

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: СТРОИТЕЛЬСТВО - НОВОЙ ПРОМЫШЛЕННО-ОТОПИТЕЛЬНОЙ ТЭЦ В ГОРОДЕ КИСТАНАЙ.

Специальность ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА.

Выполнил (а) ТАНДЫБАЕВ. И. А.
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель ПРОФЕССОР ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК ПАК. М. И.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ САТЫМОВА. М. Е.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 10 » _____ 06 _____ 2015 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

КАНДИДАТ ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК: ДОЦЕНТ САНАТОВА: Т. С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 27 » _____ март _____ 2015 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Пак М. И. профессор, к.т.н.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 27 » _____ март _____ 2015 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. преп. кадр. ТТЭ Касимов А. С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « 09 » _____ 06 _____ 2015 г.
(подпись)

Рецензент: _____

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

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

Алматы 2015 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет заочного отделения и
Специальность 58071700 "теплоэнергетика"
Кафедра тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент ТАЛДЫБЕКОВ. И.А.
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Строительство новой промышленно-отопительной ТЭЦ в городе Костанай

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 электрическая
180 МВт/ч, тепловая 1465 Гкал/ч
Топлива - мазут "М-100" уголь Жайбасуз-
ская уголь
2 Турбины ТТ-80-130/13 и Т-100-130
водогрейные котлы КВ ГМ-100-150 (экога)
Энергетические котлы БКЗ-420-140

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

- 1 Актуальность
- 2 Введение
- 3 Краткое описание станции
- 4 расчет тепловой схемы
- 5 безопасность эксплуатации
- 6 Экономическая часть
- 7 Заключение
- 8 Список использованной литературы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Генеральный план

Поперечный разрез гладкого корпуса

Принципиальная тепловая схема ТЭЦ

Рекомендуемая основная литература

Теплотехнический справочник "Термо" Москва

В.Н. Юренин и В.И. Мещеряков

"Теплотехническое проектирование котельных установок"

"Расчет рассеивания вредных примесей в атмосфере для ТЭС"

"Паровые котлы большой мощности"

Справочник конструктора

Вырезная форма Эмблематического чаша

"Справочник проектировщика Стройиздат"

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Саманова Т.С.	1.05-27.05.15	Саманова
Экономические расчеты	Ситникова Н.С.	18.05-10.06.15	Ситникова

ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Введение	21.09.15г.	
2	Разработка Генеральной плана ТЭЦ Компактовка Главного корпуса	4.12.14г.	
3	Расчет тепловой схемы	18.02.15г.	
4	Выбор оборудования	1.04.15г.	
5	Заключение	15.05.15г.	

Дата выдачи задания « » _____ 20 г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

АНДАТПА

Дипломдық жобаның тақырыбы лауазымдық жылу жүктемелер туралы, өнеркәсіптік және жылу мақсаттары жобалау болып табылады. Түсіндірме жазба 5 негізгі бөлімдерден тұрады.

Есептелген іргелі жылу тұйықталу ЖЭО және негізгі және қосалқы жабдықтарды таңдау бірінші жылу жылы.

Коммутациялық жабдық таңдау үш фазалы қысқа тұйықталу тогы болып табылатын төлеу экономикалық бөлігінде.

Өмір қауіпсіздігі тақырыппен өндіріс факторларын және кәсіпорынның жұмыс жағдайларын талдады. Жобаның өндірістік және өзін-өзі ақтау кезеңнің негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштер анықтау экономикалық бөлігінде корсетиледи.

АННОТАЦИЯ

Темой дипломного проекта является проектирование промышленно-отопительной ТЭЦ на задания тепловые нагрузки. Пояснительная записка включает в себя 5 основных разделов.

В первой тепловой части производится расчет принципиальной тепловой схемы ТЭЦ и выбор основного и вспомогательного оборудования.

В экономической части ведется расчет трехфазных токов короткого замыкания с выбором коммутационного оборудования.

По разделу безопасности жизнедеятельности производится анализ производства и факторы, определяющие условия труда на предприятии. Определение основных технико-экономических показателей производства и срока окупаемости проекта произведены в экономической части.

ANNOTATION

The theme of the diploma project is design of industrial and heating purposes (thermoelectric plant) in the building of thermal loadings. Explanatory note includes 5 major sections.

In the first thermal part calculation of the schematic thermal diagram and the choice of the main and auxiliary equipment.

In economic part calculation of three-phase currents of short circuit with a choice switching the equipment.

According to the section of health and safety, an analysis of production and the factors defining working conditions at the enterprise

Definition of the main technical and economic indicators of production and payback period of the project are produced in economic part

Содержание.

- 1 Краткое описание Станции**
 - 1.1 Генеральный план ТЭЦ
 - 1.2 Компонировка главного корпуса
 - 1.3 Тепловая схема ТЭЦ
 - 1.4 Система технического водоснабжения ТЭЦ
 - 1.5 Система гидрозолоудаления
 - 1.6 Техническое описание котла и вспомогательного оборудования

- 2 Расчет тепловой схемы.**
 - 2.1 Проект промышленной отопительной ТЭЦ в городе Костанай.
 - 2.2 Расчет отопления.
 - 2.3 Расчет горячего водоснабжения.
 - 2.4 Выбор оборудования
 - 2.5 Определение расхода пара на собственные нужды Костанайской
 - 2.6 ТЭЦ.
 - 2.7 Покрытие тепловых нагрузок.
 - 2.8 Электрическая часть станции.

- 3 Безопасность жизнедеятельности**
 - 3.1 Расчёт выбросов и их рассеивания в атмосфере от котлов ТЭЦ.
 - 3.2 Расчет высоты дымовой трубы.
 - 3.3 Анализ условий труда персонала промышленно-отопительной ТЭЦ г. Костаная.

- 4 Экономическая часть станции.**
 - 4.1 Бизнес план.
 - 4.2 Финансовый план.
 - 4.3 Определение показателей тепловой экономичности ТЭЦ
 - 4.4 Капиталовложения в строительство ТЭЦ.

Заключение

Список литературы.

Введение.

Костанай – административный, культурный и промышленный центр одноименной области с населением согласно последним данным переписи населения - 250 тысяч человек, расположен на левом берегу среднего течения р. Тобол.

Здесь функционирует более 80 предприятий различных отраслей промышленности. Наибольшее развитие получила промышленность химическая, легкая, пищевая, стройматериалов в частности завод железобетонных изделий, кирпичный, асбестовый заводы. Крупными предприятиями являются заводы искусственного и химического волокна, камвольно-суконный комбинат. В перспективе предусматриваются реконструкция и расширение существующих и строительство новых предприятий машиностроения, электротехники, строительной индустрии и энергетики.

Перспективы развития и функционирования теплоисточников Костаная представляются следующими.

Здание ТЭЦ старое, мало приспособленное, основное оборудование существующей теплоэлектроцентрали на средние параметры пара маломощное, морально и физически устарело, низкая производительность труда – все это предопределяет демонтаж физически изношенного оборудования. После демонтажа паровых турбин и оставшихся в работе котельных агрегатов станция будет использоваться в качестве районной котельной для теплоснабжения города.

Поэтому главной задачей в развитии теплоисточников города является форсированное сооружение здесь теплоэлектроцентрали.

Правительством Казахстана была разработана программа экономического роста на последующие 30 лет, всем известная программа «2030». В связи с наметившимся ростом производства возникает потребность в использовании дополнительных энергетических

мощностей. Уже сейчас наблюдается определённый сдвиг демографической ситуации, связанной с естественным приростом населения. В связи с высокими урожаями в Костанайской области и наметившегося роста промышленного производства, перехода с импортной на отечественную продукцию, а также в связи с тем, что оборудование Костанайской ТЭЦ устарело, предлагается проект нового строительства промышленно-отопительной ТЭЦ, с современным оборудованием.

1. Генеральный план ТЭЦ.

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

В том числе:

- а) площадка электростанции (в пределах ограды) 32 га
- б) золоотвал (емкостью на 3 года) 12 га
- в) временные сооружения (строй двор) 15 га

В дипломном проекте рассматриваются только генплан площадки электростанции и строй базы.

На площадке электростанции расположены главный корпус ТЭЦ, служебный корпус, переходные мостики, главный щит управления, открытые распределительные устройства, химводоочистка, мазутохозяйство, склад твердого топлива, дробильный корпус, трансформаторные, и мастерские, склад масла башенные охладители и т.д.

За пределами ограды с северной стороны расположена пристанционная железная дорога.

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

Железнодорожный путь на территорию ТЭЦ подходит с северной и северо-западной стороны к эстакаде разгрузки вагонов его осуществляется в вагоноопрокидывателе. При поступлении в зимний период смерзшегося топлива, вагоны с углем проходят размораживающее устройство, так же железнодорожные пути подходят к растопочному мазутохозяйству.

Основная автомобильная дорога, связывающая площадку строительства с внешней автомобильной дорогой, подводится с восточной и северной стороны площадки. Главный въезд на станцию и кольцевая дорога вокруг главного корпуса имеют ширину 6 м, остальные дороги (с

твердым покрытием) выполняются на одну полосу движения с шириной проезжей части 4,5 м. Вертикальная планировка территории электростанции выполнена с сохранением по возможности естественного рельефа местности при минимальном объеме земляных работ. В тоже время она вполне обеспечивает отвод поверхностных вод от здания и сооружения по кратчайшему пути к лоткам и кюветам открытой системы водопровода и к дождеприемникам ливневой канализации (замасленные и замазученные стоки подвергаются очистке). Минимальные уклоны планируемых площадей принимаются в пределах 0,005-0,008. Вдоль наружных стен зданий имеются отмостки шириной превышающей вынос карниза на 150 мм, но не менее 500 мм, с уклоном 0,03-0,10, направленным от стен зданий.

Озеленение территории электростанции выполнено древесно - кустарниковыми насаждениями в сочетании с травянистыми газонами и клумбами. В зеленых массивах проектом предусмотрены благоустроенные площадки отдыха.

1.2. Компоновка Главного корпуса

Проектирование всех строительных конструкций вновь сооруженной ТЭЦ и зданий, прилегающих к ней, выполняется по строительным нормам и правилам, действующим на территории республики Казахстан.

В главном корпусе выполнен и спроектирован для установки одного турбоагрегата типа ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ с ТВФ 100-2, одного турбоагрегата Т-100/120-130 УТМЗ с ТВФ 100-2, а также 3-х энергетических котлов типа БКЗ-420-140-5.

В целях снижения сейсмических воздействий на оборудование возможно использование кинематических фундаментов.

Турбины и генераторы установлены на сборном железобетонном фундаменте, не связанном с другими строительными конструкциями (по основному принципу), чтобы вибрация турбогенераторов не передавалась

на них. Вокруг турбогенераторов установлены площадки обслуживания, соединенные между собой продольными проходами, идущими вдоль стен машинного зала.

Двумя мостовыми кранами оснащено машинное отделение поперечным расположением турбогенераторов грузоподъемностью 50/10 тонн.

В отделении машинного конденсационного зала установлено фундаменты турбогенератора, питательные, конденсатные и дренажные насосы, насосы охлаждения воды конденсаторов, конденсаторы, пусковые и резервные электрические маслонасосы, регенеративные и сетевые подогреватели.

Подогреватели регенеративные ПВД, ПНД установлено на металлическом конструкторе, если смотреть турбину в переднем плане на металлическом каркасе, с правой стороны турбины. Подогреватели сетевые в удобном месте, с учетом хорошей транспортировки трубопроводов.

Для технического обслуживания оборудования будет построены промежуточные площадки на двух уровнях, и двумя площадками обслуживания турбины и полом конденсационного помещения. В здание размещены насосы сырой воды СЭ-1250-70 и насосы циркуляционные и их трубопроводы.

Для удобства монтажной работы, для проверки и технического обслуживания вспомогательного оборудования, арматурной задвижки и водопроводов в здании смонтирован кран грузоподъемностью 10 тон.

Деаэрационное отделение, является основным корпусом жесткого каркаса главного корпуса.

В пролете «В-Б» располагаются: РУСН, главный щит управления, аккумуляторная, групповые щиты управления, размещены обще станционные трубопроводы высокого давления (питательной воды и

острого пара), РОУ, также расположены трубопроводы низкого давления ПДУ и деаэраторов теплофикационной установки, в полуоткрытом исполнении установлены деаэраторы 6 и 1,3 ата. Для обеспечения их ремонта и обслуживания установлены 2 крана балки грузоподъемностью 10 тон.

В пролете «В-Г» расположены бункеры сырого угля, и шаровые барабанные мельницы, конвейер топливоподачи, сепаратор пыли, конвейеры топливоподачи.

От котельного отделения бункерно-деаэраторное отделение отделено сплошной стеной по ряду «В» и сплошной стеной по ряду «Г»

В пролете «Г-Д» расположен котельный цех и установлены котлы БКЗ-420-140. Котлы установлены на собственных каркасах. Помещение котельной предполагается выполнить с использованием каркаса котла, на который навешивается легкое стеновое покрытие и кровельное ограждение из металлических панелей с эффективным усилителем. Для выполнения ремонтных работ используются кран - балки грузоподъемностью 10 т, подвешенные к фермам перекрытия котельного цеха. После сектора «Д» расположено зольное помещение с установленным мокрым золоуловителем и дутьевым вентилятором. Дымосос ДОД-41 установлены вне главного корпуса. Со стороны постоянного и временного торцов главного корпуса предусмотрены монтажно-ремонтные площадки с автомобильными въездами.

Краткое описание Электростанции

Проектируемая промышленно – отопительная ТЭЦ в г.Костанайе имеет установленную мощность:

- электрическая 180 МВт/ч;

- тепловая 420 МВт/ч;

1.3. Тепловая схема

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

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

Восполнение потерь в цикле ТЭЦ обеспечивается химобессоленной водой.

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

Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется паром на производство, а также отопление и горячее водоснабжение для зоны теплофикации города Костаная.

ТЭЦ работает в базовом режиме совместно с собственной пиковой водогрейной котельной.

Газоочистное оборудование

Для очистки дымовых газов от вредных веществ на котлах станции применяются мокрые золоуловители, скрубберы МС-ВТИ с предвключенными трубами Вентури электрофильтрами ЭГА.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через одну дымовую трубу высотой $H=150$ м, диаметром устья 3 м. К трубе подключены три энергетических котла.

Тракт топливоподачи состоит из следующих сооружений:

1. Разгрузочное устройство, состоящее из одного роторного четырёх опорного вагоноопрокидывателя, рассчитанного на разгрузку вагонов до 134 тонн.

Дробление угля на решетках приемных бункеров осуществляется дробильнофрезерной машиной ДФМ-11. Из бункеров на ленточные конвейеры топливо подается качающимися питателями. Сдвиг вагонов осуществляется локомотивами.

2. Дробильный корпус, оборудованный молотковой дробилкой типа Д 20х20 производительностью 1000 т/ч.

3. Склад угля емкостью 151,1 тыс. тонн оборудован ленточными конвейерами выдачи топлива на склад и со склада. Выдача топлива на склад производится из дробильного корпуса, до дробилок. Со склада бульдозерами через загрузочные бункера с решетками, с помощью качающихся питателей.

Площадь склада

$$F_n = \frac{V}{\kappa * H_m * \gamma_y}$$

где, емкость склада $V=24*n*B*t$, тонн

n число работающих котлов $n=3$

B – расход топлива котлоагрегатом при номинальной нагрузке, $B=69,95$ т/час

t – запас топлива на складе (30 суток)

H – максимальная высота штабеля, принимается для складов обслуживаемых мостовыми кранами – перегружателями $H=17$ м

$$F_n = \frac{24 * n * B * t}{\kappa * H_m * \gamma_y} = \frac{24 * 3 * 69,95 * 30}{0,75 * 17 * 1,9} = \frac{151092}{24,225} = 6237 \text{ м}^2$$

4. Основной тракт топливоподачи, состоящий из ленточных конвейеров 1 и 2 подъема, шириной ленты 1200 мм. С ленточного конвейера 1 подъема производится отбор проб для входного контроля качества топлива. На втором подъеме топливо взвешивается ленточными весами типа ЛТМ. Для предохранения дробилок и мельниц на конвейерах установлены подвесные магнитные сепараторы, кроме того на конвейерах станции дополнительно установлены шкивные магнитные сепараторы.

5. Топливоподача в пределах главного корпуса, где производится загрузка бункеров сырого угля с помощью двухсторонних стационарных плужковых сбрасывателей. В башне пересыпке главного корпуса

установлены пробоотборные установки для отбора и подготовки проб топлива, поступающего в бункер сырого угля котлов.

Для разгрузки неисправных вагонов служит эстокада высотой около 3-х м, длиной - 120 м, оснащенная люкозакрывателями.

Для размораживания планируется двухступенчатое размораживающее устройство на 20 вагонов.

Мазутное хозяйство на ТЭЦ рассчитано на прием восьми 60-ти тонных железнодорожных цистерн. Хранение мазута марки «100» и подачу его в котельное отделение на растопку и подсветку котлов, до 45 м/ч, давлением $P = 2,2$ МПа, с учетом рециркуляции и состоит из:

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

2. Склада мазута, состоящего из трех надземных металлических резервуаров по 1000 м³.

3. Мазутонасосной, сблокированной с маслоаппаратной. ХВО.

Химводоочистка подпитки котлов работает по схеме 2-х ступенчатого обессоливания с производительностью 126 м /ч.

1.4. Система технического водоснабжения ТЭЦ

Система технического водоснабжения ТЭЦ оборотная. В качестве охладителя используется пруд охладитель. Подача охлаждающей воды на конденсаторы происходит под действием напора создаваемого циркуляционными насосами. Возврат нагретой воды происходит производится с помощью циркуляционных насосов.

1.5. Система гидрозолоудаления.

Система гидрозолоудаления ТЭЦ оборотная, гидравлическая, включает в себя 2-е багерные насосные станции, стальные золошлакопроводы, насосную станцию осветленной воды и золоотвал.

Насос транспортирует на золоотвал золу и шлак от котлов. Осветленная вода с золоотвала насосами подается через промежуточную емкость на всас насосов. Насосы орошающей воды (НОВ) подают осветлённую воду на сопла труб Вентури. На транспорт золы и шлака, охлаждение подается осветленная вода от коллектора насосов НГЗУ. На орошение скрубберов подаётся сырая вода после холодильников пробоотборных точек котлоагрегатов.

Электрическая схема ТЭЦ.

В настоящее время вся электрическая мощность ТЭЦ выдается и распределяется на напряжение 110 кВ. Генераторы станции №1,2 типа ТВФ-100-2, в блоках с двухобмоточными трансформаторами типа ТДЦ-125000/110 кВ к шинам ОРУ 110 кВ. Схема распределительного устройства 110 кВ выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин, с одним выключателем на цепь. Обе рабочие системы шин секционированы. На ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели типа МКП-1 ЮМ-1000-2.

1.6. Краткая характеристика котла БКЗ-420-140-5.

Котел БКЗ-420-140-5 однобарабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, имеет П-образную компоновку. (см. «Справочная книжка энергетика», Смирнов А.Д. :М.Энергоиздат,1987г.)

Расчетное топливо - Экибастузский каменный уголь со следующей характеристикой:

Таблица №1

Теплота сгорания топлива	Q_n^p	$4000 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$ или $16,75 \frac{\text{МДж}}{\text{кг}}$
Зола	A^c	41,0%
Влага	W^p	7,0%
Выход летучих	V_z	24%
Объем газов при сгорании	V	$4,8 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$

Параметры котла (из заводского расчета котлоагрегата):

- номинальная производительность - 420 т/ч;
- давление в барабане - 159 кгс/см;
- давление перегретого пара - 140 кгс/см;
- температура перегретого пара - 560° С;

Топка котла газоплотная, из цельносварных экранов, выполнена из труб $d=60$ мм. Объем топки 2660 м, теплонапряжение 103,5 Гкалл/м. На фронтальной стороне топки установлены шесть пылеугольных двухпоточных горелок в два яруса (по три на ярус). Крайние повернуты к центру топки на 8 градусов. Производительность одной горелки 12,35т/ч. Шлакоудаление жидкое непрерывное. Шнеками, из водяных ванн, по четыре на котел.

Над топкой и в горизонтальном газоходе расположен радиационно-конвективный пароперегреватель, состоящий из четырех ступеней.

Регулирование температуры перегретого пара осуществляется в двух ступенях впрыском собственного конденсата.

В конвективной шахте по ходу газов расположен водяной экономайзер второй ступени, трубчатый воздухоподогреватель второй ступени, водяной экономайзер первой ступени, трубчатый воздухоподогреватель первой ступени.

Для размола топлива котел оборудован четырьмя индивидуальными системами пылеприготовления со скребковыми питателями угля типа СПУ-700/6000, с молотковыми мельницами типа ММТ-1500/2510/750 и вентиляторами горячего дутья типа ВГДН-15, подающими воздух в мельницы.

Холодный воздух в котел подается двумя вентиляторами типа ВДН-26-2У, имеющих частоту вращения 740/600 об/мин. Удаление газов из

котла производится одним двухскоростным (745/590 об/мин) дымососом ДОД-41.

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

Очистка дымовых газов производится в мокрых золоуловителях.

1.10. Паротурбинная установка ПТ-80/100-130/13

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

Номинальные значения основных параметров турбины приведены ниже:

Мощность турбоагрегата:

- номинальная – 80,МВт
- максимальная – 100, МВт

Номинальные параметры пара:

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

Расход отбираемого пара на производственные нужды:

- номинальный-185, т/ч
- максимальный-300, т/ч

Пределы изменения давления пара в регулируемом отопительном отборе:

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

Давление производственного отбора - 1,28 МПа

Температура воды:

-питательной-249, °С

-охлаждающей-20, °С

Расход охлаждающей воды - 8000 т/ч.

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

Номинальные значения основных параметров турбины приведены ниже.

Мощность турбоагрегата:

-номинальная-100,МВт

-максимальная-120,МВт

Номинальные параметры пара:

-давление-12,8 МПа

-температура – 555 °С

Тепловая нагрузка:

-номинальная-733, ГДж/ч

-максимальная-771, ГДж/ч

Пределы изменения давления пара в регулируемом отопительном отборе, Мпа:

-верхнем-0,059- 0,245

-нижнем-0,049-0,196

- Температура воды, °С;

-питательной-23 2

-охлаждающей-20

Расход охлаждающей воды, т/ч: 16000;

Давление пара в конденсаторе, кПа: 5,6;

Турбина имеет два отопительных отбора: нижний и верхний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды паром двух

отопительных отборов регулирования поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. При подогреве сетевой воды одним нижним отбором температура сетевой воды поддерживается за нижним сетевым подогревателем.

Давление в регулируемых отопительных отборах может изменяться в следующих пределах:

- в верхнем 0,059-0,245 МПа при двух включенных отопительных отборах;
- в нижнем 0,049-0,196 МПа при выключенном верхнем отопительном отборе.

Турбина Т-100/120- 130 представляет собой одновальный агрегат, состоящий из трёх цилиндров: ЦВД, ЦСД, ЦНД.

ЦВД - однопоточный, имеет двухвенечную регулируемую ступень и восемь ступеней давления.

ЦСД - также однопоточный, имеет 14 ступеней давления. Первые 8 дисков ротор среднего давления откованы заодно с валом, остальные 6 насадные. Направляющий аппарат первой ступени ЦСД установлен в корпусе, остальные диафрагмы установлены в обоймы.

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

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

отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором отсоса из уплотнений.

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

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата со скоростью - 3000 об/мин.

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

2.Расчет тепловой схемы

Расчет тепловой схемы ТЭЦ выполняется для составления парового баланса позволяющего определить требуемую мощность парогенераторов и проверить целесообразность и эффективность принятых к установке турбоагрегатов.

Из расчетной тепловой схемы видно, что на ТЭЦ пар парогенераторов используется только турбинами и РОУ, поэтому для выявления потребности в нем нужно рассчитать расход пара на эти устройства.

Расход свежего пара турбинами определяется по заводским диаграммам режимов и учитывающим расход пара на регенерацию (подогрев основного конденсата, конденсата теплофикационной установки питательной воды), а также на деаэрацию.

Расход пара на РОУ определяется с учетом впрыска охлаждающей воды. Расчет тепловой схемы выполняется для четырех характерных режимов работы ТЭЦ, которые определяют выбор основного и вспомогательного оборудования.

I. Режим - максимально - зимний. Этот режим соответствующий расчетной температуре наружного воздуха для отопления.

Этот режим определяет максимальную выработку пара на ТЭЦ и следовательно суммарную мощность устанавливаемых парогенераторов. Отопительно - вентиляционные нагрузки и нагрузки по технологическому пару в этом режиме принимаются максимально - суточными, нагрузка горячего водоснабжения - среднечасовая за неделю.

II. Режим - расчетно - контрольный. Этот режим соответствует средней за наиболее холодный месяц температуре наружного воздуха и просчитывается при условии остановки одного наиболее мощного парогенератора ТЭЦ. При этом электростанцией должны обеспечиваться:

1. Максимально – длительная, это отдача пара на производство;
2. Средняя за наиболее холодный месяц - отдача тепла на отопление;
3. Среднечасовая за неделю - расход тепла на горячее водоснабжение.

Для электростанций, работающих в энергосистеме, допускается снижение электрической нагрузки на величину мощности одного наибольшего агрегата.

Второй режим определяет число и единичную мощность устанавливаемых на ТЭЦ парогенераторов и водогрейных котлов.

III. Режим - средне отопительный.

Этот режим рассчитывается при средней, за отопительный период, температуре наружного воздуха и соответствующих отопительных нагрузках. Нагрузка по пару промышленным потребителем принимается максимально - суточной, а нагрузки горячего водоснабжения среднечасовыми за неделю.

IV. Режим - летний.

Нагрузка по технологическому пару принимается летней максимально - суточной, а по горячему водоснабжению – среднечасовой за неделю.

Расчет тепловой схемы производится в следующей последовательности:

1. Расчет расходов пара внешними потребителями. К ним относятся производственные потребители пара, теплофикационные установки горячего водоснабжения.
2. Расчет расходов пара на собственные нужды ТЭЦ и подсчет потребной выработки пара парогенераторами.
4. Составление пароводяного баланса ТЭЦ характеризующего работу электростанции в течение всего года.
5. Сводная таблица покрытия тепловых нагрузок промышленно – отопительной ТЭЦ.
6. Сводная таблица тепловых нагрузок внешних потребителей и собственных нужд ТЭЦ г. Костаная.
7. Расчет выполняется в четырех режимах. По завершению всех расчетов, полученные результаты заносятся в общую таблицу.

2.1. Проект промышленно – отопительной ТЭЦ в г.Костаная.

По данным последней переписи населения в г.Костаная проживает 250 тыс. человек.

Произведем расчет теплопотребления до 2030 года, с учетом прироста населения приблизительно до 50 тыс. человек.

Климатические данные по г.Костаная

Таблица № 2

$t_{н.о.}$	$t_{н.в.}$	$t_{о.м.}^{cp}$	$t_{х.м-ца.}$	$t_{лета}$
-35	-22	-8,7	-17,7	+20.2(+25)

2.2. Расчет отопления:

Согласно СнИПу 2.04.07-86г. Укрупненные показатели максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м² общей площади g_o - определяется по таблице №2

Таблица №3

$g_o = \frac{Вт}{м^2}$	Этажность жилой постройки	При расчетной температуре наружного воздуха самого холодного месяца (- 35°С)	В процентном соотношении, (%)
для постройки до 1985г.			
С учетом внедрения энергосберегающих мероприятий	1-2	222	30
	3-4	137	20
	от 5 и более	92	10
для постройки после 1985г.			
По новым тепловым проектам	1-2	180	-
	3-4	103	20
	от 5 и более	87	20

A- общая площадь жилых зданий в м²;

$$A = T * f;$$

T - численность населения

f- норма на одного человека (до 1985г.; после 1985г.)

$$Q_{o.max.} = \bar{g}_o * A * (1 + \kappa)$$

$$Q_{до1985г.}^1 = m * f * \bar{g}_o = 250 * 10^3 * 9 * 104,4 = 234,9 * 10^6 \text{ Вт} = 234,9 \text{ МВт}$$

$$Q_{после1985г.}^2 = m * f * \bar{g}_o = 50 * 10^3 * 18 * 104,4 = 93,9 * 10^6 \text{ Вт} = 93,9 \text{ МВт}$$

$$Q_{от}^{расчетное} = Q^1 + Q^2 = 234,9 + 93,9 = 329 \text{ МВт}$$

$$Q_{o.max.} = Q_{от}^{расчетное} * (1 + \kappa) = 329 * (1 + 0,25) = 411,25 \text{ МВт}$$

$$Q_o^{cp.x-ца} = Q_{o.max.} * \frac{t_{в.р} - t_{cp}^{cp.x.м-ца}}{t_{в.р} - t_{н.о.}} = 411,25 * \frac{20 - (-17,7)}{20 - (-35)} = 281,89 MBm$$

где, $t_{в.р} = 20^{\circ}C$ (по СНиП)

$$Q_o^{cp.o} = Q_{o.max.} * \frac{t_{в.р} - t_{om}^{cp}}{t_{в.р} - t_{н.о.}} = 411,25 * \frac{20 - (-8,7)}{20 - (-35)} = 214,59 MBm$$

2.3. Расчет горячего водоснабжения:

В отопительный период

$$Q_{звс}^{om} = \frac{1,2 * m(a+b) * (55 - t_c) * C_p}{24 * 3,6} = \frac{1,2 * (300 * 10^3) * (85 + 25) * (55 - 5) * 4,19}{24 * 3,6} = 95,9 MBm$$

где, т-число человек = $300 * 10^3$ чел;

$$a = 85 \frac{\text{литр}}{\text{сек}};$$

$$b = 25 \frac{\text{литр}}{\text{сек}};$$

$$t_c = 5^{\circ}C;$$

$$C_p = 4,19 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}^{\circ}C}$$

В летний период

$$Q_{звс}^{лет} = Q_{звс}^{om} * \frac{55 - t_c^s}{55 - t_c} * \beta = 95,9 * \frac{55 - 15}{55 - 5} * 0,8 = 61,4 MBm$$

где, t_c - температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается $+5^{\circ}C$)

t_c^s - температура холодной (водопроводной) воды в неотопительный период (при отсутствии данных принимается $+15^{\circ}C$)

β - коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотопительный период по отношению к отопительному периоду принимается для жилищно-коммунального сектора равным 0,8; для предприятий 1,0

Сводная таблица тепловых нагрузок потребителей

Таблица № 3

Наименование групп потребителей	Теплоноситель и его параметры	Ед. изм.	Режимы			
			I режим $t_{н.о.}$	II режим $t_{х.м-ца.}$	III режим $t_{о.м.}^{ср.}$	IV режим $t_{лета}$
1. Промышленные предприятия	Пар $c P = 13 \frac{кг * c}{см^2}$	За год $\frac{т}{час}$	185	185	185	185
2. Отопление	Вода 150-70°C	МВт	411,25	281,89	214,59	-
3. ГВС	Вода 60°C	МВт	95,9	95,9	95,9	61,4
4. Итого по теплоснабжению и ГВС	Вода 150-70°C	МВт	507,15	377,79	310,49	61,4
5. ОСП	$t_{осп} - t_{обр}$	МВт	310,49	310,49	310,49	61,4
6. ПУ	$t_{пр} - t_{осп}$	МВт	196,66	67,3	-	-

2.4. Выбор вспомогательного оборудования

Выбор теплофикационной турбины

$$Q^{III} = 310,49 \text{ МВт}$$

$$\text{для ПТ-80/100-130/13} \quad Q^{III} = 284 \frac{\text{ГДж}}{\text{час}} = 78,8 \text{ МВт}$$

$$\text{для Т-100-130} \quad Q^T = 770 \frac{\text{ГДж}}{\text{час}} = 214 \text{ МВт}$$

$$Q^{III+T} = Q^{III} + Q^T = 78,8 + 214 = 292,8 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q^{III} = Q^{III} - Q^{III+T} = 310,49 - 292,8 = 17,69 \text{ МВт}$$

Предварительно выбираем к установке 2-е турбины типа:

ПТ-80/100-130/13

Т-100-130

Выбор энергетических котлов

Максимальный расход пара на турбины составляет (по справочнику):

$$D_o^{max(ПТ)} = 130 \frac{кг}{сек} \text{ переводим } \frac{т}{час} = \frac{130 * 3600}{1000} = 468 \frac{т}{час}$$

$$D_o^{max(Т)} = 135 \frac{кг}{сек} \text{ переводим } \frac{т}{час} = \frac{135 * 3600}{1000} = 486 \frac{т}{час}$$

$$\sum D_o^{ПЦ} = (D_o^{max(ПТ)} + D_o^{max(Т)}) * 1,03 = (468 + 486) * 1,03 = 982,62 \frac{т}{час}$$

где, Расход пара на собственные нужды берем – 3% или 1,03

Для ТЭЦ с поперечными связями, в случае выхода из работы одного энергетического котла, оставшиеся в работе энергетические котлы должны обеспечить длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла на отопление в размере – 70% от отпуска тепла на эти цели при расчетной для проектирования систем отопления по температуре наружного воздуха при этом для ТЭЦ с поперечными связями, входящими в состав энергосистем, допускается снижение электрической мощности на величину самого крупного турбоагрегата ТЭЦ.

На электростанциях с поперечными связями установка резервных водогрейных и паровых котлов низкого давления не предусматривается.

Примем к установке энергетический котел БКЗ –420 –140 с паропроизводительностью котла-420т/час и давлением пара на выходе из котла – 140 кДж/кг

Произведем расчет количества энергетических котлов

$$n_{эн.к.} = \frac{\sum D_o^{ПЦ}}{420} = \frac{982,62}{420} = 2,339 = 2,4 \approx 3$$

Предлагаю к установке 3 котла

Выбор пиковых водогрейных котлов

$$Q^{ПВК} = Q^I - Q^{III} = 507,15 - 310,49 = 196,66 \text{ МВт} = 169 \frac{\text{Гкал}}{\text{час}}$$

$$n_{ПВ} = \frac{Q^{ПВ}}{Q_I} = \frac{169}{100} = 1,69 \approx 2$$

Предварительно выбираем 2-а пиковых водогрейных котла типа КВ-ГМ-100-150 с теплопроизводительностью $100 \frac{\text{Гкал}}{\text{час}}$

Уточним количество энергетических котлов:

$$Q_{ТЭЦ}^{х.м.} = Q_{от}^I * \frac{t_{в.р} - t_{ср}^{ср.х.м-ца}}{t_{в.р} - t_{н.о.}} + Q_{ГВС} = 411,25 * \frac{20 - (-17,7)}{20 - (-35)} + 95,9 = 377,79 \text{ МВт}$$

При остановке одного котла, оставшиеся вырабатывают:

$$2 \times 420 = 840 \frac{\text{т}}{\text{час}};$$

$$Q^{II} = 377,79 \text{ МВт} \quad (2 \text{ эк.к.} + 2 \text{ пвк})$$

При, $D_{\text{произв.}} = 185 \frac{\text{т}}{\text{час}}$; $N_3 = 55 \text{ МВт}$; (по диаграмме режимов)

$$Q_{от}^{ПТ} = 30 \frac{\text{Гкал}}{\text{час}} * 1,163 \text{ МВт} = 34,89 \text{ МВт}$$

$$D_{от}^{ПТ} = 345 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$Q^T = Q^{II} - Q_{от}^{ПТ} - Q_{ПВК} = 377,79 - 34,89 - 232,6 = 110,3 \text{ МВт} = 94,8 \frac{\text{Гкал}}{\text{час}}$$

$$D^T = 840 - 345 = 495 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

В соответствии с диаграммой режимов, оставшиеся в работе котлоагрегаты 2хБКЗ-420-140, 2хКВГМ-100-150 покрывают тепловую нагрузку по II-режиму, при мах отпуске пара на производство и систему электрической мощности до 80 МВт.

Предварительно выбираем:

1хПТ-80-130/13

1хТ-100-130

3хБКЗ-420-140

2хКВ ГМ-100-150

2.5. Определение расхода пара на собственные нужды

Костанайской ТЭЦ.

Кроме тепловых нагрузок внешних потребителей на ТЭЦ имеются расходы тепла на собственные нужды, а именно:

- 1) Для подогрева и деаэрации питательной воды и конденсата в ПНД и ПВД;
- 2) Подготовка добавочной воды восполнения потерь цикла(подогрев, деаэрация)
- 3) Для подогрева и деаэрации конденсата с производства и добавки восполняющие не возврат его;
- 4) Расход тепла на разогрев мазута для слива с цистерн и подачи его с мазутохозяйства к котлам;
- 5) Для подачи в калориферы воздухоподогревателей энергетических и водогрейных котлов в целях предотвращения сернокислотной коррозии хвостовых поверхностей.

Предлагаемая методика определения расходов пара на ТЭЦ предусматривает использование заводских диаграмм режимов принимаемых к установке на ТЭЦ турбин, в которых расход пара на турбину учитывает, кроме расхода пара в регулируемые отборы, конденсатор, расход пара на ПВД и ПНД.

Отдельно производим расчет пара на :

- 1) Разогрев и подачу мазута
- 2) Расход пара для подогрева, очистки, деаэрации добавочной воды восполнения потерь цикла (возможно частично или полностью подпитки теплосети)

- 3) Расход пара для подогрева, деаэрации I-ступени возврата конденсата с производства и добавки ХВО восполняющей не возврат его
- 4) Расход пара на подогрев воды для калориферов воздухоподогревателей котлов.

Произведя все расчеты по расходу пара можно окончательно определить тепловые нагрузки по режимам ТЭЦ, что дает возможность окончательно уточнить мощность и тип устанавливаемых турбоагрегатов и при решении вопросов покрытия этих нагрузок внести уточнение в расчетную схему.

При решении вопроса покрытия этих нагрузок следует предусмотреть использование тепла выпара расширителей непрерывной продувки, а также горячей воды его, тепла выпара деаэраторов 0,6 МПа.

Расход пара по котельной.

Некоторые расходы тепла на собственные нужды зависят от паропроизводительности котельной (итоговой величины в расчете тепловой схемы). Поэтому следует на основании внешних нагрузок по диаграмме режимов определить расход пара по турбинам, их суммировать и ориентировочно учесть потери и прочее в размере 3 % от расхода пара по турбогенераторам и на РОУ.

$$D'_{к.от.} = (D_m^{T-100} + D_m^{ПТ-80} + \dots + D_{роу}^{св}) * 1,03 = (486 + 468 + 45,48) * 1,03 = 1029,46 \frac{m}{час}$$

$D'_{к.от.}$ - расход пара по котельной в отопительный период.

$$D'_{к.лета} = D'_{ст} = D_{лета}^{ПТ-80} * 1,03 = (339,52 + 45,48) * 1,03 = 396,55 \frac{m}{час}$$

где, $D'_{к.лета}$ - расход пара по котельной в летний период (по диаграмме режимов = 339,52) $\frac{m}{час}$

$$D_o^{max(ПТ)} = 468 \frac{m}{час};$$

$$D_o^{max(T)} = 486 \frac{m}{час};$$

D_{poy}^{ce} - расход свежего пара, $\frac{m}{час}$

$$D_{poy}^{ce} = D_{ped} * \frac{h_{pez} - h_{n.в.}}{h_{ce} * \eta_{poy} - h_{n.в.}} = 55,5 * \frac{(2940 - 964)}{3444 * 0,98 - 964} = 45,48 \frac{m}{час}$$

D_{ped} - расход редуцированного пара, $\frac{m}{час}$

$$D_{ped} = D_n^{max} * (1 - \alpha_n) = 185 * (1 - 0,7) = 55,5 \frac{m}{час}$$

h_{pez} - энтальпия редуцированного пара, принять равной энтальпии пара отбора «ПТ» турбины, $\frac{кДж}{кг}$

$h_{n.в.}$ - энтальпия питательной воды, $\frac{кДж}{кг}$ (по таблице Ривкина)

h_n^{ce} - энтальпия свежего пара, $\frac{кДж}{кг}$

η_{poy} - КПД принять равным 0,98.

Определение расхода пара на мазутохозяйство.

Все ТЭС используют мазут в качестве топлива. Оно может использоваться как основное, резервное, аварийное и растопочное. Мазут как основное топливо используется на ТЭЦ и котельных в течении всего времени их работы, как резервное используется длительное время, например в зимние месяцы, при использовании в остальное время газа, как аварийное предназначается для кратковременного снабжения котлов (в течение нескольких дней) при аварийном прекращении подачи газа, как растопочное предназначается для растопки котлов и подсвечивании факела в топках пылеугольных котлов при работе их с пониженными нагрузками.

Расход мазута как растопочного топлива.

$$B_m = B_{э.к.}^{расм.} = \frac{D^{расм.} * (h_{nn} - h_{n.в.})}{Q_{н.р.} * \eta_{э.к.}} = \frac{252 * (3444 - 964)}{(38940 * 0,91)} = 17,6 \frac{m}{час}$$

$$D^{расм.} = 0,3 * (2 * D_{ка}^{max}) = 0,3 * (2 * 420) = 252 \frac{m}{час}$$

$D_{расст}$ - растопочный расход пара, $\frac{т}{час}$

При этом число одновременно растапливаемых агрегатов не должно превышать – на ТЭЦ двух наиболее мощных котлов с нагрузкой до 30% их номинальной производительности.

С учетом этого можно определить $D_{расст}$ и V_M . На электростанциях сооружаются мазутные хозяйства и растопочные мазутные хозяйства. На мазутохозяйствах осуществляется приемка мазута, его хранение и подача к котлам. На электростанциях в основном сжигаются высоковязкие парафинистые мазуты марок 80 и 100, поэтому для их слива, хранения в резервуарах и подачи к котлам требуется подогрев. Подогрев мазута производится паром 0,8 ÷ 1,3 Мпа с $t=200 ÷ 250^{\circ}C$.

На мазутохозяйстве используется две схемы одна -ступенчатая и двух - ступенчатая.

Разогрев мазута в железнодорожных цистернах проводится до $t=60^{\circ}C$, путем подачи в мазут пара. За расчетную единицу принимается железнодорожная цистерна – 60т. Длина фронта разгрузки основного мазутного хозяйства должна приниматься исходя из необходимости одновременного слива такого количества цистерн, суммарный вес мазута которых, соответствовал расчетному суточному расходу мазута на станции.

Расчетный суточный расход мазута определяется исходя из 20-ти часовой работы всех энергетических котлов и их номинальной производительности и 24-часовой работы водогрейных котлов при покрытии нагрузок II- режима.

Длина фронта разгрузки растопочного мазутохозяйства для станции с общей паропроизводительностью до $8000 \frac{т}{час}$, принимается 50-100м, и постановки соответствующего количества железнодорожных цистерн для одновременного слива. На растопочных мазутохозяйствах ТЭЦ обычно

ставятся 5 железнодорожных цистерн – 60 т для одновременного слива, с расчетным временем слива 5 часов.

Расход тепла на разогрев мазута зависит от температуры наружного воздуха.

Ориентировочно расход пара на разогрев при сливе одной цистерны можно определить:

$$D'_{\text{слива}} = 0,636 - 0,0106 * (\pm t_{\text{н.в.}})$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{\text{реж.}} - D'_{\text{слива}} = 0,636 - 0,0106 * (-35) = 1,007 \frac{m}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж.}} - D'_{\text{слива}} = 0,636 - 0,0106 * (-17,7) = 0,824 \frac{m}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж.}} - D'_{\text{слива}} = 0,636 - 0,0106 * (-8,7) = 0,728 \frac{m}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж.}} - D'_{\text{слива}} = 0,636 - 0,0106 * (+20,2) = 0,422 \frac{m}{\text{час}}$$

где, $D'_{\text{слива}}$ - расход пара на слив одной цистерны, $\frac{m}{\text{час}}$

$t_{\text{н.в.}}$ – температура наружного воздуха при I, II, III, IV – режимах согласно климатическим данным г.Костаная.

$$D_{\text{слива}} = D'_{\text{слива}} * n$$

где, $D_{\text{слива}}$ - расход пара на слив одной ставки цистерны, $\frac{m}{\text{час}}$

n – число цистерн одной ставки, шт. (принимаем 5)

$$I_{\text{реж.}} - D_{\text{слива}} = 1,007 * 5 = 5,035 \frac{m}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж.}} - D_{\text{слива}} = 0,824 * 5 = 4,12 \frac{m}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж.}} - D_{\text{слива}} = 0,728 * 5 = 3,64 \frac{m}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж.}} - D_{\text{слива}} = 0,422 * 5 = 2,11 \frac{m}{\text{час}}$$

Определение расхода пара на подогрев мазута в резервуарах мазутохранилищ.

Растопочное мазутное хозяйство выполняется для электростанций на твердом топливе с общей производительностью котлов – менее 4000 т/час с тремя резервуарами емкостью по 1000 м³. (Дипломное проектирование тепловых и электрических станций – Леонков, Яковлев., стр.133 табл №6.1)

Для возможности подачи мазута из резервуаров на электростанцию, температуру мазута необходимо поддерживать около 60°С. Для этого необходимо его подогревать. Расход тепла должен компенсировать его утечки в окружающую среду с поверхности резервуаров и мазутопроводов, поэтому он зависит от температуры наружного воздуха, емкости резервуаров и их количества. Подогрев мазута производится в поверхностных подогревателях.

Ориентировочный расход пара на подогреватель определяется в зависимости от емкости резервуара на одну его единицу и зависит от температуры наружного воздуха.

$$D'_{nod} = 0,876 - 0,0146 * (\pm t_{н.в.})$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{реж} - D'_{nod} = 0,876 - 0,0146 * (-35) = 1,387 \frac{m}{час}$$

$$II_{реж} - D'_{nod} = 0,876 - 0,0146 * (-17,7) = 1,134 \frac{m}{час}$$

$$III_{реж} - D'_{nod} = 0,876 - 0,0146 * (-8,7) = 1,003 \frac{m}{час}$$

$$IV_{реж} - D'_{nod} = 0,876 - 0,0146 * (+20,2) = 0,581 \frac{m}{час}$$

где, D'_{nod} - расход пара на подогрев одной емкости, $\frac{m}{час}$

$t_{н.в.}$ – температура наружного воздуха при I, II, III, IV – режимах согласно климатическим данным г.Костаная.

$$D_{nod} = D'_{nod} * n$$

где, D_{nod} - расход пара на подогрев ставки цистерны, $\frac{m}{час}$

n – количество резервуаров, шт. (принимаем 3- емкостью 1000 м³)

$$I_{\text{реж.}} - D_{\text{под}} = 1,387 * 3 = 4,16 \frac{m}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж.}} - D_{\text{под}} = 1,134 * 3 = 3,4 \frac{m}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж.}} - D_{\text{под}} = 1,003 * 3 = 3,01 \frac{m}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж.}} - D_{\text{под}} = 0,581 * 3 = 1,743 \frac{m}{\text{час}}$$

Определение расхода пара на разогрев мазута для его подачи к фарсункам котлов.

Для сжигания мазута в топках котлов его нужно подать из резервуаров к фарсункам с давлением $\approx 3,5$ Мпа, температурой для мазута марки «100» – 135°C .

Ориентировочный расход пара на разогрев мазута можно определить:

$$D_{\text{раз}} = 0,0665 * B_{\text{м}} = 0,0665 * 17,6 = 1,17 \frac{m}{\text{час}}$$

$$B_{\text{м}} = B_{\text{э.к.}}^{\text{раст.}} = 17,6 \frac{m}{\text{час}} - \text{расход мазута как растопочного топлива.}$$

Определение полного расхода пара на мазутохозяйство.

$$D_{\text{мх}} = D_{\text{сл}} + D_{\text{под}} + D_{\text{раз}}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{\text{реж.}} - D_{\text{мх}} = 5,035 + 4,16 + 1,17 = 10,36 \frac{m}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж.}} - D_{\text{мх}} = 4,12 + 3,4 + 1,17 = 8,69 \frac{m}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж.}} - D_{\text{мх}} = 3,64 + 3,01 + 1,17 = 7,82 \frac{m}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж.}} - D_{\text{мх}} = 2,11 + 1,74 + 1,17 = 5,02 \frac{m}{\text{час}}$$

Конденсат греющего пара на мазутохозяйстве собирается и направляется на ХВО для очистки и потом используется в цикле ТЭЦ.

Потери конденсата можно принять примерно 20%, которые должны быть восполнены хим. очищенной водой. Температуру этого конденсата следует принять равной 109°С.

Как отмечалось выше, пар на мазутохозяйство подается с $P=0,8 \div 1,3$ МПа и $t=200 \div 250$ °С, т.е. он может быть взят с промышленного отбора или противодавления турбин.

$$t_n^{омб.} = 215^\circ C, P=1,3 \text{ МПа}, h_n^{омб.} = 2836 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Определение расхода пара на мазутохозяйство из отборов турбин или РОУ.

$$D_{м.х.}^{омб} = \frac{D_{м.х.} * (h_{м.х.} - h_{п.в.})}{(h_{м.х.}^{омб} - h_{п.в.})}$$

где, $D_{м.х.}$ – полный расход пара на мазутохозяйство.

$h_{м.х.}$ - теплосодержание пара на мазутохозяйстве при $t_n^{омб.} = 215^\circ C$, $P=1,3$ МПа

$h_{м.х.}^{омб}$ - теплосодержание пара в отборах турбины при $t_n^{омб.} = 215^\circ C$, $P=1,3$ МПа

$h_{п.в.}$ - теплосодержание питательной воды, (по таблице Ривкина)=964

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{реж.} - D_{м.х.}^{омб} = \frac{10,36 * (2836 - 964)}{(2836 - 964)} = 10,36 \frac{т}{час}$$

$$II_{реж.} - D_{м.х.}^{омб} = \frac{8,69 * (2836 - 964)}{(2836 - 964)} = 8,69 \frac{т}{час}$$

$$III_{реж.} - D_{м.х.}^{омб} = \frac{7,82 * (2836 - 964)}{(2836 - 964)} = 7,82 \frac{т}{час}$$

$$IV_{реж.} - D_{м.х.}^{омб} = \frac{5,02 * (2836 - 964)}{(2836 - 964)} = 5,02 \frac{т}{час}$$

Восполнение потерь на мазутохозяйстве.

Эти потери должны быть восполнены химически- очищенной водой.

$$G_{м.х.}^{ном} = 0,2 * D_{м.х.}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{\text{реж}} - G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}} = 0,2 * 10,36 = 2,07 \frac{m}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж}} - G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}} = 0,2 * 8,69 = 1,74 \frac{m}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж}} - G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}} = 0,2 * 7,82 = 1,56 \frac{m}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж}} - G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}} = 0,2 * 5,02 = 1,004 \frac{m}{\text{час}}$$

Определение расхода тепла для подогрева, очистки и деаэрации добавочной воды цикла и подпитки теплосети.

Прежде всего, следует определить расход сырой воды на эти цели из циркуляционного водовода.

$$G_{\text{сыр.воды}} = 1,25 * (G_{\text{сеп}}^6 + G_{\text{утеч.}} + G_{\text{кон}}^n + G_{\text{под}}^{m/c} + G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}}); \frac{m}{\text{час}}$$

где, $G_{\text{сыр.воды}}$ - расход сырой воды на ХВО, (принимается увеличенным на 25% от производительности ХВО для регенерации фильтров и собственных нужд ХВО), $\frac{m}{\text{час}}$

$G_{\text{сеп}}^6$ - количество продувочной воды выходящей из сепаратора непрерывной продувки, $\frac{m}{\text{час}}$

$G_{\text{утеч.}}$ - внутростационарные потери пара и воды, принимаем 2% от D'_k

$G_{\text{кон}}^n$ - возврат пара с производства, $\frac{m}{\text{час}}$

$G_{\text{под}}^{m/c}$ - расход воды на подпитку теплосети, $\frac{m}{\text{час}}$

$G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}}$ - расход воды на восполнение потерь конденсата на мазутохозяйстве, $\frac{m}{\text{час}}$

Расчет сепаратора (расширителя) непрерывной продувки котлов.

На электростанциях высокого давления ($P \geq 10 \text{ Мпа}$) обычно применяется одноступенчатая сепарация продувочной воды.

Расчет первой ступени сепаратора.

D_{c1}



Уравнение теплового баланса:

$$D_{np} \cdot \bar{t}_{np} \cdot \eta_{сек} = D_{c1} \cdot i_{c1} + D'_{np.1} \cdot \bar{t}'_{np.1}$$

БКЗ-420-140

$$P_6 = P_{II.P} \cdot P_{ка}$$

$$P_6 = 1,15 \cdot 140 = 161 \frac{кг \cdot c}{см^2} = 16,1 \text{ Мпа}$$

$$\text{где, } P_{ка} = 140 \frac{кг \cdot c}{см^2} = 14 \text{ Мпа}$$

$$P_{II.P} = 1,15 \text{ Мпа}$$

D_{c1} - количество отсепарированного пара 1-й ступени

D'_{np} - количество отсепарированной воды после сипаратора 1-й ступени

D_{np} - количество продувочной воды, $\frac{m}{час}$

$$\text{можно принять } 1\% \text{ от } D'_k = 1029,46 \frac{m}{час} \text{ и } D'_{к.лета} = 396,55 \frac{m}{час}$$

$$\text{тогда } D_{np.ом} = 10,29 \frac{m}{час}; \quad D_{np.лета} = 3,96 \frac{m}{час};$$

\bar{t}_{np} - энтальпия продувочной воды, определяется по таблице насыщения пара при рабочем давлении в барабане котла $P_6 = 16,1 \text{ Мпа} = 161 \text{ бар}$;

$$\bar{t}_{np} = 1655,5 \frac{кДж}{кг}$$

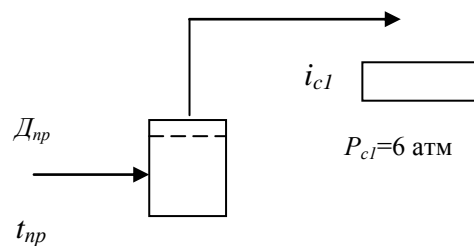
i_{c1} - энтальпия сухого насыщенного пара в сепараторе 1-й ступени зависит от давления в нем $P_{c1} = 6 \text{ атм}$. Рабочее давление в сепараторе выбирается в зависимости от давления в отборе, с которым соединен сепаратор по пару.

В данном случае целесообразно завести пар из 1-й ступени сепаратора в деаэратор (см. схему).

$$P_{c1} = 0,6 \text{ Мпа, тогда, } i_{c1} = 2757 \frac{кДж}{кг},$$

$\bar{t}'_{np.1}$ - энтальпия продувочной воды уходящей из 1-й ступени определяется по давлению в сепараторе $P_{c1} = 0,6 \text{ Мпа}$, тогда $\bar{t}'_{np.1} = 670,5 \frac{кДж}{кг}$

$\eta_{сен}$ - коэффициент, учитывающий охлаждение сепаратора принимаем равным 0,98 (КПД)



Подставив (2) в (1) получим:

$$D_{np} \cdot \bar{t}_{np} \cdot \eta_{сек} = D_{c1} \cdot i_{c1} + D_{np} \cdot \bar{t}'_{np,1} - D_{c1} \cdot \bar{t}'_{np,1}$$

Определим количество отсепарированного пара

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$D_{c1} = \frac{D_{np,от} \cdot (\bar{t}_{np} \cdot 0,98 - \bar{t}_{np,1})}{i_{c1} - \bar{t}_{np,1}} = \frac{10,29 \cdot (1655,5 \cdot 0,98 - 670,5)}{2757 - 670,5} = 4,69 \frac{m}{час}$$

(в отопительный период по III-режимам)

$$D_{c1} = \frac{D_{np,летн} \cdot (\bar{t}_{np} \cdot 0,98 - \bar{t}_{np,1})}{i_{c1} - \bar{t}_{np,1}} = \frac{3,96 \cdot (1655,5 \cdot 0,98 - 670,5)}{2757 - 670,5} = 1,8 \frac{m}{час}$$

(в летний период по IV-режиму)

D_{c1} - количество отсепарированного пара, $\frac{m}{час}$

В сепараторе устанавливается давление примерно 0,6 МПа и пар из сепаратора направляется в деаэратор питательной воды повышенного давления. Считается, что из сепаратора выходит сухой насыщенный пар. Давление в сепараторе регулируется задвижкой на отводе пара из сепаратора.

Определим количество отсепарированной воды

$$G_{сен}^e = D_{np} - D_{c1} = 10,29 - 4,69 = 5,6 \frac{m}{час}$$

(в отопительный период по III-режимам)

$$G_{сен}^e = D_{np} - D_{c1} = 3,96 - 1,8 = 2,16 \frac{m}{час} \text{ (в летний период по IV-режиму)}$$

D_{np} - количество продувочной воды, $\frac{m}{час}$

можно принять 1% от $D'_k = 1029,46 \frac{m}{час}$ и $D'_{к,летн} = 396,55 \frac{m}{час}$

тогда $D_{np,от} = 10,29 \frac{m}{час}$; $D_{np,летн} = 3,96 \frac{m}{час}$;

Отсепарированная продувочная вода из сепаратора поступает в теплообменник непрерывной продувки.

Тепло пара сепаратора непрерывной продувки целесообразно использовать в деаэраторе питательной воды 0,6 МПа, а тепло воды для подогрева сырой воды на ХВО в качестве 1-й ступени подогрева.

$$Q_{cen}^6 = G_{cen}^6 * (h_{cen}^6 - \bar{t}_{cen}^6) = 1,5 * (670,5 - 209,26) = 691,86 \frac{кДж}{сек} = 691,86 кВт ;$$

(в отопительный период по III-режимам)

$$Q_{cen}^6 = G_{cen}^6 * (h_{cen}^6 - \bar{t}_{cen}^6) = 0,6 * (670,5 - 209,26) = 276,7 \frac{кДж}{сек} = 276,7 кВт ;$$

(в летний период по IV-режиму)

Q_{cen}^6 - тепло отданное в теплообменник непрерывной продувки, кВт

G_{cen}^6 - количество продувочной воды выходящей из сепаратора непрерывной продувки, $\frac{т}{час}$

$$G_{cen}^6 = 5,6 \frac{т}{час} = \frac{5,6 * 1000}{3600} = 1,5 \frac{кг}{сек}$$

(в отопительный период по III-режимам)

$$G_{cen}^6 = 2,16 \frac{т}{час} = \frac{2,16 * 1000}{3600} = 0,6 \frac{кг}{сек}$$

(в летний период по IV-режиму)

h_{cen}^6 - теплосодержание отсепарированной воды до теплообменника = 670,5 $\frac{кДж}{кг}$

\bar{t}_{cen}^6 - теплосодержание отсепарированной воды после теплообменника

$$\text{при } t=50 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad \bar{t}_{cen}^6 = 209,5 \frac{кДж}{кг}$$

Определение внутристанционных потерь воды и пар

$$G_{ут.} = 0,02 * D'_k,$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$G_{ут.} = 0,02 * D'_k = 0,02 * 1029,46 = 20,59 \frac{т}{час},$$

(в отопительный период по III-режимам)

$$G_{ут.} = 0,02 * D'_{к.лета.} = 0,02 * 396,55 = 7,93 \frac{т}{час},$$

(в летний период по IV-режиму)

$G_{\text{утеч.}}$ - внутривыпускные потери пара и воды, $\frac{m}{\text{час}}$

можно принять 2% от $D'_k = 1029,46 \frac{m}{\text{час}}$ и $D'_{\text{к.лента}} = 396,55 \frac{m}{\text{час}}$

Определение не возврата конденсата с производства

$$G_{\text{кон}}^n = D_n^{\text{max}} * (1 - \kappa) = 185 * (1 - 0,7) = 55,5 \frac{m}{\text{час}}$$

где, κ - коэффициент возврата конденсата с производства (по заданию)

Расход воды $\frac{кг}{\text{час}}$ на горячее водоснабжение в открытых системах теплоснабжения.

$$G_{\text{сетевой.воды}} = \frac{3,6 * Q_{hm}}{C_p * (t_h - t_c)} = \frac{3,6 * 95,9 * 10^6}{4,19 * (55 - 5)} = 1,64 * 10^6 \frac{кг}{\text{час}}$$

где, Q_{hm} - средний расход горячего водоснабжения в сутки, за отопительный период.

$$Q_{hm} = 95,9 \text{ МВт} = 95,9 * 10^3 \text{ кВт}$$

где, t_c - температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается $+5^\circ\text{C}$)

t_h - температура воды поступающая в систему горячего водоснабжения потребителям $+ 55^\circ\text{C}$

C_p - удельная теплоемкость воды - $4,19 \frac{кДж}{\text{час}^\circ\text{C}}$

$G_{\text{с.в.}}$ - расчетный средний расход воды на горячее водоснабжение в $\frac{м^3}{\text{час}}$

В открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2, (+) 0,75 фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный

расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах.

$$G_{c.в.}^{nod} = (1,2 * 1,64 * 10^6) + 0,75\% * V_{m.c.} = (1,2 + 1,64 * 10^6) + \frac{0,75}{100} * 35500,5 = 2234,2 \frac{м^3}{час}$$

$$V_{m.c.} = \frac{507,15 МВт * 70 м^3}{1 МВт} = 35500,5 м^3$$

По условиям работы фильтров ХВО вода подогревается до 40°C

Определим количество тепла необходимого для подогрева воды до ХВО.

$$Q_{сырой.воды} = G_{сырой.воды} * (t''_{c.в.} - t'_{c.в.}) * C_p - Q_{сеп}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{реж} - Q_{сырой.воды} = 804,85 * (40 - 5) * 4,19 - 691,86 = 117,3 МВт$$

$$II_{реж} - Q_{сырой.воды} = 804,73 * (40 - 5) * 4,19 - 691,86 = 117,3 МВт$$

$$III_{реж} - Q_{сырой.воды} = 804,66 * (40 - 5) * 4,19 - 691,86 = 117,2 МВт$$

$$IV_{реж} - Q_{сырой.воды} = 798,88 * (40 - 5) * 4,19 - 276,7 = 116,88 МВт$$

$t''_{c.в.}$ - температура воды перед ХВО принимается 40°C

$t'_{c.в.}$ - температура воды в циркуляционном водоводе зимой +5°C

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{реж} - G_{сырой.воды} = 2897,45 \frac{м^3}{час} = \frac{2897,45 * 1000}{3600} = 804,85 \frac{кг}{сек}$$

$$II_{реж} - G_{сырой.воды} = 2897,04 \frac{м^3}{час} = \frac{2897,04 * 1000}{3600} = 804,73 \frac{кг}{сек}$$

$$III_{реж} - G_{сырой.воды} = 2896,81 \frac{м^3}{час} = \frac{2896,81 * 1000}{3600} = 804,66 \frac{кг}{сек}$$

$$IV_{реж} - G_{сырой.воды} = 2875,99 \frac{м^3}{час} = \frac{2875,99 * 1000}{3600} = 798,88 \frac{кг}{сек}$$

$$Q_{сеп}^6 = 691,86 \frac{кДж}{сек} = 691,86 кВт ;$$

$$Q_{сеп}^6 = 276,7 \frac{кДж}{сек} = 276,7 кВт ;$$

C_p – теплоемкость воды - $4,19 \frac{\text{кДж}}{\text{час}^\circ\text{C}}$

В тепловых схемах обычно этот подогрев осуществляется во встроенных пучках конденсаторов теплофикационных турбин.

$$D_{c.v.}^{под} = \frac{Q_{c.v.}}{(h_n - h_g) * \eta}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{реж} - D_{c.v.}^{под} = \frac{117,3 * 10^3}{(2340,5 - 126,5) * 0,98} = 54,06 \frac{\text{кг}}{\text{сек}}$$

$$II_{реж} - D_{c.v.}^{под} = \frac{117,3 * 10^3}{(2340,5 - 126,5) * 0,98} = 54,06 \frac{\text{кг}}{\text{сек}}$$

$$III_{реж} - D_{c.v.}^{под} = \frac{117,2 * 10^3}{(2340,5 - 126,5) * 0,98} = 54,01 \frac{\text{кг}}{\text{сек}}$$

$$IV_{реж} - D_{c.v.}^{под} = \frac{116,88 * 10^3}{(2340,5 - 126,5) * 0,98} = 53,86 \frac{\text{кг}}{\text{сек}}$$

где, по таблице Ривкина, состояние насыщения воды и пара турбин Т-100 и ПТ – 80

$$h_n = 2340,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ; h_g = 126,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ; \eta = 0,98$$

Произведя все необходимые расчеты определим расход сырой воды на ХВО

$$G_{сыр.воды} = 1,25 * (G_{сеп} + G_{утеч.} + G_{кон} + G_{под}^{m/c} + G_{м.х.}^{ном}); \frac{m}{час}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{реж} - G_{сыр.воды} = 1,25 * (5,6 + 20,59 + 55,5 + 2234,2 + 2,07) = 2897,45; \frac{m}{час}$$

$$II_{реж} - G_{сыр.воды} = 1,25 * (5,6 + 20,59 + 55,5 + 2234,2 + 1,74) = 2897,04; \frac{m}{час}$$

$$III_{реж} - G_{сыр.воды} = 1,25 * (5,6 + 20,59 + 55,5 + 2234,2 + 1,56) = 2896,81; \frac{m}{час}$$

$$IV_{реж} - G_{сыр.воды} = 1,25 * (2,16 + 7,93 + 55,5 + 2234,2 + 1,004) = 2875,99; \frac{m}{час}$$

Определим необходимое количество конденсата для работы в летний период.

$$D_{\text{конд.енс.}}^{\text{III}} = D_o^{\text{III}} - \sum D_{\text{рег.}} = 130 - 30,39 = 99,6 \frac{\text{кг}}{\text{сек}}$$

Определение расхода пара для деаэрации 1-й степени подогрева конденсата с производства и добавки ХВО

На ТЭЦ высокого давления должна применяться двухступенчатая деаэрация питательной воды. Перед основными деаэраторами $P=0,6\text{МПа}$ устанавливаются деаэраторы атмосферного давления (ДСА) или вакуумные (ДСВ), в которых производится деаэрация конденсата возвращающегося с производства, и химически очищенной (обессоленной) воды добавляемой в цикл электростанции.

Требования двухступенчатой деаэрации питательной воды определяется следующим % основные деаэраторы обеспечивают требуемую дегазацию ($\text{O}_2-10 \frac{\text{мкг}}{\text{кг}}$ и $\text{CO}_2-0,0 \frac{\text{мкг}}{\text{кг}}$) при условии, что в воде поступающей в эти деаэраторы содержание этих газов будет не более $1 \frac{\text{мг}}{\text{кг}}$, но конденсат с производства и обессоленная вода с ХВО обычно имеют содержание этих газов более $1 \frac{\text{мг}}{\text{кг}}$;

В качестве 1-й степени деаэрации предпочтение отдается установке вакуумных деаэраторов.

Расчет вакуумного деаэратора подпитки цикла станции.

Прежде следует определить расход подпиточной воды цикла с ХВО

$$G_{\text{подп}}^{\text{цикла}} = G_{\text{сеп}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}} + (D_{\text{м.х.}} - G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}}) + G_{\text{кон}}^{\text{н}}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$\text{I}_{\text{реж.}} - G_{\text{подп}}^{\text{цикла}} = 5,6 + 20,59 + 2,07 + (10,36 - 2,07) + 55,5 = 92,05 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$\text{II}_{\text{реж.}} - G_{\text{подп}}^{\text{цикла}} = 5,6 + 20,59 + 1,74 + (8,69 - 1,74) + 55,5 = 90,38 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$\text{III}_{\text{реж.}} - G_{\text{подп}}^{\text{цикла}} = 5,6 + 20,59 + 1,56 + (7,82 - 1,56) + 55,5 = 89,51 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж}} - G_{\text{подн}}^{\text{цикла}} = 2,16 + 7,93 + 1,004 + (5,02 - 1,004) + 55,5 = 70,61 \frac{m}{\text{час}}$$

где, $G_{\text{сен}}^{\text{с}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}} + G_{\text{кон}}^{\text{н}}$ - обессоленная вода для восполнения потерь с $t = 38^{\circ}\text{C}$

$$G_{\text{кон}}^{\text{н}} = D_n^{\text{max}} * (1 - \kappa) = 185 * (1 - 0,7) = 55,5 \frac{m}{\text{час}}$$

$G_{\text{кон}}^{\text{н}}$ - восполнение невозврата конденсата с производства с $t = 38^{\circ}\text{C}$

$(D_{\text{м.х.}} - G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}})$ - конденсат мазутохозяйства после очистки на ХВО

с $t = 100^{\circ}\text{C}$

Определение расхода воды в деаэраторе 1-й ступени цикла и ее температуры.

$$G_{\text{деаэр.}}^1 = G_{\text{цикл.}}^{\text{подпитки}} + D_n^{\text{max}} * \kappa$$

Расчет ведется по IV –м режимам

$$I_{\text{реж.}} - G_{\text{деаэр.}}^1 = 92,05 + 185 * 0,7 = 221,55 \frac{m}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж.}} - G_{\text{деаэр.}}^1 = 90,38 + 185 * 0,7 = 219,88 \frac{m}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж.}} - G_{\text{деаэр.}}^1 = 89,51 + 185 * 0,7 = 219,01 \frac{m}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж.}} - G_{\text{деаэр.}}^1 = 70,61 + 185 * 0,7 = 200,11 \frac{m}{\text{час}}$$

Температура воды в деаэраторе:

$$t_{\text{деаэр.}}^{\text{с}} = \frac{(G_{\text{сен}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}} + G_{\text{кон}}^{\text{н}}) * C_p * t_{\text{ов}} + D_n^{\text{max}} * \kappa * t_{\text{кон}}^{\text{н}} * C_p + (D_{\text{м.х.}} + G_{\text{м.х.}}^{\text{ном}}) * C_p * t_{\text{кон}}^{\text{м.х.}}}{G_{\text{деаэр.}}^1 * C_p}, ^{\circ}\text{C} \underline{\text{Рас}}$$

чет ведется по IV –м режимам.

I_{реж.}

$$t_{\text{деаэр.}}^{\text{с}} = \frac{(5,6 + 20,59 + 2,07 + 55,5) * 4,19 * 38 + 185 * 0,7 * 70 * 4,19 + (10,36 + 2,07) * 4,19 * 100}{221,55 * 4,19} = 60,9^{\circ}\text{C} \text{ II}$$

реж

$$t_{\text{деаэр.}}^{\text{с}} = \frac{(5,6 + 20,59 + 1,74 + 55,5) * 4,19 * 38 + 185 * 0,7 * 70 * 4,19 + (8,69 + 1,74) * 4,19 * 100}{219,88 * 4,19} = 60,4^{\circ}\text{C}$$

III_{реж}

$$t_{\text{деаэр.}}^{\text{с}} = \frac{(5,6 + 20,59 + 1,56 + 55,5) * 4,19 * 38 + 185 * 0,7 * 70 * 4,19 + (7,82 + 1,56) * 4,19 * 100}{219,01 * 4,19} = 60,1^{\circ}\text{C}$$

IV_{реж}

$$t_{\text{деаэр.}}^{\text{е}} = \frac{(2,16 + 7,93 + 1,004 + 55,5) * 4,19 * 38 + 185 * 0,7 * 70 * 4,19 + (5,02 + 1,004) * 4,19 * 100}{200,11 * 4,19} = 48,3^{\circ} \text{С Г}$$

де, $C_p = 4,19 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} * \text{К}}$ теплоемкость воды

$t_{\text{ов}} = 38^{\circ} \text{С}$ – температура обессоленной воды.

$t_{\text{кон}}^{\text{н}} = 70^{\circ} \text{С}$ – температура конденсата с производства.

$t_{\text{кон}}^{\text{м.х.}} = 100^{\circ} \text{С}$ – температура конденсата с м.х.

Наиболее приемлемой атмосферой является водяного пара, такие аппараты получили название термических деаэраторов. Большинство конструкций вакуумных деаэраторов предусматривает работу их на перегретой воде, то есть парообразование в них происходит за счет тепла перегрева воды относительно температуры насыщения соответствующей давлению (разряжению) в деаэраторе.

Таким образом, искомыми величинами при расчете вакуумных деаэраторов будут:

1. Давление (разряжение в деаэраторе)
2. Температура в баке деаэратора
3. Необходимое количество пара образующегося в деаэраторе
4. Требуемая величина перегрева подаваемой в деаэратор воды

Зная величину температуры воды подаваемой в деаэратор $t_{\text{деаэр.}}^{\text{е}}$ по графику №4 можно определить необходимую температуру воды в баке деаэратора $t_{\text{бак}}^{\text{е}}$

Определив $t_{\text{бак}}^{\text{е}}$ бака по термодинамическим таблицам можно определить потребное давление (разряжение) в деаэраторе.

Величина перегрева воды определяется по формуле:

$$\Delta t = t_{\text{деаэр.}}^{\text{е}} - t_{\text{бак}}^{\text{е}}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{\text{реж.}} - \Delta t = 60,9 - 56 = 4,9^{\circ} \text{С}$$

$$II_{\text{реж}} - \Delta t = 60,4 - 55,4 = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$III_{\text{реж}} - \Delta t = 60,1 - 55,1 = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$IV_{\text{реж}} - \Delta t = 48,3 - 45,3 = 3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Необходимое и требующееся количество пара генерируемое в деаэраторе которое определяется исходным содержанием в воде газов (O_2 , CO_2 , N_2), а так же конечным содержанием O_2 - $30 \frac{\text{мкг}}{\text{кг}}$ после деаэрации

можно определить по формуле:

$$D_n^{o1} = G_{\text{деаэр.}}^1 * \kappa * 10^{-3}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{\text{реж.}} - D_n^{o1} = 221,55 * 7,6 * 10^{-3} = 1,68 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж}} - D_n^{o1} = 219,88 * 7,5 * 10^{-3} = 1,65 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж}} - D_n^{o1} = 219,01 * 7,49 * 10^{-3} = 1,64 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж}} - D_n^{o1} = 200,11 * 4,7 * 10^{-3} = 0,94 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

где, D_n^{o1} - необходимое количество пара в деаэраторе 1-й ступени

$G_{\text{деаэр.}}^1$ - количество воды поступающей в деаэратор 1-й ступени

κ - коэффициент деаэрации зависящий от $t_{\text{бак}}^6$, который можно определить по графику №3 с учетом содержания в воде O_2 - $30 \frac{\text{мкг}}{\text{кг}}$;

Расчет вакуумного деаэратора подпитки теплосети.

Расчет вакуумного деаэратора ведется аналогично предыдущему расчету, но необходимо иметь в виду следующее:

1. В деаэраторах подпитки теплосети температура воды в баке обычно принимается равной 40°C .

2. Требуемая величина O_2 в воде после деаэрации составляет $50 \frac{\text{мкг}}{\text{кг}}$;

поэтому температуру воды подаваемой в деаэратор (подпиточный) следует определять по гр. №1

3. Требуемое количество генерирующего пара следует определять с учетом коэффициента k определенного по гр №2
4. Перегрев воды осуществляется за счет подачи сетевой воды.

Определение расхода пара на эжектора вакуумных деаэраторов

Удаление пара и поддержание необходимого давления (разрежения) в деаэраторах происходит за счет работы паровых эжекторов, которые питаются рабочим паром. Из отборов турбин или РОУ с давлением 1,3 МПа.

Количество требуемого пара можно определить:

$$D_n^{эж} = I * D_n^{\delta 1}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{реж} - D_n^{эж} = 0,2 * 1,68 = 0,336 \frac{m}{час}$$

$$II_{реж} - D_n^{эж} = 0,2 * 1,65 = 0,330 \frac{m}{час}$$

$$III_{реж} - D_n^{эж} = 0,2 * 1,64 = 0,328 \frac{m}{час}$$

$$IV_{реж} - D_n^{эж} = 0,2 * 0,94 = 0,188 \frac{m}{час}$$

где, $D_n^{эж}$ - расход пара на эжектор, $\frac{m}{час}$

I – коэффициент ижекции равный $0,1 \div 0,3$ ориентировочно

$D_n^{\delta 1}$ - расход пара на деаэратор, $\frac{m}{час}$

Расход пара после эжектора будет равен:

$$D_{эж}^1 = D_n^{эж} + D_n^{\delta 1}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{реж} - D_{эж}^1 = 0,336 + 1,68 = 2,016 \frac{m}{час}$$

$$II_{реж} - D_{эж}^1 = 0,330 + 1,65 = 1,980 \frac{m}{час}$$

$$III_{реж} - D_{эж}^1 = 0,328 + 1,64 = 1,968 \frac{m}{час}$$

$$IV_{\text{реж}} - D_{\text{эж}}^1 = 0,188 + 0,94 = 1,128 \frac{m}{\text{час}}$$

Тепло этого пара должно быть использовано в теплообменниках, а конденсат направляется в деаэратор подпитки цикла.

Определение расхода сетевой воды для подогрева подпиточной воды.

$$G_{\text{с.в.}} = \frac{G_{\text{под}} * (h_{\text{деаэр.}}^1 - 159)}{h_{\text{с.в.}} - 167} = \frac{2234,2 * (167,6 - 159)}{481,9 - 167} = 61,02 \frac{m}{\text{час}}$$

где, $h_{\text{деаэр.}}^1$ - энтальпия перегретой воды - $167,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ при $P_{\text{д}}=0,075 \text{ атм}$

$G_{\text{с.в.}}$ - расход сетевой воды в деаэраторе подпитки теплосети, $\frac{m}{\text{час}}$

$G_{\text{под}}$ - расход подпиточной воды, $\frac{m}{\text{час}}$

$h_{\text{с.в.}}$ - теплосодержание (энтальпия) сетевой воды - $481,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

Определение расхода пара на подогрев подпиточной воды цикла.

Подпиточная вода из деаэратора 1-й ступени перекачивается насосом, направляется в деаэратор 0,6 МПа, но предварительно должна быть подогрета до температуры близкой к температуре питательной воды деаэратора 0,6 МПа. Этот подогрев осуществляется в поверхностном теплообменнике питающимся из промышленного отбора.

$$D_n = \frac{G_{\text{деаэр.}}^1 * (628 - h_{\text{бак}}^6)}{(h_n - h_k) * 0,98};$$

где $h_{\text{бак}}^6 = t_{\text{бак}}^6 * C_p$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{\text{реж.}} - D_n = \frac{221,55 * (628 - 56 * 4,19)}{(2836 - 814,7) * 0,98} = 43,99 \frac{m}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж.}} - D_n = \frac{219,88 * (628 - 55,4 * 4,19)}{(2836 - 814,7) * 0,98} = 43,94 \frac{m}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж.}} - D_n = \frac{219,01 * (628 - 55,1 * 4,19)}{(2836 - 814,7) * 0,98} = 43,90 \frac{m}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж}} - D_n = \frac{200,11 * (628 - 45,3 * 4,19)}{(2836 - 814,7) * 0,98} = 44,26 \frac{m}{\text{час}}$$

где, по таблице Ривкина, состояние насыщения воды и пара турбин Т-100 и ПТ – 80

$$h_n = 2836 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

h_k - энтальпия конденсата перегретого пара, определяется по таблице «Термодинамические свойства воды и пара в состоянии насыщения» при

$$P=13 \text{ ата} \quad h'_k = 814,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$G_{\text{деаэр}}^1$ - количество воды поступающей в деаэратор 1-й ступени цикла, $\frac{m}{\text{час}}$

D_p – расход пара на подогреватель, $\frac{m}{\text{час}}$

Определение расхода пара на деаэрацию в деаэраторе
0,6 МПа подпиточной воды.

Этот расход осуществляется из промышленного отбора турбин.

$$D_n^{0,6} = \frac{G_{\text{под}} * (665 - 628)}{h_n - 665}$$

в данном случае $G_{\text{под}} = G_{\text{деаэр}}^1$, следовательно:

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{\text{реж}} - D_n^{0,6} = \frac{221,55 * (665 - 628)}{2836 - 665} = 3,77 \frac{m}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж}} - D_n^{0,6} = \frac{219,88 * (665 - 628)}{2836 - 665} = 3,75 \frac{m}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж}} - D_n^{0,6} = \frac{219,01 * (665 - 628)}{2836 - 665} = 3,73 \frac{m}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж}} - D_n^{0,6} = \frac{200,11 * (665 - 628)}{2836 - 665} = 3,41 \frac{m}{\text{час}}$$

Определение расхода тепла и пара на подогрев воды в калориферах воздухоподогревателей энергетических и водогрейных котлов.

При сжигании сернистых топлив предусматривается мероприятия и устройства для защиты поверхностей нагрева и газоходов от коррозии. Одним из методов является подогрев воздуха перед воздухоподогревателем.

Подогрев воздуха перед воздухоподогревателями энергетических и водогрейных котлов производится в водяных калориферах, работающих по температурному графику 110-70 °С.

Горячая вода готовится в пароводяном теплообменнике питающимся паром из РОУ-1,4/0,12МПа, питающимся паром из отбора турбины.

Подогрев воздуха в энергетических котлах производится до 70 °С, а в водогрейных до 30 °С.

$$Q_{\text{кал}}^{\text{ЭК}} = q'_{\text{кал}}{}^{\text{уд}} * D'_{\text{к}}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{\text{реж}} - Q_{\text{кал}}^{\text{ЭК}} = 108 * 1029,46 = 111181,68 = 111,18 * 10^3 \frac{\text{МДж}}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж}} - Q_{\text{кал}}^{\text{ЭК}} = 82 * 1029,46 = 84415,72 = 84,40 * 10^3 \frac{\text{МДж}}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж}} - Q_{\text{кал}}^{\text{ЭК}} = 73 * 1029,46 = 75150,58 = 75,15 * 10^3 \frac{\text{МДж}}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж}} - Q_{\text{кал}}^{\text{ЭК}} = 50 * 396,55 = 19827,5 = 19,83 * 10^3 \frac{\text{МДж}}{\text{час}}$$

где, $Q_{\text{кал}}^{\text{ЭК}}$ - расход тепла на калориферы, энергетических котлов $\frac{\text{МДж}}{\text{час}}$

$q'_{\text{кал}}{}^{\text{уд}}$ - удельный расход тепла на калориферы $\frac{\text{МДж}}{\text{т.пара}}$, определяется в IV-х режимах

$I_{\text{реж.}} - 108$; $II_{\text{реж.}} - 82$; $III_{\text{реж.}} - 73$; $IV_{\text{реж.}} - 50$;

$D'_{\text{к.от.}} = 1029,46 \frac{\text{т}}{\text{час}}$ - расход пара по котельной в отопительный период.

$D'_{\text{к.лета}} = 396,55 \frac{\text{т}}{\text{час}}$ - расход пара по котельной в летний период

$$Q_{\text{кал}}^{\text{БК}} = q_{\text{кал}}^{\text{н.уд}} * Q'_{\text{в.к.}}$$

Расчет ведется по II –м режимам.

$$I_{\text{реж.}} - Q_{\text{кал}}^{\text{БК}} = 70 * 196,66 = 13766,2 = 13,76 * 10^3 \frac{\text{МДж}}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж.}} - Q_{\text{кал}}^{\text{БК}} = 38 * 67,3 = 2557,4 = 2,56 * 10^3 \frac{\text{МДж}}{\text{час}}$$

где, и $Q_{\text{кал}}^{\text{БК}}$ - расход тепла на калориферы, водогрейных котлов $\frac{\text{МДж}}{\text{час}}$

$q_{\text{кал}}^{\text{н.уд}}$ - удельный расход тепла на калориферы $\frac{\text{МДж}}{\text{МВт}}$, определяется по II-м режимам

$$I_{\text{реж.}} - 70; II_{\text{реж.}} - 38;$$

$Q'_{\text{в.к.}}$ - производительность водогрейных котлов, МВт

Определение расхода пара на подогреватель

$$D_{0,12}^{\text{поу}} = \frac{Q_{\text{кал.}}^{\text{ЭК}} + Q_{\text{кал.}}^{\text{БК}}}{(h_n^{0,12} - 439) * 0,98}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{\text{реж.}} - D_{0,12}^{\text{поу}} = \frac{111,18 * 10^3 + 13,76 * 10^3}{(2552 - 439) * 0,98} = 60,3 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$II_{\text{реж.}} - D_{0,12}^{\text{поу}} = \frac{84,40 * 10^3 + 2,56 * 10^3}{(2552 - 439) * 0,98} = 41,99 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$III_{\text{реж.}} - D_{0,12}^{\text{поу}} = \frac{75,15 * 10^3}{(2552 - 439) * 0,98} = 36,29 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$IV_{\text{реж.}} - D_{0,12}^{\text{поу}} = \frac{19,83 * 10^3}{(2552 - 439) * 0,98} = 9,57 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

где, $h_n^{0,12}$ - энтальпия перегретого пара, определяется по таблице «Термодинамические свойства воды и пара в состоянии насыщения» при

$$P=0,12 \text{ МПа} \quad h'' = 2552 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Определение расхода пара на РОУ 1,3/0,12 МПа

$$D_{1,3}^{poy} = \frac{D_{0,12}^{poy} * (h_n^{0,12} - h_{n.в.})}{h_n^{1,3} * \eta_{poy} - h_{n.в.}}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{реж.} - D_{1,3}^{poy} = \frac{60,3 * (2552 - 964)}{2836 * 0,98 - 964} = 52,75 \frac{m}{час}$$

$$II_{реж.} - D_{1,3}^{poy} = \frac{41,99 * (2552 - 964)}{2836 * 0,98 - 964} = 36,73 \frac{m}{час}$$

$$III_{реж.} - D_{1,3}^{poy} = \frac{36,29 * (2552 - 964)}{2836 * 0,98 - 964} = 31,74 \frac{m}{час}$$

$$IV_{реж.} - D_{1,3}^{poy} = \frac{9,57 * (2552 - 964)}{2836 * 0,98 - 964} = 8,37 \frac{m}{час}$$

где, $h_n^{1,3}$ - энтальпия перегретого пара, определяется по таблице «Термодинамические свойства воды и пара в состоянии насыщения» при

$$P=1,3 \text{ МПа} \quad h'' = 2836 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$h_{n.в.}$ - теплосодержание питательной воды, (по таблице Ривкина)

$$h' = 964 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Расход питательной воды на РОУ 1,3/0,12 МПа

$$G_{n.в.}^{poy} = D_{0,12}^{poy} - D_{1,3}^{poy}$$

Расчет ведется по IV –м режимам.

$$I_{реж.} - G_{n.в.}^{poy} = 60,3 - 52,75 = 7,55 \frac{m}{час}$$

$$II_{реж.} - G_{n.в.}^{poy} = 41,99 - 36,73 = 5,26 \frac{m}{час}$$

$$III_{реж.} - G_{n.в.}^{poy} = 36,29 - 31,74 = 4,55 \frac{m}{час}$$

$$IV_{реж.} - G_{n.в.}^{poy} = 9,57 - 8,37 = 1,2 \frac{m}{час}$$

2.6. Покрытие тепловых нагрузок

Покрытие нагрузок внешних потребителей и собственных нужд на ТЭЦ осуществляется из отборов турбины 1,3МПа и 0,12 МПа и частично может покрываться от РОУ 13/1,3 МПа, а также от водогрейных котлов.

После определения всех тепловых нагрузок ТЭЦ их следует сгруппировать по параметрам отборов турбин и свести в таблицу № . После определения всех тепловых нагрузок следует приступить к их покрытию по режимам, а результаты занести в таблицу № .

В пункте первом этой таблицы заносят итоговые данные таблицы №

При покрытии тепловых нагрузок следует руководствоваться следующими соображениями.

1. Тепловые нагрузки покрываются из отборов турбин типа «Т» и «ПТ». При покрытии промышленных паровых нагрузок возможно частичное покрытие за счет РОУ – 13/1,3 МПа.
2. Турбины с производственным отбором пара выбираются с учетом длительного использования этого отбора в течение года.

Паропроизводительность и число котельных агрегатов, устанавливаемых на ТЭЦ с поперечными связями, выбирается по максимальному расходу пара машинным залом с учетом расхода на собственные нужды и запаса в размере 3% от D_m^{max}

Теплопроизводительность и число пиковых водогрейных котлов выбирается исходя из условия покрытия ими как правило 40-45% максимальной тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

На электростанциях с поперечными связями установка резервных водогрейных котлов не предусматривается. Для электростанций этого типа в случае выхода из работы одного энергетического котла оставшиеся в работе энергетические котлы и все установленные водогрейные котлы должны обеспечивать максимально-длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере 70% от отпуска тепла на эти цели при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха; при этом для электростанций с поперечными связями, входящих в состав

энергосистем, допускается снижение электрической мощности на величину мощности самого крупного турбоагрегата ТЭЦ.

Для ТЭЦ с докритическим давлением пара, как правило применяются барабанные котлы.

Таким образом, на основании изложенного, на электростанции с блочными схемами потребная Паропроизводительность котла будет определяться максимальным расходом пара на турбогенератор входящий в блок с учетом резерва, а количество их будет соответствовать количеству блоков.

На электростанциях с поперечными связями потребная Паропроизводительность котельного цеха будет определяться максимальными расходами пара на турбину с учетом 3% резерва и расхода пара РОУ 13/1,3 МПа по 1-режиму. Паропроизводительность энергетических котлов, их количество, а также общая и единичная теплопроизводительность и количество водогрейных котлов может быть определена при покрытии нагрузок аварийного режима.

Основное распределительное устройство (ОРУ) ТЭЦ .

Схема: секционированные системы шин с одной секционированной обходной системой шин. Марка провода: А- 600.

Выключатели: МКП-11ОМ-1000-20

$U_N=110\text{кВ}$, $I_N=1000\text{А}$, $I_{н.от}=20\text{кА}$.

$T_{вкл}=0,08\text{ с}$ $T_{откл}=0,2\text{с}$.

привод ШПЭ-44У1.

Разъединители:

РДЗ-110-80.

$U_N=110\text{кВ}$, $I_N=1000\text{А}$

Трансформаторы напряжения:

-НКВ-110-57У1 $U_{н.вн}=110000/3\text{В}$.

- $U_{н.нн}=100/3\text{ В}$, $U_{н.доп.} - 100\text{ В}$.

Схема и группа соединения 1/1/1-0-0.

Разрядники: РВГМ410.

2.7. Электрическая часть станции.

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

Генераторы станции № 1, 2 типа ТВФ-100-2, в блоках с двух обмоточными трансформаторами типа ТДЦ-125000/110 подключены к шинам ОРУ 110 кВ. Схема распределительного устройства 110 кВ выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин с одним выключателем на цепь. На ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели типа МКП-110М-1000-20.

Учитывая значимость ТЭЦ в энергосистеме принимаем главную схему с блочным соединением генераторов с повышающими трансформаторами (без поперечной связи на генераторном напряжении), с параллельной работой генераторов на высоком напряжении 110 кВ, по схеме с двумя рабочими (1 СШ, 2 СШ) и одной обходной (ОСШ) системами шин на стороне ВН с ОРУ-110 кВ.

В данной схеме каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъединителей, что позволяет осуществлять работу на любой системе шин.

Для большей надежности электроснабжения в цепях генератора устанавливаются выключатели (генераторный выключатель QG).

Питание собственных нужд (СН) и незначительной нагрузки от 6-10 кВ осуществляется отпайкой от генераторного напряжения через трансформаторы СН и КРУ 63 кВ.

Выбор блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд.

Полная мощность блочного трансформатора определяется по формуле:

$$S_{тр} = \sqrt{(P_{Г} - P_{СН})^2 + (Q_{Г} - Q_{СН})^2}, МВА$$

где, $P_{Г}$ - активная мощность генератора, МВт.

$P_{СН}$ - активная мощность СН, МВт.

$Q_{Г}$ и $Q_{СН}$ – реактивные мощности генераторов и СН, Мвар

Расход СН принимаем $P_{СН}=8\%$

$P_{уст} = 100$ МВт установленная мощность генератора станции,

Для генератора ТВФ-120-2 (станционный):

$$P_{СН} = 0,08 * P_{уст} = 0,08 * 100 = 8 \text{ МВт}$$

$$Q_{СН} = P_{СН} * \text{tg}\varphi = 8 * 0,85 = 6,8 \text{ МВт}$$

$$Q_{Г} = P_{Г} * \text{tg}\varphi = 100 * 0,85 = 85 \text{ МВт}$$

Определяем полную мощность блочного трансформатора:

$$S_{тр} = \sqrt{(P_{Г} - P_{СН})^2 + (Q_{Г} - Q_{СН})^2} = \sqrt{(100 - 8)^2 + (85 - 6,8)^2} = 120,7 \text{ МВА}$$

Выбор осуществляем по условию $S_{ТР}^{расч} \leq S_{кон}$

На генераторах станции № 1,2 выбраны трансформаторы типа ТДЦ-125000/110: $S_{ТР}^{ном} = 125$ МВА, $U_{ВН} = 121$ кВ, $U_{НН} = 10,5$ кВ

Выбор трансформаторов СН:

ТСН выбирается по критерию:

$$S_{ТР}^{СН} = \frac{P_{СН_{max}}}{\varphi_n}, МВА$$

где, $P_{СН_{max}}$ - мощность затрачиваемая на питание СН блока (максимальная).

Для генератора №1,2

$$P_{СН_{max}} = 0,08 P_{СН}^{Ген} = 0,08 * 100 = 8 \text{ МВт};$$

$$S_{CH} = \frac{8,0}{0,85} = 9,41 \text{ MVA}$$

На генераторах № 1,2 установлены трансформаторы собственных нужд ТДСН-10000/35

Кроме того необходима установка двух трансформаторов для резервирования СН, мощность (суммарная) которых определяется из условия 1 штуки на 9 устанавливаемых однофазных единиц. Следовательно, при 2-х трехфазных установочных трансформаторах на генераторном напряжении и на ВН –110 кВ, был выбран один трансформатор резервирования СН - ТРДН-32000/10

3. Безопасность жизнедеятельности.

На ТЭЦ вырабатывается электрическая энергия на базе теплового потребления с доработкой электроэнергии в конденсационном режиме. Тепловая схема выполнена с поперечными связями по пару и воде.

Восполнение потерь в цикле обеспечивается химобессоленной водой. В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется вода питьевого качества.

Отпуск тепла от проектируемой ТЭЦ осуществляется в паре 13 ата на производство, в горячей воде для теплофикации г.Костанай и в паре для расположенного на территории мазутохозяйства.

ТЭЦ работает в базовом режиме совместно с пиковой водогрейной . На проектируемой промышленно – отопительной ТЭЦ в г.Костанай, согласно проведенным расчетам установлено :

Таблица № 1

Наименование оборудования	Количество, шт.	Марка оборудования
Турбогенератор № 1	1	ПТ-80-130/13
Турбогенератор № 2	1	Т-100-130
Энергетические котлы	3	БКЗ-420-140
Водогрейные котлы (ПВК)	2	КВ ГМ-100-150
Основное сжигаемое топливо		Экибастузкий каменный уголь.
Растопочное топливо		Мазут «М-100»

Проектным топливом является:

1. Для энергетических котлов - уголь, газ, мазут;
2. Для водогрейных котлов - газ, мазут.

Элементный состав Экибастузского каменного угля.

Таблица № 2

Теплота сгорания топлива	Q_n^p	4000
Зола	A^c	41,0%
Влага	W^p	7,0%
Выход летучих	V_c	24%
Объем газов при сгорании	V	$4,8 \frac{м^3}{кг}$

3.1. Расчёт выбросов и их рассеивания в атмосфере от котлов ТЭЦ.

При сжигании на тепловых электростанциях топлива в атмосферу через дымовые трубы выбрасывается значительное количество загрязняющих веществ: сернистого ангидрида, пыли, золы. Выбросы оказывают весьма вредные воздействия на человеческий организм, растения увеличивают износ механизмов, оказывают разрушающее воздействия на строительные конструкции зданий и сооружений.

Санитарными нормами проектирования промышленно – отопительных ТЭЦ определены предельно допустимые концентрации вредных примесей в атмосфере на уровне земли. Нормы предусматривают максимально разовую среднесуточную предельно допустимую концентрацию (ПДК). Максимально разовую ПДК относят к 20-ти минутному интервалу времени.

Уровень концентрации загрязняющих веществ на поверхности земли в значительной степени определяется высотой дымовой трубы.

Назначением дымовой трубы является рассеивание содержащихся в дымовых газах токсичных веществ, чтобы их концентрация на уровне дыхания не превышала предельно допустимых концентраций (ПДК), приведенных в таблице № 3.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе.

Таблице № 3

Вещества	Формула	Класс опасности	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³	
			максимальная разовая	Средне - суточная
Двуокись азота	NO ₂	2	0,085	0,04
Оксид азота	NO	2	0,25	0,25
Серный ангидрид	SO		0,30	0,10
Сернистый ангидрид	SO ₂	3	0,50	0,050
Оксид углерода	CO		3,0	1,00
Бенз(а)пирен	C H	1	—	0,1мкг/100м ³
Пятиоксид ванадия	V ₂ O ₅		—	0,002
Сажа	—	3	0,15	0,05
Пыль неорганическая (золотые частицы)	—	3	0,15-0,50	0,05-0,15
Сероводород	H ₂ S	2	0,008	-

Необходимая высота дымовой трубы по санитарным требованиям зависит от зольности и содержания серы в топливе, от расхода топлива в единицу времени, от степени очистки газов и от атмосферных условия, характерных для данной местности.

До поступления в дымовую трубу должны быть приняты все возможные меры для очистки газов от твердых золотых частиц и окислов серы, а также подавления образования окислов азота в процессе горения.

Произведем расчет дымовой трубы на основании выбросов вредных веществ в атмосферу, пользуясь следующей литературой:

Расчет выбросов загрязняющих веществ от котлов ТЭЦ.

Твердые частицы

Количество летучей золы и несгоревшего топлива выбрасываемых с дымовыми газами:

$$\begin{aligned}
 M_{TB} &= 0,01 * B * \left(\alpha_{yn} * A^p + q_4^{yn} * \frac{Q_n^p}{32680} \right) * (1 - \eta) = \\
 &= 0,01 * 58,2 * \left(0,6 * 41 + 2 * \frac{16,75 * 10^3}{32680} \right) * (1 - 0,98) = \\
 &0,298 \frac{\text{кг}}{\text{сек}} = 298 \frac{\text{г}}{\text{сек}}
 \end{aligned}$$

где, A^p – содержание золы в рабочей массе топлива, 41 % (см. таблицу)

q_4 - потеря теплоты от механического недожога, 2%

α_{yn} - доля золы, уносимая из парогенератора в долях единицы, равна 0,6-0,7

η_{zy} = К.П.Д. золоуловителя равна 90-98%

$Q_n^p = 16,75 * 10^3$ теплота сгорания топлива, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ (см. таблицу)

где, $V_{\text{расч}} = 19,4 \frac{\text{кг}}{\text{сек}}$ – расход натурального топлива на один котел;

$$V_{\text{ч}} = V_{\text{расч}} * 3,6 = 19,4 * 3,6 = 69,95 \frac{\text{т}}{\text{час}}$$

$$V = V_{\text{расч}} * 3 = 58,2 \frac{\text{кг}}{\text{сек}}$$

$V_{\text{ч}}$ - часовой расход топлива на ТЭС, $\frac{\text{т}}{\text{час}}$

Количество котлов на трубу – 3.

Сернистый ангидрид

Выброс в атмосферу сернистого ангидрида рассчитываем по формуле:

$$\begin{aligned}
 M_{\text{so}_2} &= 0,02 * B * S_p * (1 - \eta'_{\text{so}_2}) * (1 - \eta''_{\text{so}_2}) = \\
 &= 0,02 * 58,2 * 0,4 * (1 - 0,1) * (1 - 0,025) = 0,406 \frac{\text{кг}}{\text{сек}} = 406 \frac{\text{г}}{\text{сек}}
 \end{aligned}$$

где, $V = 58,2 \frac{\text{кг}}{\text{сек}}$ – расход натурального топлива;

$S_p = 0,4$ содержание серы в топливе на рабочую массу, %

Топливо – Экибастуский каменный уголь

Тип золоуловителей – мокрый со щелочной средой.

где, $\eta'_{SO_2} = 0,1$ - доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, применяется для Экибастуского каменного угля;

$\eta''_{SO_2} = 0,025$ - доля сернистого ангидрида, улавливаемого в мокром золоуловителе с щелочной средой

Оксиды азота.

Количество выбросов оксидов азота выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котлов определяется по формуле:

$$\begin{aligned} M_{NO_x} &= 0,34 * 10^{-7} * \kappa * B * Q_n^p * \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) * (1 - \varepsilon_1 r) * \beta_1 * \beta_2 * \beta_3 * \varepsilon_2 = \\ &= 0,34 * 10^{-7} * 8,13 * 58,2 * 16,75 * 10^3 * \left(1 - \frac{2}{100}\right) * (1 - 0,01) * 0,554 * 1 * 1,4 * 0,75 = \\ &= 0,1536 \frac{\text{кг}}{\text{сек}} = 153,6 \frac{\text{г}}{\text{сек}} \end{aligned}$$

где, β -коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива (содержание N^r) и способа шлакоудаления.

β_1 – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива.

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 * N^r = 0,178 + 0,47 * 0,8 = 0,554$$

где N_r – содержание азота в топливе 0,8 (см.таблицу);

β_2 - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок (для вихревых ($\beta_2=1$));

β_3 - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления, при жидком шлакоудалении ($\beta_3 = 1,4$).

$E_1=0,01$ – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$E_2 = 0,75$ – коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксида азота при подаче части воздуха помимо основных горелок, при условии сохранения общего избытка воздуха за котлом.

k - коэффициент, характеризующий выход окислов азота на одну тонну сожженного условного топлива, $\frac{кг}{т}$

$$k = \frac{12 * D}{200 + D_n} = \frac{12 * 420}{200 + 420} = 8,13 \frac{т}{час}$$

где, D_n и D -номинальная и фактическая паропроизводительность котла, $420 \frac{т}{час}$

3.2. Расчет высоты дымовой трубы.

При определении высоты дымовой трубы, значение H - является точным

если, $H \leq \varpi_0 \sqrt{\frac{10D}{\Delta T}}$

при значении $H \geq \varpi_0 \sqrt{\frac{10D}{\Delta T}}$ минимальную высоту дымовой трубы находят по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{A * M * F}{ПДК * \sqrt[3]{V_1 * \Delta T}}}$$

Минимально допустимая высота дымовой трубы при которой обеспечивается значение c , равное ПДК, для нескольких дымовых труб одинаковой высоты при наличии фоновой загазованности c от других источников вредности, рассчитывается по формуле :

$$H = \sqrt{A * F * m * \left[\frac{M_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} + \frac{M_3}{ПДК_3} \right] * \sqrt[3]{\frac{N}{V \Delta T}}} =$$

$$= \sqrt{200 * 1 * 0,8 * \left[\frac{406}{0,5} + \frac{153,6}{0,085} + \frac{298}{0,5} \right] * \sqrt[3]{\frac{1}{134,25 * 95}}} = 148,38 м$$

где, A - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, и

определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосфере, для районов Казахстана

$$A = 200 (\text{с}^{2/3} \cdot \text{град.}^{1/3})$$

F- безмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения вредных частиц выброса в атмосфере (F=1 для SO₂=1; для летучей золы F=2 при $\eta_{\text{зп}} \geq 90\%$; F=2,5 при $\eta_{\text{зп}} \leq 90\%$;))

m - масса среднего вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени, г/с

ΔT - разность между температурой выбрасываемых дымовых газов и средней максимальной температурой наружного воздуха наиболее жаркого месяца года.

$$\Delta T = 120 - (+25) = 95 \text{ }^\circ\text{C}$$

T_r - температура дымовых газов на выходе из дымовой трубы, равная 120-140 °C

Суммарный объем газов на выходе из дымовых трубы, в $\frac{\text{м}^3}{\text{сек}}$ зависит от расхода топлива и определяется:

$$V_1 = \frac{V_{\text{г}} * B_{\text{г}} * 10^3}{3600} * \left(\frac{T_{\text{г}}}{273} + 1 \right) = \frac{4,8 * 69,95 * 10^3}{3600} * \left(\frac{120}{273} + 1 \right) = 134,25 \frac{\text{м}^3}{\text{сек}}$$

$V_{\text{г}} = 4,8 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$ - Объем газов при сгорании (см.таблицу)

D - диаметр устья трубы, м

$$D = \sqrt{\frac{4 * V_1}{\pi * \varpi_0}} = \sqrt{\frac{4 * 134,25}{3,14 * 20}} = 3 \text{ м}$$

ϖ_0 - средняя скорость выходной газовой смеси, $\frac{\text{м}}{\text{сек}}$

Максимальная скорость газов на выходе из трубы составляет $36 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$, минимальная $10 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$, большинство труб работают при скорости $20-25 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$.

При расходах газов $5000-7500 \frac{\text{м}^3}{\text{сек}}$, для одноствольных дымовых труб

скорость газов берется в пределах от $12-22 \frac{м}{сек}$, для многоствольных дымовых труб скорость газов берется в пределах от $13-25 \frac{м}{сек}$

Предельно допустимый нагретый выброс дымовых газов в атмосферу ПДВ $\frac{г}{сек}$, из одной трубы определяется по формуле:

$$ПДВ = \frac{ПДК * H^2 * \sqrt[3]{V_1 * \Delta T}}{A * F * m * n}$$

Величина наибольшей концентрации каждого вредного вещества не должна превышать ПДК данного вредного вещества в атмосферном воздухе. При расчете рассеивания выбросов вредных веществ учитывается сумма воздействия SO_2 и NO_2 .

Газообразные вредные вещества и мелкодисперсные аэрозоли:

- максимальная приземная концентрация – $0,4 \text{ мг/м}^3$;
- максимальное расстояние от дымовой трубы для расчета – 21060 м ;
- опасная скорость ветра – $5,7 \text{ м/с}$.

Приземные концентрации вредных веществ не должны быть более $0,8$ ПДК в атмосферном воздухе городов с населением более 200 тыс. человек (по заданию для города Костаная $200-250$ тыс. человек).

Приземная концентрация вредных веществ при наличии N - источников определяется как сумма концентраций выбросов всех источников, тогда:

$$C_m = \frac{A * F * M * m * n}{H^2} * \sqrt[3]{\frac{N}{V * \Delta T}}$$

где, M - суммарное количество вредных веществ, $\frac{г}{сек}$

Максимальная величина надземной концентрации вредных выбросов C_m $\left(\frac{мг}{м^3}\right)$, при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии x_m

($м$), от одиночного точечного источника определяется по формуле:

$$C_m = \frac{A * F * M * m * n}{H^2 * \sqrt[3]{V_1 * \Delta T}}$$

где, Алматы - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, и определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосфере, для районов Казахстана.

$$A = 200 \text{ (с}^{2/3} * \text{град.}^{1/3} \text{)}$$

F - безмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения вредных частиц выброса в атмосфере (F=1 для SO₂=1; для летучей золы F=2 при η_{зв} ≥ 90%; F=2,5 при η_{зв} ≤ 90%;)

m - масса среднего вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени, г/с

ΔT - разность между температурой выбрасываемых дымовых газов и средней максимальной температурой наружного воздуха наиболее жаркого месяца года.

$$\Delta T = 120 - (+25) = 95 \text{ }^\circ\text{C}$$

параметр

$$g_M = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{V * \Delta T}{N * H}} = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{134,25 * 95}{1 * 148,38}} = 2,86$$

если при такой высоте H значение величины $g_M \leq 2 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$, необходимо определить величину n

$$\text{при } g_M \leq 3 \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad n=3$$

$$\text{при } g_M \geq 2 \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad n=1$$

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

Значение коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров f , ϑ_M

$$f = 1000 * \frac{W_0^2 * D}{H^2 * \Delta T} = 1000 * \frac{20^2 * 3}{148,38^2 * 95} = 0,57$$

При $f < 100$, а $\vartheta_M \geq 2 \frac{M}{сек}$ $n=1$

откуда

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{f} + 0,34 * \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{0,57} + 0,34 * \sqrt[3]{0,57}} = 0,97$$

Расчет максимальной величины надземной концентрации вредных выбросов $C_m \left(\frac{мг}{м^3} \right)$

$$C_m = \frac{A * F * M * m * n}{H^2 * \sqrt[3]{V_1 * \Delta T}}$$

Произведем определение надземной концентрации вредных выбросов рассчитанных для данной дымовой трубы.

$$C_m = \frac{A * F * M_{mg} * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_1 * \Delta T}} = \frac{200 * 1 * 298 * 0,97 * 1 * 0,98}{148,38^2 * \sqrt[3]{134,25 * 95}} = 0,11 \left(\frac{мг}{м^3} \right)$$

$$C_m = \frac{A * F * M_{SO_2} * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_1 * \Delta T}} = \frac{200 * 1 * 406 * 0,97 * 1 * 0,98}{148,38^2 * \sqrt[3]{134,25 * 95}} = 0,15 \left(\frac{мг}{м^3} \right)$$

$$C_m = \frac{A * F * M_{NO_2} * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_1 * \Delta T}} = \frac{200 * 1 * 153,6 * 0,97 * 1 * 0,98}{148,38^2 * \sqrt[3]{134,25 * 95}} = 0,056 \left(\frac{мг}{м^3} \right)$$

3.3. Анализ условий труда персонала промышленно-отопительной ТЭЦ г. Костаная.

Электрическое освещение.

В соответствии с действующими нормами предусмотрены следующие виды сетей освещения соответствующие СНиП 11-4-79 (естественное и искусственное освещение)

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

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

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

Таблица № 4

Разряд	Характеристика работы	Размеры объекта различения,	Освещение верхнее и комбиниро-	Освещение боковое, в %
1	Особо точная	0,1	10	3,5
2	Высокой точности	0,1-0,3	7	2
3	Точная	0,3-1	5	1,5
4	Малой точности	1-10	3	1
5	Грубая	Более 10	2	0,5
6	Общее наблюдение за	—	1	0,25

Помещение с чистым бетонным потолком, светлыми стенами с не завешенными окнами. Разряд зрительной работы четвертой группы.

Устанавливаем систему общего освещения люминесцентными лампами 2 группы ЛД мощностью 40Вт.

Расчет выполняется по методу коэффициента использования.

Находим расчетную высоту подвеса

- рабочая поверхность находится на высоте - 1,3 м от пола
- высота веса ламп 0,4 м , тогда

$$h = h_{ном} - (h_{нов}^{раб} + h_{лам}) = 4 - (1,3 + 0,4) = 2,3 м$$

$$L = \lambda * h = 1,4 * 2,3 = 3,2 м$$

Определяем индекс помещения :

$$i = \frac{A * B}{h * (A + B)} = \frac{12 * 6}{2,3 * (12 + 6)} = 1,74$$

Определяем количество люминесцентных ламп:

$$N = \frac{E * K_з * S * z}{\phi_n * \eta} = \frac{100 * 1,7 * 72 * 1,2}{1250 * 0,48} = 24 шт.$$

где, $\eta = 48\%$ - коэффициент использования;

$K_з = 1,7$ - коэффициент запаса;

$S = A * B$ - освещаемая поверхность;

$z = 1,2$ - коэффициент неравномерности освещения;

Управление охранном освещением - ручной из помещения службы охраны.

Нормы освещения.

Расчет искусственного освещения.

Рассчитаем общее освещение щита управления котельного цеха промышленно отопительной ТЭЦ г.Костаная.

Таблица №2

Наименование величин	Ед. изм.	Обозначение	Расчетная величина
Размеры помещения:	м	А	12
Длина			
Ширина	м	В	6
Высота	м	h	4

Продолжение таблицы №2

Нормируемая освещённость	лк	E	100
световой поток	лк	Фл	1250
Коэффициент отражения потолка	%	Рпот	60
Коэффициент отражения стен	%	Рст	45
Коэффициент отражения пола	%	Рпол	25

Полученное количество ламп размещаем в 2 ряда по 12 ламп с расстоянием между ними 0,5 м. Всего для создания нормируемой освещенности 100 лк необходимо 24 лампы ЛД - мощностью 40Вт.

4. Экономическая часть станции.

4.1. Бизнес план.

Данный бизнес план составлен для проектируемой ТЭЦ.

В проекте предполагается строительство новой промышленно – отопительной ТЭЦ в городе Костанае.

Средства на реализацию проекта компании может взять в кредит в Европейском банке для реконструкции и развития (строительства) под 10 % годовых. Дополнительно требуется взять кредит для закупки топлива.

Период окупаемости – 15 лет.

Цели и задачи:

Бизнес-план составлен для оценки перспективы строительства новой промышленно – отопительной ТЭЦ в г.Костанае, так как главной задачей в развитии теплоисточников города является форсированное сооружение здесь теплоэлектростанции, в связи с тем, что оборудование Костанайской ТЭЦ устарело, предлагается проект нового строительства промышленно – отопительной ТЭЦ, с современным оборудованием.

Схема распространения товаров

Продукт.

Устанавливаемое оборудование предназначено для выработки тепловой и электрической энергии.

Монтируемое оборудование станции характеризуется высокой капиталоемкостью, сроком строительства $T=1$ год и длительным периодом эксплуатации $T_{\text{ЭКСПЛ}}=30$ лет. К устанавливаемому оборудованию на станции предъявляются высокие требования по обеспечению надёжности и экономичности работы высокого уровня производительности и безопасности труда.

С технической точки зрения данный проект не представляет трудностей, так как он разработан на основе типовых проектов решений в

соответствии с нормами и правилами. Оборудование устанавливаемое на станции необходимо закупать в России.

У персонала станции имеется опыт в эксплуатации устанавливаемого оборудования.

Анализ рынка.

Основным тепловым потребителем ТЭЦ являются: коммунально-бытовой сектор города, организации и предприятия.

В связи с наметившимся ростом производства, развитием малого и среднего бизнеса, возникает рост потребления электрической и тепловой энергии, а значит и потребность в использовании дополнительных энергетических мощностей.

План маркетинга.

Производство и продажа тепловой энергии не является новой и не подвержена быстрым изменениям. Потребность региона в тепловой энергии стабильна и в ближайшем будущем намечается увеличение ее потребности. Производство рассчитано на внутренний рынок. Возможны возникновение трудностей с оплатой отпущенной продукции.

Ценообразование:

Описание формирования цены продукции. Исходя, из динамики цен на топливо на рынке ожидается повышение цен на уголь. В соответствии с постановлением Государственного комитета по ценовой и антимонопольной политики РК, тарифы на тепловую энергию будут устанавливаться на каждый квартал. Ориентируясь на тарифную стратегию, следует ожидать повышение цен на электрическую и тепловую энергию.

Выдача тепловой энергии производится по магистральным трубопроводам $d=800-1000$ мм. Выдача электрической энергии производится по линиям электропередач с напряжением

С технической точки зрения данный проект не представляет трудностей, так как он разработан на основе типовых проектов решений в соответствии с нормами и правилами. Оборудование устанавливаемое на станции необходимо закупать в России.

У персонала станции имеется опыт в эксплуатации устанавливаемого оборудования.

Анализ рынка.

Основным тепловым потребителем ТЭЦ являются: коммунально-бытовой сектор города, организации и предприятия.

В связи с наметившимся ростом производства, развитием малого и среднего бизнеса, возникает рост потребления электрической и тепловой энергии, а значит и потребность в использовании дополнительных энергетических мощностей.

План маркетинга.

Производство и продажа тепловой энергии не является новой и не подвержена быстрым изменениям. Потребность региона в тепловой энергии стабильна и в ближайшем будущем намечается увеличение ее потребности. Производство рассчитано на внутренний рынок. Возможны возникновение трудностей с оплатой отпущенной продукции.

Ценообразование:

Описание формирования цены продукции. Исходя, из динамики цен на топливо на рынке ожидается повышение цен на уголь. В соответствии с постановлением Государственного комитета по ценовой и антимонопольной политики РК, тарифы на тепловую энергию будут устанавливаться на каждый квартал. Ориентируясь на тарифную стратегию, следует ожидать повышение цен на электрическую и тепловую энергию.

Выдача тепловой энергии производится по магистральным трубопроводам $d=800-1000$ мм. Выдача электрической энергии производится по линиям электропередач с напряжением 110 кВ.

План производства.

Место предполагаемого расположения новой станции.

Производственная площадка ТЭЦ будет застроена зданиями, сооружениями и инженерными коммуникациями, благоустроена и озеленена.

На площадке будет действовать сеть внутривозрадных автострог по кольцевой и тупиковой схемам, обеспечивающих технологическую связь между цехами и создающих возможность проезда ко всем зданиям в противопожарных целях..

Управленческий персонал.

В реализации проекта в основном будут участвовать местные трудовые ресурсы. Для эксплуатации нового оборудования требуется подготовить необходимое количество машинистов котла и машинистов турбины. Реализация проекта позволит обеспечить работой подрядные организации.

Источники и объем требуемых средств.

Общая стоимость реализации проекта составляет 22176 млн. тенге (119 млн. долларов США по курсу 186 тенге/доллар на установку оборудования + 663,6 млн. тенге на закупку топлива)

Источники инвестиций в данный момент не определены. Расчет эффективности проекта производится с целью определения рамок эффективности в соответствии со стоимостью кредитных ресурсов.

Средства на реализацию проекта компания может взять в кредит в Европейском банке под 10 % годовых.

4.2. Финансовый план

Экономические расчеты, выполненные в проекте, позволяют найти оптимальные решения технических вопросов, а технико-экономические показатели оценить проект, установить его соответствии современным задачам.

Определение годовой выработки электроэнергии при тепловом потреблении.

$$W_{\epsilon} = \sum N_{yi} * h_{yi} = 180 * 5500 * 10^{-3} = 990 \text{ тыс. МВт * час}$$

где, N_{yi} - установленная расчетная мощность турбин одного типа, принимается по номинальному значению для турбин с двойным обозначением, МВт.

h_{yi} - число часов использования установленной расчетной мощности, ч.

Принимается для турбин ПТ и Т - 5500 ч.

Расход электрической энергии на собственные нужды.

$$W_{CH} = \frac{K'_{CH}}{100} * W_{\epsilon} = \frac{8}{100} * 990 = 79,2 \text{ тыс. МВт * час}$$

где, K'_{CH} - удельный расход электроэнергии на собственные нужды, для турбин ПТ и Т принимается от 7 ÷ 10%

W_{ϵ} - годовая выработка электрической энергии.

Расход электрической энергии на собственные нужды отнесённые на отпуск тепла.

$$W_{CH}^m = \overline{W}_{CH}^m * Q_{отоп}^{\epsilon} = 8 * 7609,23 * 10^{-3} = 60,8 \frac{\text{тыс. МВт * час}}{\text{год}}$$

где, для ТЭЦ $W_{CH}^m = 8 \frac{\text{кВт * час}}{\text{ГДж}}$

Расход электрической энергии на собственные нужды по отпуску электрической энергии.

$$W_{CH}^{\epsilon} = W_{CH} * W_{CH}^m = 79,2 - 60,9 = 18,4 \frac{\text{тыс. МВт * час}}{\text{год}}$$

Годовой отпуск электрической энергии с шин станции

$$W_{\text{отп}} = W_B - W_{\text{CH}} = 990 - 79,2 = 910,8 \frac{\text{тыс.МВт} \cdot \text{час}}{\text{год}}$$

4.3 Определение показателей тепловой экономичности ТЭЦ.

1) Годовой расход пара из производственных отборов всех турбин

$$D_{\text{II}}^{\Gamma} = D_{\text{II}}^y * h_{\text{II}}^{\text{max}} * 10^{-3} = 185 * 6000 * 10^{-3} = 1110 \frac{\text{тыс.тонн}}{\text{год}}$$

где, $h_{\text{II}}^{\text{max}} = 6000 \frac{\text{тонн}}{\text{год}}$

2) Годовой отпуск теплоты на производство

$$Q_{\text{II}}^{\Gamma} = D_{\text{II}}^{\Gamma} * (i_{\text{II}} - \bar{i}_k * \alpha) * 10^{-3} = 1110 * (2940 - 293,3 * 0,7) * 10^{-3} = 3030,3 \frac{\text{тыс.МВт}}{\text{год}}$$

где, энтальпия пара производственного отбора,

при $P_{\text{II}} = 1,5$ МПа; и $t_{\text{II}} = 280$ °С; $i_{\text{II}} = 2940 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

Доля возврата конденсата с производства по заданию принять – 70%

Энтальпия конденсата с производства

при $t_{\text{K}} = 70$ °С; $\bar{i}_k = 293,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

3) Годовой отпуск теплоты из отопительных отборов турбин По графику Россандера

$$Q_{\text{отоп.}}^{\Gamma} = Q_{\text{отоп.}}^{\text{от+звс}} * \tau_{\text{отоп.}} - Q_{\text{отоп.}}^{\text{звс}} * (h_{\text{год}} - \tau_{\text{отоп.}}) =$$

$$= 655,4 * 5110 + 353,3 * (8400 + 5110) = 4511,45 \frac{\text{тыс.МВт} \cdot \text{час}}{\text{год}}$$

где, $\tau_{\text{отоп.}}$ -отопительный период, $\frac{\text{час}}{\text{год}}$

$h_{\text{год}}$ -годовое число часов работы ТЭЦ, т.е. с учетом ремонтов и др.

Принимаем $h_{\text{год}} = 8400 \frac{\text{час}}{\text{год}}$ с учетом остановов на ремонт

4) Годовой отпуск теплоты от ПВК

$$Q_{\text{ПВК}}^{\Gamma} = Q_{\text{ПВК}}^4 * h_{\text{ПВК}} * 10^{-3} = 188 * 400 * 10^{-3} = 75,2 \frac{\text{тыс.МВт}}{\text{год}}$$

$h_{\text{ПВК}}$ - определяется по графику Россандера

5) Годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ

$$Q_{отн.}^{\Gamma} = Q_{II}^{\Gamma} + Q_{отон}^{\Gamma} + Q_{IIВК}^{\Gamma} = 3030,3 + 4511,45 + 75,2 = 7616,65 \frac{\text{тыс.МВт} \cdot \text{час}}{\text{год}}$$

б) Годовой расход пара в отопительные отборы турбин

$$D_{отон}^{\Gamma} = D_{отб.}^{отон} * h_{отб.}^{отон} * 10^{-3} = 414 * 4472 * 10^{-3} = 1851,4 \frac{\text{тыс.тонн}}{\text{год}}$$

где $h_{отб.}^{отон}$ - число часов использования максимальной нагрузки отбора.

$$h_{отб.}^{отон} = \frac{Q_{отон}^{\Gamma}}{Q_{отон}^{от} + Q_{отон}^{звс}} = \frac{4511,45 * 10^{-3}}{655,4 + 353,3} = 4472 \frac{\text{час}}{\text{год}}$$

Годовой расход пара на турбины из энергетических котлов.

Годовой расход пара на турбины.

$$\begin{aligned} D_m^{\Gamma} &= [X * d_k * N_p^y * T_p * 10^{-3} + d_k * (1 - X) * W_e + y_n * D_n^{\Gamma} + y_m * D_{отон}^{\Gamma}] * K_p = \\ &= [0,05 * 3,4 * 180 * 8000 * 10^{-3} + 3,4 * (1 - 0,05) * 990 + 0,5477 * 1110 + 0,3817 * 1815,4] * 1,2 = \\ &= 4756,3 \frac{\text{тыс.тонн}}{\text{год}} \end{aligned}$$

где, $X=0,05$

N_p^y -установленная расчетная мощность ТЭЦ, МВт.

$T_p \neq h_{уст}$, т.е. $T_p = 7800 \div 8200 \frac{\text{час}}{\text{год}}$, - число часов работы турбин в году

$d_k=3,40$

$$y_n = \frac{i_n - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2940 - 2280}{3485 - 2280} = 0,5477$$

$$y_m = \frac{2720 - 2226}{3520 - 2226} = 0,3817$$

$K_p=1,2$ - коэффициент регенерации.

W_e -годовая выработка электроэнергии, $\frac{\text{тыс.МВт}}{\text{год}}$.

Годовой расход пара из энергетического КА.

$$D_{\kappa}^{\Gamma} = D_m^{\Gamma} * (1 + \alpha_{ym} + \alpha_{np}) = D_m^{\Gamma} * (1 + 0,02 + 0,01) =$$

$$= 4756,3 * (1 + 0,02 + 0,01) = 4899 \frac{\text{тыс.тонн}}{\text{год}}$$

Годовой расход условного топлива.

Годовой расход условного топлива на энергетические котлы барабанного типа.

$$B_{\kappa}^y = \frac{\kappa * D_{\kappa}^{\Gamma}}{29330 * \eta_{\kappa Л}} * \left[(i_0 + i_{нв}) + \frac{\alpha_{np} * (i_{кв} + i_{нв})}{(1 + i_{np})} \right] =$$

$$= \frac{1,04 * 4890}{29330 * 0,92} * \left[93520 - 964 + \frac{0,01 * (1572,8 - 964)}{(1 - 0,01)} \right] = 486,67 \frac{\text{тыс.тунт}}{\text{год}}$$

где, $\kappa = 1,04$

$$\alpha_{np} = 0,01$$

$$\eta_{\kappa Л} = 0,9 \div 0,92$$

для котлов БКЗ-420-140 - D_{κ}^{Γ} , $\frac{\text{тыс.тунт}}{\text{год}}$

$$P_0 = 140 \text{ атм,} \quad i_0 = 3520 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

при, $t_0 = 545^{\circ} \text{C,} \quad i_{нв} = 964 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

$$t_{нв} = 230^{\circ} \text{C,} \quad i_{кв} = 1572,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Годовой расход условного топлива ПВК

$$B_y^{ПВК} = \frac{\kappa * Q_{ПВК}^{\Gamma}}{29,3 * \eta_{ПВК}} = \frac{1,02 * 75,2}{29,3 * 0,9} = 2,9 \frac{\text{тыс.тунт}}{\text{год}}$$

где, $\kappa = 1,02$

$$\eta_{ПВК} = 0,9$$

Общий годовой расход условного топлива на ТЭЦ.

$$B^y = B_y^{\kappa} + B_y^{ПВК} = 486,67 + 2,9 = 489,57 \frac{\text{т.тунт}}{\text{год}}$$

Годовой расход условного топлива, отнесенный на отпуск тепла.

$$B_y^m = \left[\frac{Q_n^\Gamma}{29,3 * \eta_{KA}} + \frac{Q_{отоп}^\Gamma}{29,3 * \eta_{KA} * \eta_{ПС}} \right] * \frac{\kappa}{\eta_{ТП}} + B_{ПВК}^y =$$

$$= \left[\frac{3030,3}{29,3 * 0,92} + \frac{4511,45}{29,3 * 0,92 * 0,98} \right] * \frac{1,02}{0,97} + 2,9 = 300,4 \frac{\text{тыс.тунт}}{\text{год}}$$

где, Q_n^Γ и $Q_{отоп}^\Gamma$ – в тыс.ГДж/год

$$\eta_{KA} = 0,92$$

$$\eta_{ПС} = 0,98$$

$$\kappa = 1,02$$

$$\eta_{ТП} = 0,97$$

Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии

$$B_y^э = B_y - B_y^m = 489,57 - 300,4 = 189,17 \frac{\text{тыс.тунт}}{\text{год}}$$

Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты с учетом СН

$$B_y'^m = B_y^m + B_{отоп}^э * W_{СН}^m = 300,4 + 0,194 * 60,8 = 312,2 \frac{\text{тыс.тунт}}{\text{год}}$$

$$\text{где, } B_{отоп}^э = \frac{B_y^э}{W_э - W_{СН}^э} = \frac{189,17}{990 - 18,4} = 0,194 \frac{\text{кг.унт}}{\text{кВт * час}}$$

Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии с учетом собственных нужд.

$$B_y'^э = B_y - B_y'^m = 489,57 - 312,2 = 177,3 \frac{\text{тыс.тунт}}{\text{год}}$$

Удельные расходы условного топлива и КПД ТЭЦ.

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$e_{отоп}^э = \frac{B_y'^э}{W_{отоп}} = \frac{177,3}{910,8} = 0,194 \frac{\text{кг.унт}}{\text{кВт * час}}$$

Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии.

$$e_{отоп}^m = \frac{B_y'^m * 10^{-3}}{Q_{отоп}^\Gamma} = \frac{312,2 * 10^{-3}}{7616,65} = 39,4 \frac{\text{кг.унт}}{\text{кВт * час}}$$

КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии

$$\eta_{отоп}^m = \frac{34,1}{\epsilon_{отоп}^m} * 100\% = \frac{34,1}{39,4} * 100 = 86,5\%$$

Определение расхода топлива на ТЭЦ. Расход натурального топлива

$$B_n^k = \frac{B_y^k * 29330}{Q_H^P} * (1 + \frac{\alpha_{н.ом}}{100}) = \frac{486,67 * 29330}{17380} * 1,01 = 829,5 \frac{тыс.тунт}{год}$$

Расход ПВК

$$B_n^{ПВК} = \frac{B_y^{ПВК} * 29330}{Q_H^P} * (1 + \frac{\alpha_{н.ом}}{100}) = \frac{2,9 * 29330}{38940} * 1,01 = 2,2 \frac{тыс.тунт}{год}$$

где, $\alpha_{н.ом} = 1\%$

4.4. Капиталовложения в строительство ТЭЦ.

Удельные капиталовложения позволяют определить стоимость одного киловатт-часа установленной мощности, которая зависит от многих факторов: типа установки и ее мощности, числа и параметров устанавливаемых турбоагрегатов, применяемых схем технологических связей, местных условий строительства, вида топлива. Капитальные удельные

затраты изменяются в широких пределах и с ростом мощности электростанции и устанавливаемых на них агрегатов снижаются .

Абсолютные капиталовложения в строительство ТЭЦ составляют.

$$K = K_{y\partial} * N_y * K_{p.c.} = (800 * 180 * 10^3 * 1) * 154 = 22176 \text{ млн.тенге}$$

$$N_y = 180000 \text{ кВт}$$

$$K_{y\partial} = 800 \text{ кВт}$$

$K_{p.c.} = 1$ - региональный поправочный коэффициент на строительство ТЭЦ

Определение эксплуатационных расходов (издержек) ТЭЦ.

Проектные расчеты себестоимости электрической энергии и теплоты на ТЭЦ в период нормальной эксплуатации производятся по следующим статьям калькуляции:

-топливо на технологические цели,

-вода на технологические цели,

- оплата труда производственных рабочих,
- расходы по содержанию к эксплуатации оборудования,
- цеховые расходы.

При определении этих статей и затрат необходимо иметь в виду, что на ТЭЦ они сначала определяются в целом по станции, а затем при расчете себестоимости электрической и тепловой энергии распределяются между ними.

Топливо на технологические цели.

По этой статье учитывается топливо, которое расходуется непосредственно на производство электрической энергии и теплоты. Топливо оценивается по цене франко-станция назначения, т.е. с учетом транспортных затрат.

Для твердого топлива

$$I_{\text{топл}} = C_{\text{пр}} * B_{\text{н}} = 800 * 10^{-3} * 829,5 = 663,6 \frac{\text{млн.тенге}}{\text{год}}$$

$C_{\text{пр}}$ - преискурантная цена топлива. Из таблицы взято Экибастузский каменный уголь по 800 тенге за тонну.

Затраты на амортизацию.

Амортизационные отчисления при норме в 6% составят

$$I_{\text{а}} = 665,2 \frac{\text{млн.тенге}}{\text{год}}$$

4.5. Расчет затрат на воду.

В эту статью включаются затраты на воду, расходуемую на питание котлов, гидрозолоудаление, на систему циркуляционного водоснабжения, на пополнение системы теплофикации и отпуска горячей воды, на охлаждение генераторов и трансформаторов. Здесь же учитываются все затраты по хим. водоочистке, кроме амортизации (заработная плата с начислениями, стоимость хим. реактивов и др.)

Кроме того, в этой статье затрат учитывается плата в бюджет за воду, употребляемую из водохозяйственных систем на технические цели, охлаждение пара в конденсаторах турбин.

$$I_6 = (\alpha \cdot \frac{B_n}{100} + \alpha_2 \cdot \sum D_n^k + \alpha_3 \cdot N_y) \cdot \eta_m =$$

$$= (2000 \cdot \frac{829500}{1000} + 4500 \cdot 1,68 + 110 \cdot 180 \cdot 10^3) \cdot 0,98 = 19,8 \frac{\text{млн.тенге}}{\text{год}}$$

$\alpha=2000$ тг. для 1000 тонн каменного угля;

$\alpha_2= 4500$ тг. на 1 тонну суммарной часовой производительности всех котлов;

$\alpha_3 = 110$ тг. для ГЭЦ

B_n - расход натурального топлива на энергетические котлы, тыс. т/год

D_n - номинальная производительность всех установленных энергетических котлов, т/ч,

N_y - установленная (номинальная) мощность станции, МВт;

4.6. Расчет затрат на заработную плату.

По одной статье планируется и учитывается основная заработная плата производственных рабочих, непосредственно участвующих в технологическом процессе производства энергии. К основной заработной плате относятся выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочих из ФЗП, доплата за работу в праздничные дни и ночное время, районные коэффициенты к заработной плате и др.).

$$I_{зп} = n_{\text{экс}} \cdot N_{\text{уст}} \cdot ЗП = 32,151 \text{ млн. тг/год, где}$$

ЗП - средняя заработная плата одного производственного рабочего в год составляет 687000 тенге/год

Дополнительная зарплата:

$$I_{\text{з/пл}}^{\text{доп}} = 0,1 \cdot I_{\text{з/пл}}^{\text{осн}} = 0,1 \cdot 32,151 \cdot 10^6 = 3,2151 \cdot 10^6 \text{ тг/год};$$

4.7 Ремонтный фонд.

К этой статье относятся расходы по содержанию оборудования (стоимость смазочных, обтирочных материалов и др.), текущему ремонту производственного оборудования и прочие расходы.

$$I_p = 0,15 * I_a = 0,15 * 665,2 = 106,4 \text{ млн. тенге/год}$$

4.8. Цеховые расходы.

К этой статье относятся затраты по обслуживанию цехов управлению ими: заработная плата аппарата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий и инвентаря общего назначения, расходы по охране труда

$$I_{\text{цех}} = 0,11 * I_a = 0,11 * 665,2 = 73,172 \text{ млн. тенге/год}$$

Общестанционные расходы:

$$I_{\text{ос}} = 3\Pi \cdot n_{\text{ауп}} \cdot k_{\text{рзп}} + \gamma \cdot (I_p + I_{\text{цех}}) = 687000 \cdot 0,07 \cdot 260 \cdot 1,15 + 0,1 \cdot (106,4 + 73,172) \cdot 10^6 = 32336110 \text{ тг/год};$$

где: $n_{\text{ауп}}$ – численность административно-управленческого персонала, укрупнённо принимается в размере 6-7% от численности эксплуатационного персонала

Общие издержки производства на ТЭЦ. В общие издержки на ТЭЦ включаются все рассчитанные затраты:

$$I = I_{\text{топл}} + I_a + I_{\text{з/пл}} + I_p + I_{\text{цех}} + I_{\text{ос}} \\ = 663,6 + 665,2 + 32,151 + 106,4 + 73,172 + 32,34 = 1572,9 \text{ млн тенге/год}$$

Составление калькуляции себестоимости электрической энергии и теплоты.

Общие издержки производства на ТЭЦ и издержки по отдельным статьям распределяются между электрической энергией и теплотой пропорционально расходу условного топлива на оба вида энергии. Коэффициент распределения затрат на теплоту $K_t = 0,63$

Коэффициент распределения затрат на электрическую энергию $K_э = 1 - K_t = 1 - 0,63 = 0,37$

Годовые издержки, отнесенные на отпуск теплоты I^T
 $= K_T * I = 0,63 * 1572,9 = 990,9$ млн. тенег/год

Аналогично по статьям затрат:

$I_{\text{топ}}^T = I_{\text{топ}} * 0,63 = 663,6 * 0,63 = 418,06$ млн. тг/год

$I_a^T = I_a * 0,63 = 665,7 * 0,63 = 419,3$ млн. тг/год

$I_{\text{зп}}^T = I_{\text{зп}} * 0,63 = 32,151 * 0,63 = 20,2$ млн. тг/год

$I_p^T = I_p * 0,63 = 106,4 * 0,63 = 67$ млн. тг/год

$I_{\text{цех}}^T = I_{\text{цех}} * 0,63 = 73,172 * 0,63 = 46,1$ млн. тг/год

$I_{\text{ос}}^T = I_{\text{ос}} * 0,63 = 32,34 * 0,63 = 20,3$ млн. тг/год $= \Sigma I^T = 990,9$ млн. тг/год

Годовые издержки, отнесенные на отпуск электрической энергии

$I^3 = K_3 * I = 0,37 * 1572,9 = 582$ млн. тг/год

Аналогично по статьям затрат:

$I_{\text{топ}}^3 = I_{\text{топ}} * 0,37 = 663,6 * 0,37 = 245,5$ млн. тг/год

$I_a^3 = I_a * 0,37 = 665,7 * 0,37 = 246,3$ млн. тг/год

$I_{\text{зп}}^3 = I_{\text{зп}} * 0,37 = 32,151 * 0,37 = 11,8$ млн. тг/год

$I_p^3 = I_p * 0,37 = 106,4 * 0,37 = 39,4$ млн. тг/год

$I_{\text{цех}}^3 = I_{\text{цех}} * 0,37 = 73,172 * 0,37 = 27,1$ млн. тг/год

$I_{\text{ос}}^3 = I_{\text{ос}} * 0,37 = 32,34 * 0,37 = 11,9$ млн. тг/год

$= \Sigma I^3 = 582$ млн. тг/год

Себестоимость единицы теплоты

$$S_{\text{отп}}^{\text{T}} = \text{И}^{\text{T}} / Q_{\text{отп}} = 99090 / 2741,9 = 36,14 \text{ тг / ГжД}$$

$$Q_{\text{отп}} = 2741,9 \text{ ГДж*год}$$

Себестоимость отпущенной электрической энергии

$$S_{\text{отп}}^{\text{э}} = \text{И}^{\text{э}} / W_{\text{в}} = 582 / 910,8 = 0,63 \text{ тг/кВт*ч}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассмотрен ряд вопросов, связанных с проектированием ТЭЦ:

- ◆ выбрано основное оборудование и экономически обоснован его выбор;
- ◆ рассчитана принципиальная тепловая схема энергоустановки;
- ◆ произведён укрупнённый расчёт котлоагрегата;
- ◆ на основании произведенных расчётов выбрано вспомогательное тепломеханическое оборудование;
- ◆ согласно выбранному типу топлива произведён расчёт и описание топливоснабжения;
- ◆ выбрана и рассчитана система технического водоснабжения;
- ◆ согласно принятым тепловым нагрузкам, типу оборудования и особенности потребления тепла рассчитана химическая часть в объёме водоподготовки и водно-химического режима;
- ◆ выбраны и описаны основные системы автоматического регулирования технологических процессов на ТЭЦ;
- ◆ разработан генеральный план станции;
- ◆ рассмотрен ряд вопросов по охране труда на ТЭЦ;
- ◆ в разделе охрана окружающей среды выполнены расчёты вредных выбросов при работе станции на основном топливе и рассчитана дымовая труба;

Спроектированная ТЭЦ отличается выгодными технико-экономическими показателями работы, в частности КПД по производству электроэнергии. Это связано с большим тепловым потреблением, которое обеспечивает выгодное применение при использовании физического метода распределения затрат.

Список используемой литературы.

- 1 Теплотехнический справочник «Энерги» Москва. В.Н. Юренева и П.Д. Лебедева
- 2 Промышленные паро-генерирующие установки Р.И. Эстеркин.
- 3 Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. В.А. Григорьева В.М. Зорина.
- 4 Справочная книжка энергетика. А.Д. Смирнов К.М. Антипов.
- 5 Термодинамика. К.А. Путилов
- 6 Вихревой факел Экибастузского угля. Б.К. Алияров, Д.А. Дорошин.
- 7 Справочник проектировщика. Стройиздат ,1987 В.Н. Богословский, С.Ф. Копьев.
- 8 Паровые котлы большой мощности. Отраслевой каталог. Москва, 1990
- 9 Теплоэнергетика. (Ежемесячный теоретический журнал) 1993
- 10 Безопасная эксплуатация паровых котлов, сосудов и трубопроводов. «Техника», Киев, 1978г.
- 11 Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосфере для ТЭС. Методические указания, Алматы,1995 г
- 12 Аэродинамический расчет котельных агрегатов (нормативный метод) «Энергия», Ленинград,1977г.
- 13 А.П. Ковалев Парогенераторы Энергоатомиздат, Москва ,1985 г.
- 14 Богатырев А.Ф., Панченко С.В., Стояк В.В., Шистер А.Г. Моделирование и оптимизация теплотехнологических процессов. – Алма-Ата.: КазПТИ, 1989. – 90 с.
- 15 Щуп Г.Е. Прикладные численные методы в физике и технике. – М.: ВШ, 1990. – 255с
- 16 Киреев В.И., Пантелеев А.В. Численные методы в примерах и задачах. - М.: МАИ, 2000.-374с.

