

- число потоков воды- $z=2$
- площадь поверхности охлаждения- $F=3000\text{м}^2$
- число трубок- $n=5800$
- наружный диаметр трубок- $d_2=25\text{мм}$
- внутренний диаметр трубок- $d_1=23\text{мм}$
- длина трубок- $L=6650\text{мм}$
- количество охлаждающей воды- 8000м^3

Параметры замеров пара и воды в конденсаторе по данным тепловых испытаний АО «АлЭС».

- 1) приведенное к 0°C значение разрежения в конденсаторе - $[H_k]=53\text{мм.рт.ст.}$
- 2) барометрическое давление - $[B]=72\text{мм.рт.ст.}$
- 3) температура охлаждающей воды перед конденсатором - $[t_{1в}]=10^\circ\text{C}$
- 4) температура охлаждающей воды после конденсатора - $[t_{2в}]=23$
- 5) расход охлаждающей воды $[D_в]=4600\text{т/ч}$

1) Теплота, отводимая от конденсатора с охлаждающей водой

$$Q=D_в \cdot C_{рв} (t_{2в}-t_{1в}), \text{кВт.},$$

Где Q- теплота, передаваемая от пара к охлаждающей воде, кВт;

$D_в$ - расход охлаждающей воды;

$C_{рв}=4,19$ кДЖ/кг·К- удельная изобарная теплоемкость воды

$t_{2в}, t_{1в}$ -температура охлаждающей воды до и после конденсатора; $^\circ\text{C}$

$$Q=4600*4.19*(23-19)*1000/3600=69.6 \text{ МВт}$$

2) Абсолютное давление пара перед конденсатором

$$P_a=(B-H_k)/7.5, \text{кПа}$$

Температура насыщения пара при P_a находится по термодинамическим таблицам $t_n = f(P_a)$, кПа
 $P_a = (720 - 530) / 7,5 = 25,3$ кПа; при $P_a = 25,3$ кПа по таблице Ривкина находим $t_n = 65^\circ\text{C}$; $\tau = 2346$ кДж/кг

$$3) F_k = L \cdot n \cdot \pi \cdot d_2$$

где L- длина трубок, м; n-число трубок, шт; d_2 - наружный диаметр трубы.

$$F_k = 6,65 \cdot 5800 \cdot 3,14 \cdot 0,025 = 3028 \text{ м}^2$$

$$d_k = D_n / F_k; \text{ м}$$

$$d_k = 5000 / 3028 = 16.51 \text{ м}$$

$$d_k^{\text{НОМ}} = D_n^{\text{НОМ}} / F_k$$

$$d_k^{\text{НОМ}} = 60000 / 3028 = 19.82 \text{ кг}/(\text{ч} \cdot \text{м}^2)$$

$$d_k^{\text{ГР}} = (0,8 - 0,013 \cdot t_{1B}) d_k^{\text{НОМ}}; \text{ кг}/(\text{ч} \cdot \text{м}^2)$$

$$d_k^{\text{ГР}} = (0,8 - 0,013 \cdot 10) \cdot 19,82 = 13,28 \text{ кг}/(\text{ч} \cdot \text{м}^2)$$

$$\Phi_d = \delta(2 - \delta) = 0.78(2 - 0.78) = 0.952$$

$$W_B = 4 \cdot D_B \cdot z / \pi \cdot d_1^2 \cdot n \cdot \rho_B; \text{ м}/\text{с}$$

$$W_B = 4 \cdot 4600 \cdot 1000 \cdot 2 / 3600 \cdot 3,14 \cdot 0,023^2 \cdot 5800 \cdot 1000 = 1,1 \text{ м}/\text{с}$$

$$x = 0.12A(1 + 0.15t_{1B}) = 1,12 \cdot 0,85(1 + 0,15 \cdot 10) = 0,255$$

$$K_T = 3,33 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Заключение

Поставленные задачи были выполнены в полном объеме.

В дипломном проекте была дана краткая характеристика ТЭЦ-3.

Выполнен расчет тепловой схемы и энергетический баланс станции.

Произведен расчет турбины К-50-90. Произведен расчет коэффициента теплопередачи конденсатора, составляющий 3,33.

При условии работы 1 котла на дымовую трубу определили минимальную высоту дымовой трубы 44,5 м., а также определили расстояние от дымовой трубы на котором достигается максимальное значение приземной концентрации вредных веществ. Кроме этого был произведен расчет шума по турбинному цеху

Рассмотрено влияние снижения потерь пара и конденсата на ТЭЦ-3 на экономию топлива.

Экономическое обоснование данного проекта содержит расчет по методике «эффективности строительства и эксплуатации ТЭЦ». Первая часть расчета демонстрирует расчет себестоимостей отпуска электрической и тепловой энергии. Расчет был произведен по исходным данным ТЭЦ-3. Вторая часть расчета показывает изменения экономических показателей после увеличения номинальной мощности.

В результате сравнения двух расчетов, было установлено, что себестоимость до и после расширения изменилась с $S_{э}=8,2$ тенге/кВт и $S_{т}=3119$ тенге/Гкал; до $S_{э}=8,4$ тенге/кВтч и $S_{т}=3156$ тенге/Гкал. Себестоимость отпуска тепловой и электрической энергии после расширения ТЭЦ-3 увеличилась, так как возросла величина амортизационных отчислений за ОПФ.

Список используемой литературы

1. Официальный сайт АО АлЭС www.ales.kz
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Для студентов вузов. 3-е изд., - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 328 с.
3. Григорьев В. А., Зорин В. М. «Тепловые и атомные электрические станции», Москва, «Энергоатомиздат», 1989 г.
4. Соловьёв Ю. П. «Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций», Москва, «Энергоатомиздат», 1983 г. Итенов.М.Т.
5. Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. –М.: Энергия, 1973
6. Руководство по эксплуатации турбины типа ПТ–60-90/13. – Алматы: АлЭС департамент ТЭЦ1, 2007 – 31с.
7. Итенов.М.Т. Инструкция по пуску, обслуживанию и останову турбины ст. № 8 типа Р-25-2-90/18. – Алматы: АлЭС департамент ТЭЦ1, 2007 – 18с.
8. Производственная инструкция по обслуживанию котельного агрегата БКЗ-160-100. – Алматы: АлЭС департамент ТЭЦ1, 2004– 16.
9. Резников М.И., Липов Ю.М. Паровые котлы тепловых электростанций: Учебник для вузов.- М.: Энергоиздат, 1981.-240 с.
10. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод), под ред. Кузнецова: Учебник для вузов.- М.: Энергия, 1973.-489с.
11. 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.
12. Бухман М.А. Эффективное сжигание углей Казахстана с низким выбросом вредных веществ в атмосферу. – Алматы: КазНИИ
13. Осветительные установки. Г.А. Тищенко. М., 1984.
14. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. 3-е изд.,- М., Энергоатомиздат, 1987.-648 с.
15. Осипов Г.Л. Защита зданий от шума.-М.: Стройиздат, 1972.
16. СНИП II-12-77 Часть II. Глава 12 Защита от шума. –М.:1978
17. Методические указания к выполнению дипломной работы. Расчет освещения: АИЭС, 1986.-25 с.
18. Сподыряк Н.Т., Кокеев Е.А. Пластинчатый воздухоподогреватель предварительного подогрева. Сборник тезисов докладов на выездном заседании секции ГКНТ СССР на тему: «Надёжность котельных поверхностей нагрева и актуальные вопросы теплообмена и гидравлики». –Л.:Подольск, 1984
19. Сподыряк Н.Т., Кокеев Е.А. Разработка конструктивной схемы прямоточного ПВП предварительного подогрева для котла БКЗ-160-100 работающего на высокосолевом угле. –В кн.:

- Теплотехнические исследования работы котлов на низкосортных углях. –М.:1984 134 с.
- 20.Зах Р.Г. Котельные установки. –М.:1968
 - 21.Инструкция по определению экономической эффективности организационно-технических мероприятий, проводимых на энергопредприятиях. Часть 2. Теплоэлектроцентрали. И 34-00-002-82 Созстехэнерго -М.:1983
 - 22.Теплотехнический справочник Т.1. -М.:1975
 - 23.Волков О.И. Экономика предприятия. Учебник. –М.:ИНФРА-М, 1998. 415с
 - 24.Шеремет А.Д. теория экономического анализа. –М.:ИНФРА-М, 1982
 - 25.Белов. С.В., и др. Охрана окружающей среды. –М.: Высшая школа, 1991
 - 26.Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. –М.: Энергоатомиздат, 1992
 - 27.Рихтер Л.А., Волков Э.П. и др. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. –М.: Энергоиздат, 1981 296с.
 - 28.Кропп Л.И., Акбрут А.И. Золоуловители с трубами Вентури на тепловых электростанциях. –М.: Энергия, 1977
 - 29.Сборник законодательных, нормативных и методических документов для экспертизы воздухо-охранных мероприятий. –Л.: Гидрометеоиздат, 1986 –319с.
 - 30.Справочник. Защита атмосферы от промышленных загрязнений: Учебник для вузов.: 2 том, Энергоиздат,1988.-348 с.
 - 31.Долин П.А. Справочник по технике безопасности. –М.: Энергоатомиздат 1984