

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловых энергетических установок

«УТВЕРЖДАЮ»
Директор ИТЭТТ

(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« » 20__ г.
(подпись)

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____

(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« » 20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: Модернизация АТЭЦ-2 ^{ц. расчет} конденсатора турбин

Выполнил (а) Абильов А. Р. ТЭС-15-3
(Фамилия и инициалы студента) группа

специальность 58071700- "Теплоэнергетика" специализация "ТЭС"

Научный руководитель: доктор технических наук проф. Гендах А. А.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

А. А. Гендах « » 20__ г.
(подпись)

Рецензент: Ергарин Мухтар Мухарбекович
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20__ г.
(подпись)

Нормоконтролер: Байдинова В. О. ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
В. О. Байдинова « » 2019 г.
(подпись)

Консультанты:

по экономической части:

Парамонов С. Г. профессор, к.э.н.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
С. Г. Парамонов « 31 » 2019 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

доцент Мананбаева С. Е.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
С. Е. Мананбаева « 15 » 2019 г.
(подпись)

« » 20__ г.
(подпись)

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт ЦТЧТ
Специальность 5В071700 - "Теплоэнергетика"
Кафедра Тепловых энергетических установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Студент Абимов Ами Рамазанович
(фамилия, имя, отчество)

Тема работы Модернизация АТЭУ-2 и расчет конденсатора турбин

утверждена приказом ректора № от « » 20 г.

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

Исходные данные, требуемые параметры результатов и исходные данные

Установленная мощность станции 510 МВт
топливо - экибастузский уголь

Перечень вопросов подлежащих разработке в дипломной работе или краткое содержание:

1. Введение
2. Описание и расчет тепловой схемы АТЭУ-2
3. Основное и вспомогательное оборудование
4. Техническое водоснабжение
5. Химводочистка
6. Компоновка главного корпуса
7. Ген. план ТЭУ-2
8. БЖД
9. Экономическая часть
10. Слещ. вопрос

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Генеральный план ТЭЦ-2

Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-2

Поперечный разрез шатрового корпуса.

Принципиальная схема поверхностного конденсатора

Рекомендуемая основная литература

1. Рымкин В.Я. «Тепловые энергетические станции» - М.: Энергия, 1987 - 328с.
2. Сизаров Д.П. «Теплоэнергетические установки электростанций.» - Энергоатомиздат, 1982, -264с.
3. Костюк А.Г. «Нормативный метод» - М.: Энергия, 1973
4. Костюк А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухман А.Д. Турбинные тепловые и атомные станции: учебник для вузов - 2-е издание, М.: Издательство МЭИ, 2001г.

Консультанты по работе с указанием относящихся к ним разделов

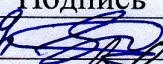
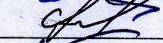
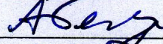

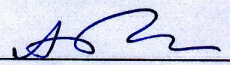
Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	доц. Мананбаева С.Е.	30.04-15.05.19	
Экономика	проф. Парамонов С.Г.	31.05.19	
спец. вопрос	Гендан А.А.	10.06.19	
Коррозионролер	Бабделова В.О.	11.06.19	

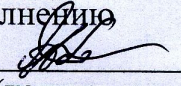
ГРАФИК подготовки дипломной работы

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов для дипломного проекта	01.02.19 01.03.19	
2.	Расчет тепловой части проекта	02.03.19 20.03.19	
3.	Расчет безопасности жизнедеятельности	09.05.19 15.05.19	
4.	Расчет экономической части	29.03.19 29.04.19	
5.	Расчет основной части	02.05.19 19.05.19	
6.	Оформление работы	21.05.19 10.06.19	

Дата выдачи задания « 20 » декабря 2018 г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель  Гендах А.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению  Абилов А.Р.
(подпись студента) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада турбиналардың конденсаторларымен Алматы ЖЭО-ны жаңғырту қарастырылған. Станцияның принципті жылу сұлбасының есебі жүргізілді. ӨТҚ бөлімінде асинхронды қозғалтқыштың нөлдеу жүйесін есептеу жүргізілді. Экономикалық бөлімде жылу және электр энергиясын босатудың өзіндік құны есептелді

Аннотация

В данном дипломном проекте рассмотрена модернизация АТЭЦ и расчет конденсатора турбин. Также был произведен тепловой расчет принципиальной тепловой схемы станции. В разделе БЖД проведены расчеты системы зануления асинхронного двигателя. В экономической части была вычислена себестоимость отпуска тепловой и электрической энергии.

Annotation

This diploma project presents modernization of ATEC by turbine condensers. The principal heat-transfer scheme is calculated. The calculations of the system of zeroing of the induction motor were carried out are provided in the activity's safety and protection of labour section. In the economic part, the cost price of heat and electricity was calculated.

Содержание

Введение.....	2
1 Описание и расчет тепловой схемы АТЭЦ-2.....	5
1.1 Описание тепловой схемы.....	5
1.2 Расчёт тепловой схемы.....	5
2 Описание основного и вспомогательного оборудования.....	11
3 Техническое водоснабжение ТЭЦ.....	22
4 Химводоочистка.....	23
5 Компоновка главного корпуса.....	24
6 Генеральный план АТЭЦ-2.....	26
7 Безопасность жизнедеятельности.....	29
7.1 Анализ условий труда в турбинном цехе АлЭС ТЭЦ-2.....	29
7.2 Расчет вентиляции турбинного цеха.....	30
7.3 Вывод по разделу безопасность жизнедеятельности.....	34
8 Экономическая часть.....	34
8.1 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ-2.....	34
8.2 Исходные данные Алматинской ТЭЦ-2.....	35
8.3 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ.....	35
8.4 Определение годовых эксплуатационных затрат.....	36
8.5 Вывод по разделу экономика.....	43
9 Специальный вопрос.....	44
9.1 Конденсаторы турбин.....	44
9.2 Модернизация конденсатора ТЭЦ-2.....	45
9.3 Расчет коэффициента теплопередачи до модернизации.....	46
9.4 После внедрения СШО.....	49
Заключение.....	50
Список литературы.....	52

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Абилов А.Р..			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Генбач А.А.					
Реценз.		Ергалин М.М.			Содержание		
Н. Контр.		Байбекова В.О.					
Утверд.		Кибарин А.А.					
					АУЭС, каф.ТЭУ		

Введение

Целью этой дипломной работы является представление научно-технического хода производства электричества, вычисление конденсатора турбин, введение концепции шариковой очистки и вычисление тепловой схемы АТЭЦ-2. Исследование основного и дополнительного оборудования станции и усовершенствование единичных компонентов считается одним из основных пунктов для повышения производительности станции в целом.

Алматинская ТЭЦ-2 располагается в пятнадцати км западнее города Алматы. АЛЭС ТЭЦ-2 было создано в 2 очередности. 1-ая очередность сооружения произошла в 1980-х годах. Тогда были запущены в применение при парных котла вида БКЗ-420-140-7с и 3 паровых турбины вид ПТ-80/100-130. 2-ая очередность сооружения сделана в промежуток с 1985 согласно 1989 вершина мира. Заброшенный в применение ещё 4 паровых котла БКЗ-420-140-7с один паровая турбина Р-50-130/13 и 2 паровые турбины Т-110/120-130-5. С 1995 годы ведется 3-я очередность сооружения согласно настоящий период, что подключит в влияние ещё единственный электрокотел БКЗ-420-140-7с, возобновление скрубберов с трубами Автомобиль, строительство перерожденного золоотвала, перестройку конвекционной котлов БКЗ-420-140-7с. Производство тепла с АЛЭС ТЭЦ-2 выполняется в теплой здесь с целью области тепла г. Алматы.

Непосредственно теплоэлектроцентраль функционирует согласно термическому графику с выработкой электрической энергии в конденсационном порядке.

Выдача тепла в тепловой комплекс осуществляется согласно тепло-магистралям Ду = 800 миллиметров и 1000 миллиметров. Концепция горячего водоснабжения открытая. Тепловой план выдачи тепла - специальный с наибольшей температурой сетевой воды в зимнее время - вплоть до 135^оС, в летний сезон – 69^оС. Напрямую АЛЭС ТЭЦ-2 функционирует в главном порядке совместно с западным термическим точками, что функционирует в наибольшем порядке.

Основные свойства станции. Определенная мощь АТЭЦ-2:

- электрическая мощь - 510 мВт;
- тепловая мощь - 1176 Гкал/ч.

В настоящее период в Алматинском районе прослеживается существенный недостаток тепловой и электрической силы, в связи с внезапным формированием производственной деятельности и активного постройки строений и построек, которые требуют большого количества как тепловой, так и электрической энергии.

На настоящий период АТЭЦ-2 пользуется твёрдым топливом, а непосредственно ТЭЦ сжигает в большей степени Экибастузский уголь с довольно огромным содержанием золы.

В данном дипломном плане предусматривается улучшение ТЭЦ-2 и вычисление конденсатора турбин. Кроме этого, технико-финансовое подтверждение проектных заключений, специализированных по решению проблем безопасности, перестройки и защиты находящейся вокруг сферы и экологии. Для того, чтобы сфера энергетики Республики Казахстан формировалась на должном уровне, следует учитывать линии повышение коэффициента нужного воздействия станции, снижение себестоимости выдачи тепловой и электрической энергии, природоохранные проблемы и нюансы также считаются главным, важным признаком деятельности всей станции. В настоящее время это весьма важно для энергетики нашей страны, так как она считается значимым условием продвижения экономики и формирования государства.

Таким образом, вопросы, назначенные в данной дипломной работе, станут соответствующими:

1 Описание и расчет тепловой схемы Алматинской ТЭЦ-2

1.1 Описание тепловой схемы

Принципиальная тепловая схема- это схема, которая определяет изменение и преобразование тепла в электрическую энергию, а кроме того обеспечивает потребителей этой энергии теплом.

На АТЭЦ-2 установлены восемь котлов БКЗ-420-140, работающих на едином коллекторе 140 ата.

ТЭЦ работает по тепловому графику с до выработкой электроэнергии в конденсационном режиме.

Данный коллектор обеспечивает питанием шесть турбин. 3 турбины типа ПТ-80/100-130, 2 турбины Т-110/120-130 имеют в наличии сетевые подогреватели, которые обеспечивают тепловую нагрузку. Система регенерации этих турбин состоит из четырёх подогревателей низкого давления, деаэратора и трёх подогревателей высокого давления, а также турбины Р-50-130/13 из трёх подогревателей высокого давления и деаэратора.

На обще станционный коллектор, пар подаётся из турбины Р-50-130/13, а также отборов турбин ПТ-80/100-130/13. С коллектора 13 ата также питаются пиковые бойлера, работа которых состоит в покрывании пиковых нагрузок, подаётся пар на собственные нужды станции, то есть поставка пара для производства из АТЭЦ-2 довольно таки мала. Для того, чтобы зарезервировать коллектора 13 ата в случае остановки одной из турбин существует система РОУ-140/13, два по 140 т/ч и одна по 240 т/ч. Такие турбины, как турбины ПТ-80 и Т-110 имеют в наличии поверхностные конденсаторы. Непосредственно конденсат, находящийся внутри конденсатора идет напрямиком в деаэратор, далее из деаэратора идет в котёл станции и цикл на этом закрывается. В турбинах Р-50 конденсатора нет, так как пар из турбины идет сразу на коллектор 13 ата. В деаэратор турбины продвигается дренаж пиковых бойлеров.

1.2 Расчёт тепловой схемы станции

Тепловые нагрузки ТЭЦ

По данным Т00 «Алматыэнерго» и Т00 «АТС» максимальная тепловая нагрузка АТЭЦ-2 равна $Q_{\max}=1070$ Гкал/ч, следовательно, нагрузка горячего водоснабжения $Q_{\text{гвс}}=196$ Гкал/ч, а нагрузка вентиляции и отопления $Q_{\text{от}}=870$ Гкал/ч.

Климатические данные для города Алматы

Значение температура наружного воздуха:

- 1 Расчетная температура отопления $t_{\text{н}}^{\text{р}} = -25$ °С;
- 2 Средняя температура холодная месяца $t^{\text{хм}} = -7,4$ °С;
- 3 Средняя температура летнего периода $t = +20$ °С.
- 4 Средняя температура отопительного периода $t_{\text{н}}^{\text{сп}} = -2,1$ °С ;

Вычисление всех тепловых нагрузок по их режимам:

Первый режим, максимально-зимний:

$$Q^I = Q_{\max} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{гвс}} = 870 + 196 = 1070 \text{ Гкал/ч} \quad (1.1)$$

Второй режим, расчетно-контрольный:

$$Q^{II} = Q_{\text{от}} \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{КМ}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{Р}}} + Q_{\text{гвс}} = 870 \cdot \frac{18 + 7,4}{18 + 25} + 196 = 712,4 \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}. \quad (1.2)$$

Третий режим, среднеотопительный:

$$Q^{III} = Q_{\text{от}} \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{СР}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{Р}}} + Q_{\text{гвс}} = 870 \cdot \frac{18 + 2,1}{18 + 25} + 196 = 604,5 \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}} \quad (1.3)$$

Четвертый режим, летний:

$$Q^{IV} = Q_{\max} = 196 \text{ Гкал/ч} \quad (1.4)$$

Тепловая мощность аппаратуры:

3хПТ-80/100-130/13:

$$\sum Q_{\text{отб}}^{\text{ПТ}} = 3 \cdot 81 = 247 \text{ Гкал/ч} \quad (1.5)$$

2хТ-110/120-130:

$$\sum Q_{\text{отб}}^{\text{Т}} = 2 \cdot 185 = 360 \text{ Гкал/ч} \quad (1.6)$$

Общая, суммированная мощность отборов:

$$Q_{\text{отб}} = \sum Q_{\text{отб}}^{\text{ПТ}} + \sum Q_{\text{отб}}^{\text{Т}} = 270 + 350 = 620 \text{ Гкал/ч} \quad (1.7)$$

Пиковые бойлера, мощность:

ПТ-80/100-130:

$$\sum Q_{\text{пб}}^{\text{ПТ}} = 3 \times Q_{\text{пб}}^{\text{ПТ}} = 3 \cdot 130 = 390 \text{ Гкал/ч} \quad (1.8)$$

Р-50-130:

$$\sum Q_{\text{пб}}^{\text{Р}} = 230 \text{ Гкал/ч} \quad (1.9)$$

Общая, суммированная мощность пиковых бойлеров:

$$\sum Q_{\text{пб}} = \sum Q_{\text{пб}}^{\text{ПТ}} + \sum Q_{\text{пб}}^{\text{Р}} = 390 \text{ Гкал/ч} \quad (1.10)$$

Для города Алматы, расчетный коэффициент теплофикации согласно всеобщим нормам, рекомендуется брать в пределах:

$$\alpha_{\text{тэц}} = 0,5 \div 0,55 \quad (1.11)$$

В нашем случае РКТ:

$$\alpha_{\text{тэц}} = \frac{Q_{\text{отб}}}{Q^I} = 0,55 \quad (1.12)$$

Расчет отбора турбин:

$$Q_{отб} = \alpha_{тэц} \cdot Q^1 = 0.55 \cdot 1071 = 592 \text{ Гкал/ч} \quad (1.13)$$

Максимальная, предельная нагрузка АТЭЦ-2:

$$Q_{пик} = Q^1 - Q_{отб} = 1071 - 596 = 487 \text{ Гкал/ч} \quad (1.14)$$

Таблица 1.1- Сводная таблица тепловых нагрузок

№ п/п	Наименование потребителя	Обозначение	Един.изм.	Режимы			
				I	II	III	IV
1	Горячее водоснабжение	$Q_{от}$	Гкал/ч	876	513	405	-
2	Отопление и вентиляция	$Q_{гвс}$	Гкал/ч	195	195	195	195
3	Итого по ТЭЦ	Q	Гкал/ч	1071	712,4	604,5	195
4	Основные сетевые подогреватели	$Q_{осп}$	Гкал/ч	590	590	590	195
5	Пиковые сетевые подогреватели	$Q_{пб}$	Гкал/ч	481	154	46	-

Вычисление и расчет расхода пара на собственные нужды тепловой станции:

Расход пара на мазутохозяйство. Теплотворность мазута $Q_{нр} = 39140$ кДж/кг. Расход мазута, предназначенных для топки котлов:

$$B_{расч}^{эк} = \frac{D_{расч}(h_{пл} - h_{пв})}{Q_{h\eta}^p}, \quad (1.15)$$

где количество пара определяется как:

$$D_{расч} = \frac{30 \cdot 2 \cdot D_{кк}}{100} = \frac{30 \cdot 2 \cdot 240}{100} = 251 \text{ т/ч} \quad (1.16)$$

Энтальпия воды и пара по таблице, взятой из «Термодинамические свойства воды и водяного пара» Ривкин С.Л.:

$$h_{пл} = 3474,3 \text{ кДж/кг, при } P = 140 \text{ ата, } t = 555^\circ\text{C}$$

$$h_{пв} = 1021 \text{ кДж/кг, при } t_{пв} = 230^\circ\text{C, } P_{пв} = 170 \text{ ата.}$$

$$B_{расч}^{эк} = \frac{D_{расч}(h_{пл} - h_{пв})}{Q_{h\eta}^p} = \frac{252(3474,3 - 1021)}{38940 \cdot 0,91} = 17,41 \text{ т/ч}$$

Расход пара на дренаж мазута из железнодорожных баков:

$$D_{сл} = n(0,636 - 0,0106 t_{нв}), \quad (1.17)$$

где $n=5$ – число баков в одной ставке слива мазута,
 $t_{нв}$ - температура наружного воздуха.

Расчет зададим по режимам:

$$D_{\text{сл}}^1 = 5(0,636 - 0,0106(-25)) = 4,5 \text{ т/ч}, \quad (1.18)$$

$$D_{\text{сл}}^{11} = 5(0,636 - 0,0106(-7,4)) = 3,6 \text{ т/ч}, \quad (1.19)$$

$$D_{\text{сл}}^{111} = 5(0,636 - 0,0106(-2,1)) = 3,3 \text{ т/ч}, \quad (1.20)$$

$$D_{\text{сл}}^{1V} = 5(0,636 - 0,0106(20)) = 2,1 \text{ т/ч}. \quad (1.21)$$

Расход пара на разогрев мазута в резерве мазутохранилища. На АТЭЦ-2 имеем три резервуара по 1000 м^3 . Расход пара на один резервуар 1000 м^3 .

$$D_{\text{под}}^1 = 0,866 - 0,0146(\pm t_{\text{нв}}). \quad (1.22)$$

Расчет расхода пара на три резервуара:

$$D_{\text{под}} = n(0,866 - 0,0146(\pm t_{\text{нв}})). \quad (1.23)$$

Расчет по каждому режиму:

$$D_{\text{под}}^1 = 3(0,866 - 0,0146(-25)) = 3,7 \text{ т/ч}.$$

$$D_{\text{под}}^2 = 3(0,866 - 0,0146(-7,4)) = 3,0 \text{ т/ч},$$

$$D_{\text{под}}^3 = 3(0,866 - 0,0146(-2,1)) = 2,7 \text{ т/ч},$$

$$D_{\text{под}}^4 = 3(0,866 - 0,0146(20)) = 1,8 \text{ т/ч}.$$

Расчет расхода пара на подогрев:

$$D_{\text{раз}} = 0,0665 \cdot V_{\text{расч}}^{\text{ЭК}} = 0,0665 \cdot 17,44 = 1,16 \text{ т/ч}, \quad (1.24)$$

где $V_{\text{расч}}^{\text{ЭК}} = 17,44$ – расход мазута на котлы. Весь расход пара на мазутохозяйство:

$$D_{\text{мх}} = D_{\text{сл}} + D_{\text{под}} + D_{\text{раз}}. \quad (1.25)$$

Расчет по режимам:

$$D_{\text{мх}}^1 = 4,5 + 3,7 + 1,16 = 9,36 \text{ т/ч},$$

$$D_{\text{мх}}^2 = 3,6 + 3,0 + 1,16 = 7,76 \text{ т/ч},$$

$$D_{\text{мх}}^3 = 3,3 + 2,7 + 1,16 = 7,16 \text{ т/ч},$$

$$D_{\text{мх}}^4 = 2,1 + 1,8 + 1,16 = 5,06 \text{ т/ч}.$$

б) Потребление сырой воды на ХВО:

$$G_{\text{св}} = 1,25(G_{\text{ут}} + G_{\text{под}}^{\text{ТС}} + G_{\text{мх}}^{\text{ПОТ}} G_{\text{сеч}}^{\text{В}}), \quad (1.26)$$

где $G_{\text{ут}}$ потери пара при энергетическими котлами:

$$G_{\text{ут}} = 0,02 D_{\text{к}}^1, \quad (1.27)$$

$$G_{\text{ут}} = 0,02 D_{\text{к}}^1 = 0,02 \cdot 2884 = 57 \text{ т/ч},$$

где D_K^1 расход пара на турбины с котлов ТЭЦ:

$$D_K^1 = 1,03(n_{пт} D_{мак}^{пт} + D_{мак}^p + n_t D_{мак}^T), \quad (1.28)$$

$$D_K^1 = 1,03(3 \cdot 470 + 420 + 2 \cdot 485) = 2884 \text{ т/ч},$$

Расход воды для питания теплосети:

$$G_{под}^{те} = G_{сет.воды} = \frac{Q^1}{(t_{пм} - t_{ов}) C_B} = \frac{1071 \cdot 10^3}{(150 - 30) 1} = 8238 \text{ т/ч}, \quad (1.29)$$

где $t_{пм} = 150^\circ\text{C}$ – температура воды в подающей магистрали;

$t_{ов} = 30^\circ\text{C}$ – температура подпиточной воды на мазутохозяйстве:

$$G_{мх}^{пот} = 0,2 D_{мх} = 0,2 \cdot 9,36 = 1,8 \text{ т/ч}. \quad (1.30)$$

Величина продуваемой воды из РНП. Расход воды на продувку котлов:

$$G_{прод} = 0,01 \cdot D_K^1 = 0,01 \cdot 2884 = 28,8 \text{ т/ч}. \quad (1.31)$$

Расход пара из РНП:

$$D_{сеп} = G_{прод} \frac{h_{прод} n_{сеп} - h_{сеп}^B}{h_{сеп}^n + h_{сеп}^B} = 28,8 \frac{1573 \cdot 0,98 - 671}{2756 - 671} = 12,0 \text{ т/ч}, \quad (1.32)$$

где $h_{прод} = 1573$ кДж/кг – энтальпия воды в цилиндре,

$h_{сеп}^n = 2756$ кДж/кг – энтальпия пара $P = 0,6$ МПа,

$h_{сеп}^B = 671$ кДж/кг – энтальпия воды из РНП.

Тепло которое перешло продувкой в теплообменнике:

$$G_{сеч}^B = G_{прод} - D_{сеп} = 28,8 - 12,0 = 16,8 \text{ т/ч}. \quad (1.33)$$

Расход необработанной воды на ХВО:

$$G_{св} = 1,25(57 + 8875 + 1,8 + 16,8) = 11188 \text{ т/ч}$$

в) Расчет деаэратора подпитки цикла:

$$G_{под}^{цикла} = G_{сеч}^B + G_{ут} + G_{мх}^{пот} + (D_{мх} - G_{мх}^{пот}), \quad (1.34)$$

$$G_{под}^{цикла} = 16,8 + 57 + 1,8 + (9,4 - 1,8) = 83,2 \text{ т/ч}.$$

Температура воды в деаэраторе:

$$t_D^B = \frac{(G_{сеч}^B + G_{ут} + G_{мх}^{пот}) \cdot 38 + (D_{мх} - G_{мх}^{пот}) \cdot 100}{G_{под}^{цикла}}, \quad (1.35)$$

$$t_D^B = \frac{(16,8 + 57 + 1,8) \cdot 38 + (9,4 - 1,8) \cdot 100}{83,2} = 43,7^\circ\text{C}$$

По значению t_D^B и температуры воды в деаэраторной цистерне $t_{бак}^B$ в $= 43^\circ\text{C}$ определяем коэффициент $k = 4,6 \cdot 10^{-3}$.

Расход пара из эжектора в ДВС:

$$D_{п}^{д1} = G_{под}^{цикла} \cdot k \cdot 10^{-3} = 83,2 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} = 0,38 \text{ т/ч}. \quad (1.36)$$

Расход пара на эжекторы:

$$D_{\Pi}^{\text{эж}} = U \cdot D_{\Pi}^{\text{д1}} = 0,3 \cdot 0,38 = 0,12 \text{ т/ч.} \quad (1.37)$$

Суммарный расход пара:

$$D_{\text{эж}}^{\text{д1}} = D_{\Pi}^{\text{эж}} + D_{\Pi}^{\text{д1}} = 0,12 + 0,38 = 0,5 \text{ т/ч.} \quad (1.38)$$

г) Расход сетевой воды чтобы подогреть подпиточную воду теплосети в ДВС т/сети:

$$G_{\text{сет.в}} = \frac{G_{\text{подп}}^{\text{тс}} (h_{\text{д}}^{\text{д1}} - h_{\text{подп}}^{\text{д1}})}{h_{\text{св}} - h_{\text{д}}^{\text{д1}}} = \frac{8875(167-159)}{482-167} = 221 \text{ т/ч,} \quad (1.39)$$

где $h_{\text{д}}^{\text{д1}} = 167$ кДж/кг – энтальпия перегретой воды,

$h_{\text{подп}}^{\text{д1}} = 159$ кДж/кг – энтальпия подпиточной воды,

$h_{\text{св}} = 482$ кДж/кг – энтальпия сетевой воды.

Таблица 1.2 – Таблица предварительных тепловых нагрузок наружных потребителей и СН ТЭЦ-2

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Един. Изм.	Режимы			
				I	II	III	IV
I	Нагрузка по пару 13 ата:						
1	На пиковые бойлера	$D_{\Pi}^{\text{пб}}$	т/ч	698	210	63	
2	На мазутохозяйство	$D_{\Pi}^{\text{мх}}$	т/ч	9,36	7,76	7,16	5,06
3	На эжекторы вакуумного деаэрата	$D_{\Pi}^{\text{эж}}$	т/ч	0,5	0,5	0,5	0,5
4	на подогрев подпиточной воды	$D_{\Pi}^{\text{под}}$	т/ч	7,7	7,7	7,7	7,7
5	Итого:	$D_{\Pi}^{\text{пб}} Q_{\Pi}$	т/ч Гкал/ч	715,6	226	78,4	13,3
				524	166	57	9,7
II	Нагрузка по пару 1.2 ата:						
6	на основные сетевые подогреватели	$Q_{\text{осп}}$	Гкал/ч	554	554	554	554
7	на подогреватели сырой воды	$Q_{\text{св}}$	Гкал/ч	36	36	36	36
	Итого: Всего:	Q $Q_{\text{сумм}}$	Гкал/ч Гкал/ч	590	590	590	225
				1114	756	647	234,7

2 Описание основного и вспомогательного оборудования

На АТЭЦ-2 присутствуют:

- турбина типа Р-50-130;
- турбины типа Т-100/120-130;
- восемь паровых котлов типа БКЗ-420-140.
- турбины типа ПТ-80/100-130/13;

Паровая турбина ПТ-80/100-130/13, конденсационная с регулировкой отборов пара производственными и отопительным, номинальная мощностью которой составляет 80 МВт, предполагает из себя одно валковый цилиндрический аппарат и нужен для привода генератора вида ТВФ120-2 мощностью 120 МВт. В турбине ПТ-80/100-130/13 имеется двух сопловое распределение, заключающееся из 4 контролируемых клапанов в входе в ЦВД.

Основные значения турбины ПТ-80\100-130\13

Показатели электрической мощность:

- максимальная, N_{max} , 100 МВт;
- номинальная, N_{nom} , 80 МВт.

Показатели пара перед стопорным клапаном:

- давление, P_0 12,75 МПа;
- температура, t_0 5550С

Значение давление в конденсаторе, P_k 0,0035 МПа

Данные пара в регулируемых отборах: $v_{ср}$, 0С ω

- производственный P_n 1,3 МПа t_n 2650С
- верхний отопительный $P_{вот}$ 0,25-0,05 МПа
- нижний отопительный $P_{нот}$ 0,10-0,05 МПа

Данные пара нерегулируемых отборов, т.е. давление пара, P_i :

I, ПВД – 7 = 4,5 МПа

II, ПВД – 6 = 2,6 МПа

III, ПВД – 5 (деаэратор) = 1,3 (0,6) МПа

IV, ПВД – 4 = 0,4 МПа

V, ПВД – 3 = 0,17 МПа

VI, ПВД – 2 = 0,085 МПа

VII, ПВД – 1 = 0,033 МПа

Максимальный расход пара в турбине, D_{max} = 470 т/ч.

Номинальный расход пара в турбине, D_{min} = 420 т/ч.

Подогреватели схемы регенерации. В подогревателях установлены блоки из трех подогревателей высокого давления: ПВ-425-230-25 (ПВД-5), ПВ-425-230-37 (ПВД-6), ПВ500-230-50 (ПВД-7).

Наружные подогреватели низкого давления № 2, 3, 4 -вертикальные, сварочный системы. Концепция труб состоит из латунных трубок, прикрепленные в трубную дощечку. В паровом отделении конденсатора пристроен нагреватель низкого давления №1, состоящий из одной секции

горизонтального вида с водяной камерой и трубной доской с прикрепленные латунными U-образными трубами.

Подогреватели № 2, 3, 4 оборудованы техникой осуществляющим контроль клапаном заключения конденсата с подогревателя, контролируемого электрическим регулятором степени. Газовый конденсат разогревающего пучка с подогревателей № 2, 3, 4 присутствие невысоких отягощениях каскадом вытекает в теплообменник. Наличие подходящей труде, загрузкой с подогревателя №2 газовый конденсат откачивает маслосливным насосом в напорную черту основного конденсата пред подогревателем невысокого давления №3.

Присутствие срочном переполнении ПНД-2 вылезает сливание конденсата в теплообменник. Присутствие повышении степени конденсата в каждой с ПНД прикрываются задвижки в паропроводе отбора парочка с турбины к рассчитывающему подогревателю и целиком раскрывается сливание конденсата, подогревающего парочка в теплообменник. 3 внешних подогревателя значительного давления № 5, 6, 7 сварочный системы, отвесного вида. Трубная концепция подогревателей складывается с металлических трубок. Подогреватели значительного давления оборудованы пароохладителями и охладителями конденсата, размещенными внутри подогревателей. Конденсат подогревающего парочка с подогревателей значительного давления каскадное, посредством, нагреватель №5 самостоятельно сервируется в деаэратор, присутствие небольших отягощениях сливание автоматом переходит в нагреватель невысокого давления №4. ПВД-5, 6 оборудованы защитными клапанами парового размера с целью избежание увеличения давления в их больше. ПВД оснащен общественной охраной с повышения степени конденсата в кожухе любого подогревателя больше возможного изъяна. Деятельность ПВД изображена в указания согласно эксплуатации ПВД. Сведения об отборах пара для нужды регенерации при номинальной нагрузке и номинальных основных параметрах приведены в табл.2.1

Таблица 2.1- Данные об отборах пара для нужд регенерации

Подогреватели	P, Давление в отборе	T, Температура в отборе	Количество пара	Место отбора
ПВД-7	45	420	26	9
ПВД-6	26	345	32	13
ПВД-5	13	265	10,5	17
ПНД-4	4	160	28	21
ПНД-3	1	-	-	25
ПНД-2	0,34	-	-	27
ПНД-1	0,033	-	-	29

Масляная система

Масляная система турбины ПТ-80/100-130/13 снабжает маслом марку ТП-22, ТП-22С (по ГОСТу-32-74 или другим равноценным по качеству как

систему регулирований при давлении 20 кгс/см², как и систему смазки подшипников при давлении 1,0 кгс/см² после маслоохладителей на уровне разъема турбины, поддерживаемом сливным клапаном. Тип маслоохладителя МБ-63-90.

Единая вместительность масляной системы концепции колеблется приблизительно 16 м³. Резервуар для масляной системы, единое с целью концепций смазки и концепций регулирований обладает резервуар 14м³ (вплоть до высших максимальных степеней). Бак оснащен указателем степени масла в истинном отделе. Курсор запасен контактами с целью подачи сигналов присутствие наибольшем и наименьшем степенях масла в баке.

Для отсоса масло подкачивающих четов с бака определен специальный турбо эксгаустер.

Для поставки маслом турбоагрегата в период впуска и приостановки учитывается 3 масло подкачивающих электронасоса. Единственный - начальный насос (ПМН, помпа гарантирует маслом концепцию регулировки и смазки присутствие пуске и останове турбины, и доводится в перемещение с электродвигателя переменчивого тока в ТЫСЯЧИ об/мин). 2-ой помпа - вспомогательный (РМН, поставляет маслице в концепцию смазки пред подключением отправного насоса присутствие пуске и приостановке турбины).

Вспомогательный помпа смазки доводится в перемещение с электродвигателя переменчивого тока в 1450 об/мин. 3-ий — запасной помпа смазки. АМН подает масло с смазкой кроме маслоохладителей.

Деаэратор

Деаэратор ДСП-500 состоит из деаэрационной колонки, находящейся в аккумуляторном баке, откуда деаэрационная влага поступает к питательным насосам. Деаэрационная колонка специализирована для вытаскивания из прибывающих в нее разных потоков воздуха и углекислого газа. В то же время деаэрационная столбец, представляющая собой перемешивающий нагреватель, считается одной из ступеней регенеративного подогревателя питательной воды.

Аккумуляторный бак, резервуар, в что действует посредством деаэрационной колонки обильная влага, предназначается в свойстве переходной емкости среди колонки и сытным насосом. В аккумуляторном баке совершается кроме того вспомогательное акцентирование с вода определенной доли остальных в ней уже после прохождения колонки газов. Резервуар бака избирается с расплаты предоставления 15-ти короткого кормления котла присутствие абсолютной перегрузке. Присутствие бака формирует кроме того вероятность осаждения в немые доли угодивших с водою автоматических включений.

Технические характеристики деаэрата ДСП-500 даны в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Технические характеристики деаэрата ДСП-500

Тип колонки	Обозначение	ДСП-500
Рабочее давление	Бар	6
Рабочая температура	°С	164
Производительность колонки	т/ч	500
Пробное гидравлическое давление	Кг/см ²	9
Настройка предохранительных клапанов	бар	6,9
Рабочая емкость бака	м ²	120 60
Геометрическая емкость бака	м ²	150 78
Диаметр бака	мм	3400
Длина бака	мм	17000

Конденсационное устройство

В современных паротурбинных установках неподвижного типа применяются только лишь конденсаторы неглубокого типа.

Основным их превосходством считается поддержка конденсата для питания котлов.

Хотя в легких конденсаторах конденсат и сберегается, они имеют наиболее непростой системой, таким образом равно как обладают наиболее невысокие коэффициенты теплопередачи. Сфера использования данных конденсаторов весьма урезана. Они используются в электропоездах и в регионах, в каком месте отсутствует ключей водоснабжения.

Смешивающие конденсаторы из-за утраты конденсата с охлаждающей водой в нынешних паротурбинных конструкциях никак не обретают использования. Главным превосходством данных конденсаторов считается вероятность извлечения наиболее углубленного вакуума.

Отработавший сила турбины действует в теплообменник, в каком месте конденсируется, вплотную с прохладными стенами конденсаторных трубок либо с охлаждающей водой. Недосток образовывается из-за результат внезапного снижения размера парочка, совершающегося присутствие его конденсации. Нежели ниже прохладного ключа и более его потребление, этим наиболее полное выкачивание возможно приобрести в конденсаторе.

В состав конденсационного устройства турбины входят:

- поверхностный конденсатор;
- устройство удаления воздуха;
- насосы конденсационные;
- водяные фильтры.

Тип конденсатора 80 КЦС-1 состоит из двух поверхностей охлаждения:

- основного свертка, с внешней стороны составляющей 2345 м³ (охлаждающая среда представляет из себя циркуляционную воду);
- встроенного свертка, для нагрева пропиточной или сетевой воды с внешней стороны 655 м².

Остужающие трубки главного и интегрированного свертывание обладают различные камеры для выполнения остужающей сферы. То, что дает возможность по очереди выключать их с целью очистки с грязищи с снижением перегрузки. Сокращение перегрузки присутствие чистке обуславливается температурой газовыхлопной доли цилиндра, что никак не обязана являться больше 700С. Гидромеханическое противодействие главного пучка присутствие трате, остужающей вода 6500 м³/час точно также 3,8 м рт. столба, интегрированного пучка 2,65 м рт. столба, присутствие 1500 м³/час.

Максимально допустимое давление для работы внутри водяного пространства основного свертка 2,5 кгс/см², встроенного 8,0 кгс/см².

Синхронное остывание конденсатора пропиточной водой и оборотной водою вероятно присутствие разности температур в входе никак не наиболее 200С. Деятельность конденсатора только лишь с введенным интегрированным пучком допускается присутствие трате парочка в теплообменник никак не наиболее 16 т/ч и горячке горловины никак не наиболее 700С. Теплообменник обладает особую камеру, интегрированную в секцию парочка, в каковой подразделение ПНД-1. В теплообменник способен являться установлен наибольший присадок ХОВ в числе вплоть до СТО т/ч с температурой вплоть до 1000С.

Три центробежных конденсатных насоса горизонтального вида КС-80-155 (в ЭТА ст. № 2 вида КСВ-125-140 предусмотрены с целью откачки главного конденсата и поддевания его в деаэратор морозильники ключевых эжекторов, охладители уплотнений турбины и подогреватели невысокого давления).

Нормативно в трудовом пребывании единственный либо 2 насоса, а 3-ий считается запасным. Эффективность любого насоса является 80 м³/ч присутствие манометрическом напоре приблизительно 155 м ртутного столба. Чтобы уничтожить недостаток, в трубопроводе определен клапан с целью высасывания атмосферы с конденсатора. Безусловное влияние в конденсаторе рассчитывается согласно составу:

$$P_k = B \cdot H / 735.6 \text{ кгс/см}^2, \quad (2.1)$$

где В — барометрическое давление в мм ртутного столба;

Н — вакуум в мм ртутного столба.

По прибору на БЩУ “-1” кгс/см² равен вакууму в 735,6 мм ртутного столба, а “0” кгс/см² — 0 мм ртутного столба.

Установка для нагрева вода в узы. Монтаж с целью обогрева общесетевой вода складывается с 2-ух-4 ходких горизонтальных подогревателей вида ПСГ-1300-3-8-1 с поверхностью термический обмена

согласно 1300 м² любой, введенный в двух, в соответствии с этим, в исподнем и верхнем отопительных отбраковках.

Каждый подогреватель рассчитан на работу по водяной стороне при давлении не более 8 кгс/см² и номинальном расходе сетевой воды в количестве 2350 м³/ч, но не более 3300 м³/ч. Гидравлическое сопротивление ПСГ непосредственно составляет 5,6 м водяного столба. Максимальное рабочее давление в паровой части подогревателя 3 кгс/см².

Число ходов воды в подогревателе — 4.

Объем парового пространства — 17 м³.

Объем водного пространства — 12,6 м³.

Трубки латунные ЛО-70-1. Количество 3445 шт. Размеры М24х1х5190.

Максимально допустимая нагрузка на верх сетевой подогреватель ПСГ2 — 75 Гкал/час (около 145 т/час по расходу пара в ПСГ-2 при давлении в отборе на ПСГ-2 — 1,2 кгс/см² (Шлакоудаление твердое, со шнековыми тепловая нагрузка на нижний сетевой подогреватель ПСГ-1 — 115 Гкал/час).

Конденсат нагревающего парочка с любого сетевого подогревателя откачивается насосами производительностью 80 м³/ч с давлением 155 м рт. столба. В любой общесетевой нагреватель вводится 2 насоса, один из которых считается запасным. Конденсат парочка ПСГ-1 откачивается в черту главного конденсата турбины уже после ПНД-2, а с ПСГ2 уже после ПНД-3. Согласно двух ПСГ-1 никак не выключается, а ПСГ-2 в ТГ-2 и ТГ-3 выключается.

При подключении ПСГ-2 газоконденсат нагревающего парочка оснащен каскадом в ПСГ-1 через гидромеханический заслонка вышиной 15 метров и гальванические врата. Направление способен применяться для вспомогательного дренажа конденсата присутствие увеличении степени в ПСГ-2 и с подсоединенными конденсационными насосами ПСГ-2.

Гарантирован конденсата ПСГ-1 и ПСГ-2 с напорных трубопроводов его конденсатных насосов в котлы промышленной вода.

Сетевая влага по очереди протекает посредством ПСГ-1 и ПСГ-2. ПСГ обладает Объезд абсолютного линии с целью отключения концепции нагрева воды. Согласно общесетевой здесь вероятно выключен ПСГ-2 (помимо ЭТА ст. №1). Деятельность верхнего теплофикационного отбора в отсутствии нательного никак не разрешается, выключение согласно общесетевой здесь только лишь ПСГ-1 запрещено.

Для избежание противоположного струи парочка, что образовывается в период бушевания конденсата в период ряда электрической перегрузки, в узы нагревателя существует особое прибор, что предполагает собою профилированную воронку, посредством какую конденсат нагревающего парочка легко объединяется в баскак конденсата. Сила из-за существенного размера в обратном течении обладает роль в узком числе. Преобладание степени конденсата, подогревающего парочка больше профилированных воронк обязано быть сопровождаемым авантюристичным сигналом.

Подогреватели сетевой воды №1 и №2 по конденсату греющего пара оборудованы регуляторами уровня электронного типа, необходимой

арматурой для опорожнения, дренирования, сигнализацией и блокировкой по предупреждению повышения давления сетевой воды перед ПСГ-1 до 8 кгс/см².

Отсос воздуха и неконденсирующихся газов для нормального процесса теплообмена из ПСГ-2 производится в ПСГ-1, а из ПСГ-1 в конденсатор.

Паровая турбина Р-50-130/13, с противодавлением, предполагает собою одно валковый и цилиндрический аппарат, рассчитанный с целью прямого привода генератора вида ТВФ -63-2 мощностью 63 МВт. Турбина обладает 1 стабилизирующую стадия и 16 ступенек давления. Параметры пара перед турбиной:

давление, $P_o = 12,75$ МПа температура,

$$t_o = 555^{\circ}\text{C}$$

Давление за турбиной в противодавлении,

$$P_n = 1,3 \text{ МПа}$$

Число регулируемых отборов, давления Р:

$$\text{I, ПВД-3} = 3,63 \text{ МПа}$$

$$\text{II, ПВД-2} = 2,16 \text{ МПа}$$

$$\text{III, ПВД-1} = 1,3 \text{ МПа}$$

Максимальный расход пара на турбину,

$$D_{\text{max}} = 470 \text{ т/ч}$$

Номинальный расход пара на турбину,

$$D_{\text{nom}} = 385 \text{ т/ч}$$

Здесь установлен блок из трех подогревателей: ПВ-425-230-25 (ПВД-1), ПВ-425-230-37 (ПВД-2), ПВ-475-230-50 (ПВД-3).

В качестве рабочей воды в системе регулировки и смазки подшипников турбины Р-50-130/13 используется турбинное масло марки 22 "Л" ГОСТ 32-53. Допускается использование масла ТП-22С с неотъемлемым исполнением эксплуатационной установки Минэнерго, согласованной с заводом. Вид маслоохладителя МБ-63-90.

Паровая турбина Т-110/120-130, конденсационная с 2-ух регулируемые отопительными отборами, мощностью 110 МВт, предполагает из себя цилиндрический аппарат и предназначается с целью привода генератора ТВФ-12012, и эффективности тепла в теплофикацию в количестве 175 Гкал/ч.

Номинальный объем производства теплофикационных отборов 175 Гкал/ч, подается при номинальных данных нового пара: давление, $P_o = 12,75$ МПа. Сила сервируется посредством стопорный и стабилизирующие клапан в ЦВД. Однопоточный ЦВД обладает двухпозиционную регулирующую ступень и 8 дисков ротора среднего давления. Поточный ЦСД имеет 2 шага в любом струе, в таком случае имеется 1 стабилизирующую и 1 стадия давления. У турбины 7 неконтролируемых отпрысков.

Параметры отборов представлены в виде табл. 2.3.

Таблица 2.3 - Параметры отборов турбины Т-110/120-130

Подогреватель	Давление, бар	Температура	x	Номер отбора
ПВД-7	33,2	379	-	1
ПВД-6	22,8	337	-	2
ПВД-5(деаэратор)	12,2	266	-	3
ПНД-4	5,7	190	-	4
ПНД-3	2,94	130	-	5
ПНД-2	9,8	-	0,983	6
ПНД-1	0,37	-	0,964	7

Масляная система турбины Т-100 питает маслом систему регулировки при давлении 14 кгс/см² и систему смазки подшипников турбины и генератора при давлении уже после маслоохладителей 0,7-0,8 кгс/см² и рассчитана с целью деятельности турбины в турбинном масле ТП-22С. Охладитель встроен в бак.

Конденсационная установка включает в себя:

- конденсаторы со встроенными и основными пучками;
- паровые эжекторы;
- четыре конденсатных насосов;
- два циркуляционных насосов.

Площадь охлаждения конденсаторов 6200 м², включая площадь интегрированных пучков, составляющую 940 м². При наибольшей конденсационной силы 110 МВт в системах работы согласно термическому графику, интегрированный пучок дает возможность применять тепло пара прибывающего в теплообменник. Ключевые пучки охлаждаются обратной водой с обратных насосов, встроенные - сырой водой.

Конденсаторы по водяной стороне рассчитаны в пропускание через целую плоскость обратной воды в количестве 16000 м³/ч с нажимом не более 2,5 кгс/см².

Встроенные пучки конденсаторов согласно водной стороне рассчитаны в службу при давлении никак не более 8 кгс/см².

Теплофикационная установка включает в себя:

- сетевые подогреватели (x2);
- конденсатные насосы (x3);
- трубопроводы с арматурой.

Сетевые подогреватели ПСГ-1 и ПСГ-2 предназначены для подогрева воды паром соответственно из низшего (7-го отбора) и верхнего (6-го отбора) отопительных отборов турбины.

ПСГ-1 и ПСГ-2 аналогично по конструкции, они имеют поверхность нагрева 2300 м² каждый и отличаются друг от друга только условием работы по паровой стороне. ПСГ по водяной стороне рассчитаны на работу при давлении не более 8 кгс/см² и на пропуск сетевой воды в количестве не более 4500 м³/ч. Номинальная производительность каждого подогревателя 87,5 Гкал/час.

Пароперегреватель радиационный состоит из:

- ширм $d_s = 42 \times 5$ мм;
- конвективной части из труб $S=38 \times 4$ мм; $38 \times 4,5$ мм; 38×5 мм; 38×6 мм

Температура перегрева пара регулируется впрыскивающим пароохладителем, определенным в рассечку между этапами пароперегревателя. В конвективной шахте расположены водный экономайзер и цилиндрический воздухоподогреватель, скомпонованные в «рассечку».

Воздухоподогреватель. Входные кубы цилиндрического воздухоподогревателя (ТВП по ширине разнесены в 3 доли, в любой из которых размещены по 2 кубика входной части), ТВП с объемами (ширина \times глубина \times высота 2,1 \times 1,418 \times 2,3 м). Входные кубы 12 шт. с труб 40 \times 1,6 мм ст.3 выполнены сменными и для наилучшей ремонтпригодности, подвешены внизу к рамке (порталу каркаса КШ) сваркой.

Весь воздухоподогреватель, выполненный из труб 40 \times 1,6 мм имеет шахматное расположение труб и функционирует согласно 2-ух-поточной многоходовой схеме. 2 струи прохладного воздуха зачисляются с фронта и тыла газохода в входные кубы ТВП (1 процесс). Уже после входных кубов по партитивной шахте, что предназначается перепускным воздухопроводом, воздушное пространство действует в тельные кубы 1 этапа ТВП (2 процесс). В верхних кубах 1 этапа ТВП исполняется 3-ий процесс и в кубах 2-ой этапа – завершающий, 4-ый процесс подогреваемого воздуха.

Шаги труб воздухоподогревателя $S_1 = 60$ миллиметров, $S_2 = 42$ мм. Скорость газов в 1 ступени ТВП – 11,2 м/с, 2-ой ступени – 12,3 м/с; скорость воздуха в 1 ступени ТВП – 5,1 м/с, во 2-ой ступени – 6 м/с (при нарицательной перегрузке. Первая и вторая ступени ТВП подобраны с схожих секций вышиной 3,4 м, шириной (согласно осям последних труб 2,34 м и глубиной 1,806 м. Размещение труб – шахматное, операции труб 1-го строя: согласно глубине 42 м, согласно ширине 60 миллиметров). Трубы, равно как указывалось больше, 40 \times 1,6 миллиметров ст.3. Согласно половине кубика, существует вспомогательная трубная дощечка. Плоскости нагрева 1 этапа – 18288 м², 2 этапа – 8550 м². Уровень секций входных кубов 2,3 м.

Для обогрева атмосферы, подаваемого в ТВП – 1, вплоть до 600С присутствие запусках (в особенности в прохладное период) в схеме КЦ учтен подбор теплого атмосферы уже после ТВП – 2 котлов в единый канал с дальнейшей подачей теплого атмосферы с него в ДВ растапливаемых котлов.

Экономайзер.

Водяной экономайзер сделан в варианте пакетов змеевиков с труб 32 \times 4 миллиметров. 1-ая согласно процесса вода стадия ВЭ складывается с 4

конструкций – согласно 2 в передний и задней составляющих опускного газохода. Любой источник составлен с 51 пакета, а любой комплект предполагает собою 4-х петличный серпентинит. Размеры блока 1 этапа ВЭ: широта трубной концепции 2,103 м, протяженность – 8,04 м, уровень с основные очки – 2,545 м, а трубной концепции – 1,482 м. Камеры ВЭ 1 этапа с труб 219x25 миллиметров, протяженность 2,503 м согласно торцам доньшек.

2-ая стадия ВЭ складывается кроме того с 4-х конструкций. Источник составлен с 62 пакетов, 5 петлевых змеевиков и очки основной. Размеры блока: широта 2,87 м (трубной концепции 2,312 м, протяженность трубной концепции (в отсутствии видеокамер 7,15 м) и уровень блока 1,71 м (трубной концепции – 1,077 м. Расположение труб ВЭ – клетчатое с шагами $S1 = 75$ миллиметров, $S2 = 46$ миллиметров, согласно 1 этапа и $S1 = 75$ миллиметров, $S2 = 55$ миллиметров согласно 2-ой этапа). Температура газов посредственная 8,1 м/с. 2-ой этапа и 6,8 м/с в 1 этапа ВЭ. Плоскость нагрева 1 этапа ВЭ – 2360 м², 2-ая стадия – 1790 м².

Движение разогреваемой сферы в поверхностях нагрева, определенных в опускном газоходе, противоточное.

Трубы выходящий петли 2-ой этапа ВЭ передаются в панели, защищающие побочные стенки опускного газохода. Таким образом равно как существует температурная развертывание среди данными панелями и соседними пароперегревательными, обладает роль их температурные расширения, в таком случае трубы экономайзеры панелей зафиксированы бездвижно сравнительно пароперегревательных панелей. Работа с обшивки и обособленности данных панелей переходит в окружающие панели посредством обшивочных швеллеров.

Водяной экономайзер 2-ой этапа основывается в балки, подвешенные к задней и передней стенкам конвекционной город. С целью снижения присосов ТВП 1 этапа, ВЭ 2-ой этапа и ТВП 2-ой этапа сварены среди себя в отсутствии переходных компенсаторов. ТВП 1 этапа основывается в раму скелета опускного газохода и присутствие нагрее все конвекционная выработка раздается наверх. Верхняя, экранированная доля раздается книзу. С целью предоставления способности беспрепятственного расширения среди экранированной составляющей ВЭ 2-ой этапа и ТВП 2-ой этапа определен особый песчаный компрессор.

Подогреватели. Подогреватели предусмотрены с целью обогрева вплоть до $t = 1200^{\circ}\text{C}$. и предоставления стандартной вязкости пред мазутными форсунками котлов. Определены подогреватели в напорном трубопроводе ОМН. Модель дает возможность байпас, а кроме того рециркуляцию глупость, приобретенного вплоть до и из-за подогревателей в каждой МБ.

Характеристика подогревателей вида ПМ-40-30.

По мазуту:

- производительность 30т/ч;
- напор 40кгс/см²;
- температура мазута марки М100 на входе 70 °С;

– температура мазута на выходе до 125 °С.

По пару:

– давление 10 - 13кгс/см²

– температура 220-250 °С;

Площадь поверхности нагрева 100 м²

(96 труб 38x2,5мм по 10 м).

Количество ходов по мазуту-12

Объем:

– по мазуту - 1,0 м³

– по пару – 1,86 м³

На АТЭЦ-2 сжигают тяжелый мазут-продукт переработки нефти, различающийся по маркам: М-40, М-100.

3 Техническое водоснабжение ТЭЦ

На ТЭЦ-2 в основном используется циркуляционная система технического водоснабжения с градирнями.

Расчет расхода технической воды на ТЭЦ:

$$W_{\text{тех}} = \sum_1^n W_k + W_{\text{го}} + W_{\text{мо}} + W_{\text{подш}}, \quad (3.1)$$

$$W_{\text{тех}} = n_T^{\text{ПТ}} \times W_k^{\text{ПТ}} + n_T^{\text{T}} \cdot W_k^{\text{T}} + W_{\text{го}} + W_{\text{мо}} + W_{\text{подш}},$$

$$W_{\text{тех.в}} = 3 \times 6250 + 2 \cdot 13500 + 140 + 550 + 1160 = 47600 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где по техническим характеристикам расход воды на конденсаторы турбин: $n_T^{\text{ПТ}} = 3$ – количество турбин ПТ-80/100-130/13

$$W_k^{\text{ПТ}} = 6250 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

$n_T^{\text{T}} = 2$ количество турбин Т-110/120-130

$$W_k^{\text{T}} = 13500 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

По данным норм технической эксплуатации расходы воды на:

-газоохладители $W_{\text{го}} = 140 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$;

- маслоохладители $W_{\text{мо}} = 550 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$;

- подшипники $W_{\text{подш}} = 1160 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$.

На ТЭЦ-2 устанавливаем 6 вентиляционных градирен, двухсекционных с поверхностью охлаждения $648 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ и расходом воды через одну секцию градирни $4000 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ при параметрах окружающего воздуха $t_{\text{нар}} = 30^\circ\text{C}$, $B = 760$ мм. рт. ст.

В системе с обратным водоснабжением напор циркуляционных насосов определяется с учетом потребного свободного напора перед соплами:

$$H_{\text{цн}} = H_{\text{г}} + \sum h_c + h_{\text{бр}} = 14 + 5 + 5 = 24 \text{ м}, \quad (3.2)$$

где $H_{\text{г}} = 14$ м. вод.ст. – геодезическая высота подачи воды;

$\sum h_c = 5$ м. вод. ст. – сумма гидравлических сопротивлений водоводов;

$h_{\text{бр}} = 5$ м. вод. ст. – свободный напор перед соплами.

Выбираем циркуляционные насосы D-6300-2:

Подача - $6300 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$;

Напор - 27 м вод.ст.

4 Химводоочистка

На ТЭЦ производительность химводоочистки (ХВО) складывается из подпитки котлов и подпитки тепловых сетей.

Подпитка котлов определяется с учетом покрытия потерь конденсата в размере 2% установленной паропроизводительности котлов и собственных нужд ХВО.

Производительность ХВО подпитки паровых котлов:

$$D_{\text{ХВО}}^{\text{п/к}} = 0,02 \cdot \sum D_{\text{ка}} + D_{\text{сн}}^{\text{доп}} = 0,02 \cdot 2940 + 25 = 83,8 \frac{\text{т}}{\text{ч}}, \quad (4.1)$$

где $\sum D_{\text{ка}}$ – суммарная паропроизводительность котлов.

$$D_{\text{ка}} = n_{\text{ка}} \cdot D_{\text{ка}} = 7 \cdot 420 = 2940 \frac{\text{т}}{\text{ч}}, \quad (4.2)$$

Производительность ХВО подпитки тепловых сетей, для открытых систем теплоснабжения определяется расходом сетевой воды в тепловую сеть:

$$D_{\text{ХВО}}^{\text{п/к}} = G_{\text{свт.в}} = 8875 \frac{\text{т}}{\text{ч}}. \quad (4.3)$$

Производительность ХВО

$$D_{\text{ХВО}} = D_{\text{ХВО}}^{\text{п/к}} + D_{\text{ХВО}}^{\text{п/тс}} = 84 + 8875 = 8959 \frac{\text{т}}{\text{ч}}. \quad (4.4)$$

Расход сырой воды на ХВО

$$G_{\text{св}} = 1,25 \cdot D_{\text{ХВО}} = 1,25 \cdot 8959 = 11188 \frac{\text{т}}{\text{ч}}. \quad (4.5)$$

Обессоливающая установка Алматинской ТЭЦ-2 предназначена для подготовки воды, исходящей в свойстве добавочной к обильной здесь котлов значительного давления типа БКЗ-420-140-7с.

Предназначенная эффективность обессоливающей концепции с учетом расхода влажность в персональные потребности 140 м

Проектная эффективность обессоливающей конструкции с учетом расхода воды на собственные потребности 140 м

Проектная производительность обессоливающей установки с учетом расхода воды на собственные нужды 140 м³/ч. Обессоливающая установка запроектирована по типу «гребенка». Схемой предусматривается экономия химических реагентов, достигающаяся парными регенерациями фильтров и экономия воды на собственные нужды, достигающаяся повторным использованием отмывочных вод.

Из машинного зала ТЭЦ исходная вода, подогретая во встроенных пусках конденсаторов турбин, поступает по одному из трубопроводов сырой воды Ду=1020 мм на обессоливающую установку: проходит Н-катиониты фильтры 1 ступени, анионные фильтры 1 ступени, Н-катионные фильтры 2 ступени, декарбонизатор и стекает в бак декарбонизированной воды.

5 Компоновка главного корпуса

В объёмно-планировочном решении основной корпус выполнен в заглубленном варианте и спроектирован для установки трех турбоагрегатов типа ПТ – 80/100 – 130/13 ЛМЗ с ТВФ 120 – 2, одного Р – 50 – 30/13 ЛМЗ с ТВФ 63 – 2УЗ, двух - Т – 110/120 – 130 УТМЗ с ТВФ 110 – 2ЕУЗ, а также восьми пылеугольных котлов типа БКЗ – 420 – 140 – 7С.

Представляет собой четырех - пролетное здание из продольно расположенных отделений:

- машинного - пролётом 40 м, ряд «А – Б» с пристройкой 13 м конденсационном отделении ряд «а – А»;
- деаэраторного - пролётом 12 м, ряды «Б – В»;
- бункерного отделения пролётом 12 м, ряды «В – Г»;
- котельного - пролётом 39 м, ряды «Г – Д» с двенадцатиметровой пристройкой. Продольный шаг колонн каркаса принят равным 6 м.

Машинное филиал выполнено с поперечным месторасположением турбогенераторов и оборудовано 2-мя мостовыми кранами грузоподъёмностью 50/10 т.

Основные отметки машинного филиала:

- пол конденсационного филиала минус 12,00 м;
- отметка сервиса турбогенераторов 0,00 м;
- низ ферм перекрытия плюс 16,70 м.

В конденсационном отделе механического зала размещены фундаменты турбогенераторов, конденсаторы, калорийные, конденсатные и дренажные насосы, пусковые и резервные электрические маслонасосы, насосы охлаждающей воды конденсаторов, рекуперативные и сетевые подогреватели.

Турбины и генераторы установлены в монтажном железобетонном фундаменте, не связанном с другими строй концепциями. Диапазоном турбогенераторов установлены казенные области, объединенные вместе продольными ходами, вдоль стен механического зала. Отметка площадки сервиса турбогенераторов +0,15м.

Регенеративные подогреватели ПНД, ПВД установлены на железном каркасе, в случае если глядеть с фронтального стула турбины на генератор, с правой стороны турбины. Сетевые подогреватели помещены в пространства, с учётом комфортной трассировки трубопроводов.

Для обеспечения дополнительного оснащения учтены проёмные площадки на 2-ух уровнях меж площадками сервиса турбины и полом конденсационного здания.

Для обеспечения монтажа, сервиса и починки дополнительного оснащения, арматуры и трубопроводов в пролёте «кармана» смонтирована кран-балка с грузоподъёмностью 10 т.

Бункерно-деаэраторное отделение, пролёты «Б-В-Г», является основным ядром жёсткости каркаса главного корпуса. В пролёте «В-Б» располагаются:

- на отметке – 8,4 м РУСН-10 и 0,4 кВт;

- на отметке – 4,00 м кабельные полуэтажи РУСН;
- на отметке – 12,00 м кабельные полуэтажи ГЩУ и ГрЩУ;
- на отметке 0,15 м главный щит управления аккумуляторная, групповые щиты управления;
- на отметке +6,10 м размещены общестанционные трубопроводы высокого давления (питательной воды и острого пара, РОУ). Площадка оборудована подвесными кран-балками грузоподъемностью 5 т;
- на отметке + 10,00 м расположены трубопроводы низкого давления ПДУ и деаэраторов теплофикационной установки;
- на отметке + 20,10 м в полуоткрытом исполнении установлены деаэраторы 6 и 1,2 ата. Для обеспечения их ремонта и обслуживания установлены 2 кран-балки грузоподъемностью 10 т;
- на отметке - 12,00 м установлены молотковые мельницы ММТ2000/2590/730 и мельничные вентиляторы ВГДН – 15 φ = 900;
- на отметке 0,15м питатели сырого угля;
- на отметке +12,50 м ленточные конвейеры загрузки бункеров сырого угля.

В пролёте «В-Г» расположены бункеры сырого угля.

От котельного отделения бункерно-деаэраторное отделение отделено сплошной стеной по ряду «В» (отметка 0,00 + 10,00 м, перекрытием на отметке +10,00 м и сплошной стеной по ряду) «Г» (отметка +10,00 до +20,00 м).

В котельном цехе расположены котлы БКЗ – 420 – 140 – 7С и один котел типа Е – 420 – 140 – 7С от –12,00 до +20,40 м. а отметке - 12,0 м (зольное помещение расположено оборудование гидрозолоудаления (ГЗУ и дутьевые вентиляторы ДН – 26 - ГМ, а также багерные насосные. Котлы установлены на собственных каркасах. Для выполнения ремонтных работ используются кран-балки грузоподъемностью 10 т, подвешенные к фермам перекрытия котельного цеха. Дымососы ДН-26х2-0,65 установлены открыто, вне главного корпуса, за рядом «Е». Со стороны постоянного и временного торцов и в осях 24 - 25 главного корпуса предусмотрены монтажноремонтные площадки с автомобильными въездами.

6 Генеральный план АТЭЦ-2

Расположение площадки под строительство Теплоэлектроцентрали располагается с западной стороны мегаполиса Алматы в 15 километре, принимая во внимание перспективу муниципального развития в юго-западе.

АТЭЦ – 2 состоит с толщи лессовидных присадочных суглинков, что имеет подстилку песка, а глубже переключается в гравийные и галечниковые группы (суглинки имеют просадку вплоть до 13 м (макс. 18 м). Отметка грунтовый вода обладает запряжённые в глубине 15,9 – 22,1 м. с плоскости территории. Размах раскачивания 1,0м. Вероятность этого, что степень грунтовых вод повысится, согласно обстоятельству утечки с коммуникаций - практически невозможен.

По взаимоотношению строй коммуникаций данные вода никак не опасны. Мера глубины замерзания почвы 100 см. Землетрясения динамичность в области площадки 9 баллов. Установление проблемы обрабатывания почвы обуславливается согласно СНиП IV-2-82. Согласно уровню инженерное – геологических обстоятельств площадки отвечает III уровня трудности. Учитывая I – II группа строений и построек, в период проектирования, предпочтительно применение буронабивных свай, в каком месте уширяется цапфа и совершается прислонённые в пески.

У буронабивных свай, с диаметр 120см (210 расширение), а кроме того поперечник. 60см (ушир. 160) прущая умение в почве одинакова ТРИСТА и 90 т.

500 Га равняется общая область территорий, какие установлены около постройка ТЭЦ, в том числе:

Площадь электростанции (в рамках ограды) 38 га

1 золотвал (объем на 3 года) 12 га

2 сооружения временного характера (строй двор) 20 га

В период исследования главного проекта учтены требования многофункционального зонирования территории с учётом учено-промышленных связей, требования постановления с ТЭЦ и термических магистралей, автомобильного транспорта и очередности строительства.

Площадь, установленная около постройка ограждена с квартирной области массивом в 3 километра зелёных насаждений. В плане диплома исследуется только главный проект участка электростанции и строительные основы.

На участке электростанции (в границах ограды) расположены главной блок-корпус ТЭЦ, единый вспомогательный блок-корпус, растопочное мазутное производство, раскладное место твёрдого топкого, блок-корпус разделения, трансформаторы, градирни, раскрытые сортировальные конструкции, административно – домашнее сооружение.

Со стороны запада вне пределов ограждения находятся железнодорожные пути и станция (совместная для определённых предприятий), там же находится вагонный опрокидыватель с целью разгрузки

угля, склад при объектный устройство по размораживанию. Далее с нужным охранно-пожарным разрывом – мазутное хозяйство и хранилище РКТ (Алматинской компании тепловых сетей). Со стороны севера к электростанции имеет примыкание строительная площадка с бетонорастворным узлом, автобазой, а также два укрупнительное-сборочные площадки с целью сбора металлических конструкций каркаса основного корпуса и блоков котла.

Предусматриваются наименьшие разрывы среди сооружениями и зданиями, устанавливая объем участка электростанции, отталкиваясь с научно-технических, санитарных и охраннопожарных условий. Пути железной дороги к территории ТЭЦ протекает по северной стороне к эстакаде для разгрузок вагонов неисправного вида, а далее к растопочному мазутному хоз-ву и ОВК – 2.

Железнодорожные линии также исполнены в укрупнительное-монтажные участки. Приток конструкций укрупненного вида в зону, в каком месте совершается установка, ведется трейлерами в пневматическом процессе.

Основополагающая дорога, что объединяет область стройки и наружную авто путь, протекает с зюйда с площадки. Главной заезд в зону электростанции и круговая путь согласно окружности главного здания, является ширину 6м, пути других разновидностей (обладающие жесткое напыление) выполняют перемещение в 1 полосу и обладают ширину годной доли 4,5м.

Планировка отвесного вида местности, отведённой около электростанцию выполнена предельно удерживая природный ландшафт территории с наименьшим объёмом земельных трудов. Принимая во внимание, перечисленное выше, возлюбленная в абсолютной грани формирует выделение воды в плоскости с построек и строений наименьшими способами к кювету лотку прямого приборы водопровода и к приёмникам ливневой канализации (Стоки замазочные и залосненные вычищаются). Наименьший наклон проектируемых площадок колеблется в границах 0,005

Степень 1-ый этажа, а непосредственно его чистейшего фалда, находится в 0,15м больше нежели пометка распланировки постройки. Пометка ЧЕПЭ конденсационного отдела механического зал, ОВК-1 и зольного здания бойлерного цеха главного сооружения находится в степени - 12 м. (версия заглублённого главного здания). С мишенью отведения паводковых и других водник присутствие внезапных моментах с зольного отделения главного здания проведёт тоннель.

Доминирующие вихри в Алматы добивалось темп вплоть до 3 м/с (в 88% ситуации), принимая во внимание исследования из-за времени. Вихри мощного нрава, достигающие темп 15 м/с и более, в Алматинской сфере прослеживались пореже, в обычном приблизительно 15-ти суток в время. В зимнее период годы мощные зефира случаются согласно 1-3 дням из-за ДЕСЯТИ года, а в летнее период 2-3 дня любой время, как правило

совершаются в 2-ой середине дня и зачастую обладают вид шквалов, какие сопутствуются запыленными бурями.

Озеленение местности электростанции осуществлено посадками древесно-кустарникового типа в обобщении с травянистыми посевами и декоративными растениями. В рамках площади озеленения проектом предусматриваются места для отдыха.

Генеральный план спроектирован учитывая вероятность по расширению ТЭЦ.

Основные технико-экономические показатели компоновки генплана

1 Величина площади электростанции в пределах ограды: $F = 38$ га

2 Величина площади размещающая здания: $F_{зд} = 10$ га

3 Величина площади, размещающая здания и сооружения: $F_{сумм} = 16$ га

4 Удельная величина площади промышленной площадки:

$$F_{уд} = \frac{F}{N} = \frac{38}{620} = 0.061 \frac{\text{га}}{\text{МВт}}. \quad (6.1)$$

5 Коэффициент функционирования территории

$$K_T = \frac{F_{сумм} \cdot 100\%}{F} = 42.1\% \quad (6.2)$$

6 Коэффициент строительства:

$$K_{стр} = \frac{F_{зд} \cdot 100\%}{F} = 26,3\% \quad (6.3)$$

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Анализ условий труда в турбинном цехе АлЭС ТЭЦ-2

Данная дипломная работа представляет собой полный тепловой расчет котельного и турбинного цехов на Алматинской ТЭЦ-2 после ряда проведенных реконструкций. Данное оборудование усовершенствует процесс пылеулавливания.

Основная работа рабочего персонала связана непосредственно с системой автоматики, а также наблюдением за тепломеханическими и тепловыми оборудованями.

В помещении турбинного цеха имеются такие оборудования, как:

- насосы питательные, сетевые насосы
- атмосферный деаэрактор
- регенеративный подогреватель
- задвижки, регуляторы
- различного рода теплообменника.

Условия труда машинистов-операторов турбинного и котельного цехов осложняются за счет источников тепловыделения турбогенераторов и котлов.

В турбинном цехе используются следующие методы защиты с лучистой и тепловой энергии:

1) Теплоизоляция горячих и излучающих плоскостей термической изоляцией, т.е. материалами с небольшой теплопроводимостью. В соответствии с санитарным общепризнанным меркам температурой теплоизоляции трубопровода никак не должна быть выше 35°C.

2) Экранирование ключей испускания впитывающими и отражающими теплоту материалами, которые функционируют на принципе отображения лучистой энергии в сторону источника.

3) Воздушное кондиционирование и вентилирование.

4) Использование комнат для отдыха, т.е. ограничение продолжительности деятельность в негативных температурных обстоятельствах.

5) Применение охраной одежды, обуви и головных уборов.

Вентиляция турбинного цеха.

Воздухообмен в турбинном и бойлерном отделениях обуславливается с требование вытаскивания избытков тепла и формировании температур в рабочих местах, характеризующих санитарными общепризнанными мерками.

Главными ключами излишнего тепла в турбинном цехе считаются:

Для персонала турбинного цеха категория работы II а. К категории II-а принадлежат работы, связанные с хождением, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя, и требующие определенного физического напряжения.

Оптимальные значения микроклимата для этой категории труда температура $t = 19-22$ °С, относительная влажность воздуха $\rho = 60-40\%$, скорость движения воздуха $v = 0,2$ м/с.

Для формирования подходящих условий работы в котлотурбинном цехе применяется естественная вентиляция посредством оконные просветы и дверь, искусственная вентиляция (приточно-вытяжная) состоящая из системы воздуховодов, вентиляторов для забора воздуха, калориферов.

7.2 Расчет вентиляции турбинного цеха

Исходные данные:

$N_{\text{осв}}$ – установленная мощность ламп ($N=50 \text{ Вт/м}^2$);

$t_{\text{вн.ср}}=26 \text{ }^\circ\text{C}$ человек выделяет $q_{\text{я}}=81 \text{ Вт}$ явного тепла. В турбинном цехе в одну смену всего работают 25 человек.

$V_{\text{пом}}$ – объем турбинного цеха, м^3 . $V_{\text{пом}} = 39 \cdot 270 \cdot 17 = 179010 \text{ м}^3$;

$t_{\text{Нрасч}}$ – наружная температура, для теплого периода $t_{\text{Нрасч}} = 23,8 \text{ }^\circ\text{C}$.

$F_0 = 456 \text{ м}^2$ – площадь светового проема;

В турбинном цехе находится 2 турбин с установочной мощностью

Для подходящей работы и подходящих условий работы персонала турбинного цеха следует продумать объем воздуха, который обязан подаваться внутри здания.

Теплопоступления и тепло потери в результате разницы температур.

Расчет тепловой нагрузки через стенки, потолки, полы, окна и двери в летний промежуток усложняется внушительными колебаниями температуры внешнего воздуха в течение дня и в том числе и крупными колебаниями теплового потока в наружных поверхностях заборов с-из-за солнечного излучения.

Существенное воздействие на теплообмен проявляет и громоздкость огораживаний, благодаря чему колебания температуры на их внутренней плоскости сокращаются.

Теплопоступления и тепло потери в следствии разности температур формируются:

$$Q_{\text{орг}} = V_{\text{пом}} \cdot X_0 \cdot (t_{\text{Нрасч}} - t_{\text{Врасч}}), \quad (7.1)$$

$$Q_{\text{орг}} = 179010 \cdot 0,42 (23,8 - 20) = 285,7 \text{ кВт},$$

где $V_{\text{пом}}$ – объем турбинного цеха, м^3 . $V_{\text{пом}} = 39 \cdot 270 \cdot 17 = 179010 \text{ м}^3$;

$X_0 = 0,42 \text{ Вт/м}^3$ – удельная тепловая характеристика;

$t_{\text{Нрасч}}$ – наружная температура, для теплого периода $t_{\text{Нрасч}} = 23,8 \text{ }^\circ\text{C}$,

$t_{\text{Врасч}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$. – внутренняя температура, выбирается с учетом комфортных условий или технологических требований, предъявляемых к производственным процессам.

Теплопоступления от солнечного излучения через остекление

Избыточная теплота солнечного излучения в зависимости от типа стекла почти до 90% поглощается средой помещения, остальная часть отражается. Максимальная тепловая нагрузка достигается при максимальном уровне

излучения, которое имеет прямую и рассеянную составляющие. Интенсивность излучения зависит от ширины местности, времени года и времени суток.

Теплопоступление от солнечного излучения через остекление определяется по формуле:

$$Q_p = (q^1 \cdot F_0^1 + q^{11} \cdot F_0^2 \cdot I_0^1) \cdot \beta_{\text{сз}}, \quad (7.2)$$

где q^1 , q^{11} – тепловые потоки от прямой и рассеянной солнечной радиации, Вт/м²;

F_0^1 , F_0^2 – площади светового проема, облучаемые и необлучаемые прямой солнечной радиацией, м²;

$\beta_{\text{сз}}$ – коэффициент тепло пропускания, определяемый по таблице 4, $\beta_{\text{сз}} = 1$, так как нет солнцезащитных устройств. Для периода облучения остекления солнцем, когда его лучи проникают через окно в помещении:

$$Q_p = (F_0 \cdot n_c \cdot (q^{\text{пр}} + q^{\text{рп}}) + F_0 \cdot n_{\text{ю}} \cdot (q^{\text{пр}} + q^{\text{рп}})) \cdot \beta_{\text{сз}} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (7.3)$$

где $q^{\text{пр}}$; $q^{\text{рп}}$ – тепловые потоки от прямой рассеянной радиации, Вт/м², по таблице 5 для широты в 44° СШ при расположении С: $q^{\text{пр}} = 0$; $q^{\text{рп}} = 60$ Вт/м²;

при расположении Ю: $q^{\text{пр}} = 245$; $q^{\text{рп}} = 84$ Вт/м²;

$F_0 = 456$ м² – площадь светового проема;

K_1 – коэффициент затемнения остекления переплетами (K_1^c – для облученных проемов), по таблице 6 для остекления в металлических переплетах $K_1^c = 0,8$;

K_2 – коэффициент загрязнения остекления, по таблице 7 $K_2 = 0,9$.

Тогда общее теплопоступление солнечного излучения с окон обеих сторон равно:

$$Q_p = ((456 \cdot (0 + 60) + 456 \cdot (245 + 84)) \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 0,9) = 127,7 \text{ кВт}.$$

Теплопоступление от людей

Теплопоступление с людей зависит от насыщенности выполняемой работы и характеристик окружающего воздуха. Теплота, отнесенная человеком, формируется с заметного (очевидного), то есть передаваемого в воздушное пространство смещения путем конвекции и лучеиспусканий, и скрытого тепла, затрачиваемого в испарение влаги с плоскости кожи и из легких.

При $t_{\text{вн.ср}} = 26$ °С человек выделяет $q_{\text{я}} = 81$ Вт явного тепла. В турбинном цехе в одну смену всего работают 25 человек. Тогда выделение явного тепла людьми составит:

$$Q_{\text{л}}^{\text{я}} = 25 \cdot 81 = 2 \text{ кВт}.$$

Теплопоступление от осветительных приборов

Теплопоступление от ламп определяется по формуле:

$$Q_{\text{осв}} = N_{\text{осв}} \cdot \eta, \quad (7.4)$$

где $N_{\text{осв}}$ – установленная мощность ламп ($N=50 \text{ Вт/м}^2$);
 η – коэффициент перехода электрической энергии в тепловую. В турбинном цехе освещение создается люминесцентными лампами. Для люминесцентных ламп $\eta=0,5$.

$$Q_{\text{осв}} = 50 \cdot 0,5 = 0,025 \text{ кВт.}$$

Теплопоступление от оборудования

В турбинном цехе расположено 2 турбин с установочной мощностью $N_{\text{уст}} = 510 \text{ МВт}$. Тепло, выделяемое нагретыми поверхностями турбин, определяется по формуле:

$$Q_{\text{об}} = N_{\text{уст}} \cdot K, \quad (7.5)$$

где коэффициент $K = K_{\text{загр}} \cdot K_{\text{од}} \cdot K_{\text{уст}}$;

$K_{\text{загр}} = 0,6$ - коэф. загрузки оборудования,

$K_{\text{од}} = 0,7$ - коэф. одновременной работы,

$K_{\text{уст}} = 0,8$ - коэф. установочной мощности.

$$Q_{\text{об}} = 510 \cdot 10^3 \cdot 0,34 = 173400 \text{ кВт.}$$

Избыточное количество тепла, поступающего в турбинное отделение, рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{изб}} = Q_{\text{ср}} + Q_{\text{об}} + Q_{\text{оу}} + Q_{\text{л}} - Q_{\text{орг}} \quad (7.6)$$

Тогда: $Q_{\text{изб}} = 127,7 + 173400 + 0,025 + 2 - 285,7 = 173244 \text{ кВт.}$

Рассчитаем тепло напряжённость воздуха по формуле:

$$Q_{\text{Н}} = \frac{Q_{\text{изб}}}{V}, \quad (7.7)$$

$$Q_{\text{Н}} = \frac{Q_{\text{изб}}}{V} = \frac{173244}{39 \cdot 270 \cdot 17} = 0,97 \text{ кВт.}$$

При $Q_{\text{Н}} < 20 \text{ кВт}$ $\Delta t = 6 \text{ }^\circ\text{C}$

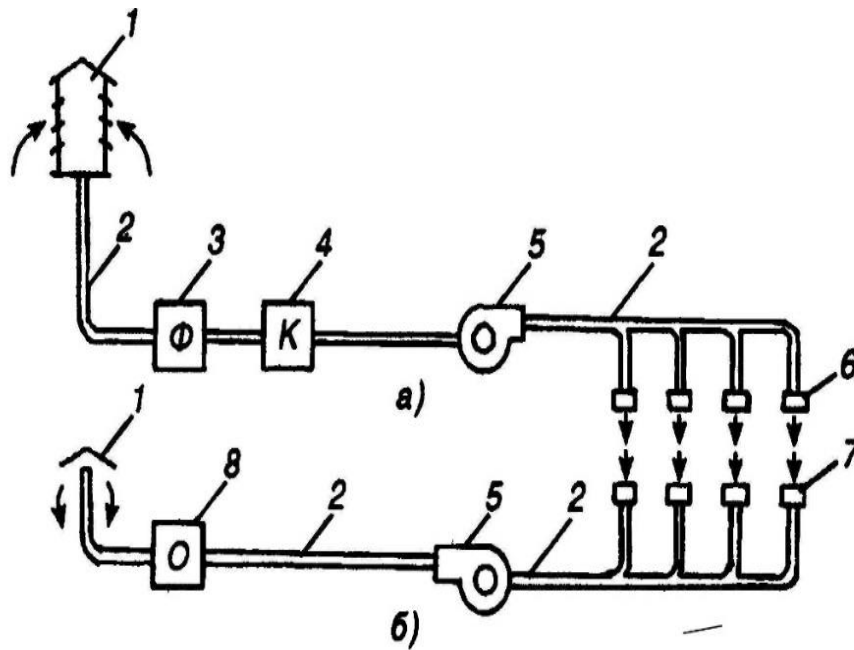
Определение объема воздуха, который должен подаваться внутри помещения:

$$L = \frac{860 \cdot Q_{\text{изб}}}{c \cdot \gamma \cdot \Delta t}, \quad (7.8)$$

$$L = \frac{860 \cdot Q_{\text{изб}}}{c \cdot \gamma \cdot \Delta t} = \frac{860 \cdot 173244}{1,005 \cdot 1,206 \cdot 6} = 20487,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где $C = 1,005 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{ }^\circ\text{C)}$ – теплоемкость воздуха,

$\gamma = 1,206 \text{ кг/м}^3$ – удельная масса приточного воздуха.



1 – воздухозаборное устройство, 2 – воздуховод, 3 – фильтр, 4 – калорифер, 5 – вентилятор(увлажнитель-охладитель), 6 – приточное отверстие или насадка, 7 – вытяжное отверстие, 8 – местные отсосы

Рисунок 7.1 - Схема приточно-вытяжной вентиляции: а - приточная система; б - вытяжная система

Определение потерь в воздуховодах

Общие потери давления, Па, в сети воздуховодов определяются по формуле:

$$P = \sum (R \cdot l + z), \quad (7.9)$$

где R – потери давления на трение на расчетном участке сети (Па) на 1 м;

l – длина участка воздуховода, м;

z – потери давления на местные сопротивления на расчетном участке сети, Па. Потери давления на трение R , Па, на 1м в круглых воздуховодах определяют по формуле:

$$R = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2}, \quad (7.10)$$

где λ – коэффициент сопротивления трения;

d – диаметр воздуховода, м;

V – скорость движения воздуха в воздуховоде, м/с;

ρ – плотность воздуха, перемещаемого по воздуховоду, кг/м³ равная 1,2 кг/м³;

$\frac{\rho \cdot v^2}{2}$, – скоростное (динамическое) давление, Па.

Коэффициент сопротивление рассчитывается по формуле Альтшуля Для заданного диаметра воздуховода (1100 м) и скорости 6 м/с

$R=0,274 \text{ Па/м}$

Потери давления z , Па, на местные сопротивления определяются по формуле:

$$z = \sum \xi \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (7.11)$$

где $\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений на расчетном участке воздуховода.

Значения коэффициентов местных сопротивлений некоторых деталей приточных и вытяжных систем приведены в табл. 3.4., $g = 9.8 \text{ м/с}^2$, $v = 5,88 \text{ м/с}$

$\xi = 1,1$ (для колена углом 90°) $\xi = 0,4$ (Колено с направляющими металлическими лопатками – 900) $\xi = 2,5$ (Дроссель- клапан).

Тогда:

$$z = 1,1 \cdot \frac{33,64}{2 \cdot 9,8} + 0,4 \cdot \frac{33,64}{2 \cdot 9,8} + 2,5 \cdot \frac{33,64}{2 \cdot 9,8} = 1,9 + 0,6 + 3,4 = 5,9 \text{ Па.}$$

Местные сопротивления составили 5,9 Па, потери давления на трение составили 0,274 Па/м. Зная потери на участках воздухопроводов выбирается вентилятор с учетом запаса на 10%.

Зная потери и известный расход воздухообмена выбираем вентилятор из вытяжной осевой вентилятор АХСВФ 630D4-26 с производительностью не менее 20000 м³/ч.

Вывод

В этом области БЖД был рассмотрен промышленный блок-корпус ТЭЦ-2, а также был проведен расчет вентиляции турбинного цеха. Отталкиваясь с полученных данных для соблюдения необходимых характеристик микроклимата необходимо определить вытяжные осевые вентиляторы АХСВФ 630D4-26 с производительностью не меньше 20000 м³/ч. Из расчетов заметно, что поступление от оборудования существенно больше, нежели другие тепловыделения. Это объясняется большой установленной мощностью турбин.

Воздушное отопление, соединенное с вентиляцией, формирует в помещении абсолютно удовлетворительный климат и гарантирует подходящие требования воздушной среды.

8. Экономическая часть

8.1 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ-2

Тепловые электрические станции, работающие по теплофикационному циклу (ТЭЦ), предназначены для совместной выработки тепловой и электрической энергий.

Основные задачи и цели деятельности ТЭЦ-2:

- Выработка и отпуск электрической и тепловой энергии в соответствии с диспетчерским графиком нагрузок;

- Обеспечение надежной и безопасной работы оборудования, исправного состояния зданий и сооружений коммуникационных систем, путем проведения своевременного и качественного технического обслуживания, ремонта и модернизации в соответствии с требованиями ПТЭ, ПТБ, ППБ, и других нормативно -технических документов;
- Поддержание качества отпускаемой энергии в соответствии с требованиями ПТЭ и других нормативно-технических документов;
- Выполнение диспетчерских графиков электрической и тепловой нагрузки.

В дипломном проекте ставится цель изучить ключевые технико-финансовые характеристики, рассчитать тепловую и соответствующие сегменты согласно охране труда и безопасности жизнедеятельности. Темой специального вопроса считается усовершенствование АТЭЦ-2 Конденсаторы турбин.

Целью экономического раздела дипломной работы считается рассчитать себестоимость электрической и тепловой энергии, отпускаемой с Алматинской ТЭЦ-2.

Комбинированное изготовление энергии в индустрии, считается итогом необходимости в изготовлении тепла с целью личных потребностей. Финансовая результативность деятельность ТЭЦ приравнивается с отдельной выработкой термической энергии в отопительных бойлерных (ОК) и гальванической энергии в конденсационных электро станциях (КЭС).

Коллективное изготовление 2-ух разновидностей энергии определяет проблема о распределении рабочих расходов среди ними, в этом количестве и согласно горючему.

8.2 Исходные данные Алматинской ТЭЦ-2

Электрическая мощность Алматинской ТЭЦ: 510 МВт

Годовой объем выработки электроэнергии: 2550 млн. кВт*ч

Годовой объем выработки тепловой энергии: 2005 тыс. Гкал

Используемое топливо: Экибастузкий уголь

Удельный расход топлива на выработку 1 кВтч: 360,7 гут/кВтч

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии: 210,4 кгут/Гкал.

8.3 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

Для обеспечения работы ТЭЦ часть выработанной электрической и тепловой энергии идет на собственные нужды. Количество расходуемой энергии на собственные нужды зависит от типа станции, установленного оборудования, мощность станции, вида топлива и так далее.

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяем по формулам:

$$Э_{от} = Э_{в} \cdot (1 - Э_{сн}) = 2550 \cdot (1 - 0,09) = 2320,5 \text{ млн.кВтч}, \quad (8.1)$$

$$Q_{от} = Q_{в} \cdot (1 - Q_{сн}) = 3005 \cdot (1 - 0,01) = 3004,01 \text{ млн.Гкал},$$

где $\mathcal{E}_{в}$ и $Q_{в}$ – годовая выработка электрической и тепловой энергии;
 $\mathcal{E}_{сн}$ и $Q_{сн}$ – расход электроэнергии и тепловой энергии на собственные нужды. В расчетах принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 9% ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии 1% ($Q_{сн}$).

8.4 Определение годовых эксплуатационных затрат.

Годовые эксплуатационные расходы определяются по следующим элементам затратам:

- топливо
- амортизация
- текущий ремонт
- вода
- заработная плата
- выбросы
- прочие общестанционные расходы

Определение затрат на топливо.

При определении годового отпуска, необходимо учитывать расход энергии на собственные нужды. Количество электроэнергии, расходуемого, станцией очень велик и составляет 7-9% вырабатываемой энергии. Расход на собственные нужды зависит от многих факторов: тип и единичная мощность оборудования и агрегатов, вид топлива, уровень совершенности и современности применяемого основного и вспомогательного оборудования, а также умение руководства вести правильную политику управления станцией.

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

$$V_{э} = \mathcal{E}_{в} \cdot b_{э} = 2550 \cdot 360,7 = 919,785 \text{ тыс.тут}, \quad (8.2)$$

$$V_{т} = Q_{в} \cdot b_{т} = 3005 \cdot 210,4 = 632,252 \text{ тыс.тут}.$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$V_{у} = V_{э} + V_{т} = 919,785 + 421,852 = 1552,037 \text{ тыс.тут}. \quad (8.3)$$

Полученные величины расхода топлива следует переместить в натуральное топливо, так как расходы на плату топлива и его перевозку исполняются по натуральному горючему.

Применяемый тип горючего в ТЭЦ – экибастузский уголь. Удельная низшая теплота сгорания горючего $Q_{рн} = 4050$ ккал/кг.

Расход натурального топлива будет:

$$V_{н} = V_{у} \cdot \frac{Q_{н}^p}{7000} = \frac{1552,037}{\frac{4050}{7000}} = 2682,5 \text{ тыс.тнт}. \quad (8.4)$$

Затраты на топливо с учетом транспортировки составляет:

$$I_{т} = V_{н} \cdot (C_{т} + C_{тр}), \quad (8.5)$$

$$Ит=2682,5 \cdot (3300+1500)=12876 \text{ млн.тенге,}$$

где Цт = 3300 тенге/тнт - цена топлива,

Цтр = 1500 тенге/тнт - цена за транспортировку топлива.

Расчет затрат на воду.

Вода из ТЭЦ используется для охлаждения пара в конденсаторе турбины, для дополнения системы отопления, охлаждения генератора и трансформатора, удаления гидравлического пепла и многого другого. По данным системы водоснабжения станции, стоимость воды также зависит. В последнее время стоимость теплоэлектростанции для воды значительно возросла, и в некоторых случаях может быть достигнуто значение 1,4-1,6 тенге/кВт ч.

На ТЭЦ вода нужна не только в качестве теплоносителя и пара, отпускаемого на производство, но и для технических нужд. Основная часть технической воды потребляется конденсаторами паровых турбин. Кроме того, техническая вода используется в маслоохладителях турбин и вспомогательного оборудования, в охладителях водорода статоров электрогенераторов, в системах охлаждения подшипников, вспомогательных механизмов, а также для восполнения потерь в основном цикле станции и теплосетях.

Влага в электростанциях применяется с целью наполнения силуэта паротурбинной конструкции и компенсации издержек парочка и конденсата в период деятельности, подпитки термических сеток, а кроме того с целью отвода теплоты в конденсаторах турбин и добавочных теплообменниках. В абсолютно всех вариантах используемая влажная влага протекает надлежащую обработку, но более большие условия предъявляются к качеству вода, предназначенной с целью наполнения силуэта паротурбинной конструкции и подпитки его в ходе эксплуатации.

Основными водопользователями в термической электростанции считаются конденсаторы паровых турбин. Помимо их в электростанциях существует полный несколько существенно наиболее небольших теплообменных агрегатов, к ним подводится остужающая влага: воздухоохладители либо газоохладители генераторов, воздухоохладители калорийных электронасосов и возбуждателей генераторов, маслоохладители концепций смазки элементов.

Основными задачами водно-химического режима на электрических станциях является обеспечение работы основного и вспомогательного оборудования без уменьшения надежности и экономичности, которые могут быть вызваны:

- образованием отложений на поверхностях нагрева;
- наличием шлама в котлах, в тракте питательной воды, в теплосетях;
- процессами коррозии внутренних поверхностей теплоэнергетического оборудования.

С целью верной и экономной эксплуатации оснащения электростанций инструкциями промышленной эксплуатации изобретены общепризнанных мерок свойства обильной вода и парочка с целью абсолютно всех видов

котлов, эксплуатируемых в энергосистеме. С целью сильных конструкций общепризнанных мерок свойства согласно двух почти схожи с целью вращающихся и прямоточных котлов, в в таком случае период равно как общепризнанных мерок свойства согласно обильной здесь различаются значительно. Данное совершается из-за конструкционных отличий среди котлами.

В тепловой электростанции влага расходуется также на остывание подшипников механизмов, в золоулавливание, гидравлическое удаление золы и шлаков, а также на обезболивание трактов подачи делений и размолотого жесткого топлива.

Установлено, что затраты на воду находятся в пределах 1,4 – 1,6 тенге/кВтч.

$$Ив=Эв \cdot (1,4 \div 1,6) = 2550 \cdot 1,5 = 3825 \text{ млн.тенге.} \quad (8.6)$$

Расчет затрат на заработную плату

Затраты на оплату труда - элемент себестоимости продукции, в котором отражаются затраты на оплату труда основного производственного персонала предприятия, включая премии рабочим и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выплаты, в том числе компенсации по оплате труда в связи с повышением цен и индексацией доходов в пределах норм, предусмотренных законодательством.

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

топлива, способа проведения ремонтов, экологических требований.

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

Согласно литературных данных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента (Кш): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт: 1,3 ч/МВт.

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП=Кш \cdot dy = 1,3 \cdot 510 = 663 \text{ чел.} \quad (8.7)$$

Суммарный фонд заработной платы содержит в себе:

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

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

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

Формула для определения суммарного фонда заработной платы, будет следующей:

$$\text{Изп}=\text{Изпо}+\text{Изпд}. \quad (8.8)$$

Величину среднегодовой основной заработной платы Изпо принимаем в размере 900 тыс. тенге на одного работающего:

$$\text{Изпо}=\text{ЧП}\cdot 900000=596,7 \text{ млн.тенге}. \quad (8.9)$$

Величина Изпд берется в размере 10-15% от значения Изпо:

$$\text{Изпд}=0,15\cdot\text{Изпо} \quad (8.10)$$

Тогда:

$$\text{Изп}=596,7+89,5=686,2 \text{ млн.тенге}.$$

Расчет амортизационных отчислений.

Для финансового возмещения физического и морального износа основных фондов их стоимость в виде амортизационных отчислений включается в расходы на изготовление продукта. Амортизационные отчисления предполагают собою валютное возмещение физиологического и нравственного износа оборудования и используются в осуществление капитального ремонта и получение новейшего оснащения, вместо истасканного (реновация). Амортизационные отчисления принимаются в процентах (%) с

величины итоговых важных инвестиций в станцию.

На любой вид оборудования определены собственные нормы амортизации в зависимости от времени работы и направления производственных фондов в производственном ходе.

В расчетах величина Куд берется для ТЭЦ 800 МВт -2000 \$/кВт, для ТЭЦ 200 МВт – 2300 \$/кВт определенной мощности. Для нашей ТЭЦ с установленной мощностью 510 МВт с учетом износа оборудования (30%) величина Куд берется- 1500 \$/кВт. Цена 1-го доллар США 380 тенге.

Капитальные инвестиции будут составлять:

Денежные средства необходимы для строительства и эксплуатации к генерации. Для строительства и использования станций так называемые капитальные вложения составляют основные производственные активы и необходимы для эксплуатации оборотных средств. Основные средства - это рабочие, которые неоднократно участвуют в производственном процессе,

сохраняя при этом свою естественную материальную форму, выполняя одни и те же функции в течение нескольких производственных циклов и передавая их стоимость на производство.

Постепенно появляются в виде амортизации.

В современной экономике наиболее часто используется термин «инвестиции». Инвестиции - это инвестиции в деньги и реальный капитал. Изменения в капитале и оборотных средствах для дублирования основных средств называются капитальными вложениями. Его инвестиционная концепция объясняет термин «капитальные вложения» более широко, без ограничений по месту и форме инвестиций.

Основными видами инвестиций являются:

- капитальные вложения в виде инвестиций в финансовые, материальные и технические ресурсы в области воспроизводства, строительства, расширения, технического преобразования и существующего производственного обслуживания основных средств;

- создать инвестицию в акции;

- финансовые ресурсы в виде акций, облигаций и других ценных бумаг, а также расходы на получение банковских депозитов, финансовых активов (документы, подтверждающие права их владельцев на часть имущества, а также прибыль компаний, ценных бумаг, акций, облигаций, выпускающих эти документы).

Можно видеть, что термины инвестиции, капитальные вложения и основные производственные активы имеют много общего и могут рассматриваться почти.

Синонимы, но они также имеют экономические различия. Большинство людей

Литература по экономике энергетики при определении стоимости энергетических продуктов чаще всего используется в термине «основные производственные активы», в то время как некоторые авторы настаивают на терминах «капитальные вложения» или «инвестиции».

По составу природного материала все основные производственные активы подразделяются на следующие группы в зависимости от цели производственного процесса и срока службы:

- здания, сооружения, мастерские, тоннели;

- передаточные устройства (нефте и газопроводы, линии электропередачи);

- машины и оборудование (тракторы, электрооборудование);

- Автотранспорт (автомобильный, железнодорожный, авиационный, речной);

- производственное и бытовое оборудование;

- Земельные ресурсы (в случае оценки), принадлежащие компании, и другие основные средства.

Эти составляющие основных производственных фондов характерны для энергетики.

Данные из аналогичных типов проектов строительства электростанций широко используются при проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом. На основании проектных оценок общая сумма капиталовложений в строительство электростанции делится на ее установленную мощность, и получается целевой показатель для конкретных капиталовложений. Даже для станций одного типа их стоимость может сильно различаться в зависимости от мощности, количества, типа топлива и экологических требований блока. Исходя из конкретных капиталовложений, весьма вероятно, что затраты на электроэнергию и отопление предлагаемой станции будут ориентированы на будущее и экономически сопоставимы с другими вариантами энергоснабжения в регионе.

Капитальные вложения в строительство новой ТЭЦ будут составлять:

$$K = K_{уд} \cdot N_y = 1500 \cdot (1 - 0,3) \cdot 380 \cdot 510 = 203490 \text{ млн.тенге.} \quad (8.11)$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 5-7 %. В расчетах норму амортизационных отчислений принимаем 6 % от величины K:

$$I_{ао} = 0,05 \cdot K = 0,05 \cdot 203490 = 10174,5 \text{ млн.тенге.} \quad (8.12)$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонта.

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

$$I_{тр} = 0,15 \cdot I_{ао} = 0,15 \cdot 13770 = 1526,17 \text{ млн.тенге.} \quad (8.13)$$

Расчет платы за выбросы.

Высококачественного горючего с целью ТЭС никак недостаточно, и большая часть станций принуждено функционировать в горючем невысокого свойства, присутствие сгорания подобного горючего в атмосферу совместно с дымом поступает огромное число вредоносных элементов, помимо этого, вредоносные элемента поступают в основу с золой. Продукты питания сгорания, оказываясь в атмосферу, стимулируют выпадение кислотных ливней и увеличивают оранжерейный результат, то что весьма негативно влияет в единой природоохранной ситуации.

Величина оплаты из-за выбросы вредоносных элементов, находится в зависимости с размера выбросов, какие, в собственную очередность, находятся в зависимости с типа сжигаемого горючего (антрацит, голубое топливо, нефтепродукт), его числа и метода улавливания вредоносных элементов (электрофильтры, эмульгаторы).

В нашем случае, эту составляющую целесообразнее всего определять методом аналогий по сравнению с действующими станциями. Установлено, что при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 200-250 тенге за тнт, следовательно:

$$I_{\text{выб}}=(200-250) \cdot V_{\text{н}}=250 \cdot 2313,2=578,3 \text{ млн. тенге.} \quad (8.14)$$

Обще станционные и цеховые расходы.

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт обще станционных средств, испытания, исследования, рационализация, охрана труда и техника безопасности), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда).

Затраты на обще станционные и цеховые расходы определяется по формуле:

$$I_{\text{общ}}=(0,2-0,25) \cdot (I_{\text{ао}}+I_{\text{зп}}+I_{\text{тр}}), \quad (8.15)$$

$$I_{\text{общ}}=0,2 \cdot (10174,5+823,4+1526,17)=2504,8 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет себестоимости отпуска энергии.

Тэц предполагает собою сочетанное изготовление, издающее ряд разновидностей продукта (электрическую энергию, теплоту разных характеристик, сила с целью индустриальных покупателей) в основе единого применения горючего. В взаимосвязи с данным следует установить первоначальная стоимость любого типа провианта. Появляется цель распределения расходов среди разновидностей продукта. Данное материальный, либо балансный способ, электроэнергетический способ, эксергетический способ и др. Более зачастую в практике используется материальный способ. В базу данного способа принято разделение расходов соразмерно числу горючего, израсходованного в любой тип энергии в базе термического равновесия. В этом труде вычисление выполняется согласно физиологическому способу.

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

$$K_{\text{р}}=V_{\text{э}}/V_{\text{т}}=919,758/1552,037=0,59 \quad (8.16)$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы, или в %) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница $(1 - K_{\text{р}})$ – показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии. Расчет проводить или в натуральном, или в условном топливе. Затем разносим затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии и заносим результаты в таблицу.

Таблица-8.1 Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, всего млн.тг.	Иэ,эл.энергия млн.тг.	Ит,тепло млн.тг.
Топливо , Ит	11103,4	7550,3	3553,1

Вода, Ив	3825	2601	1224
Фонд заработной платы, Изп	823,4	646,1	304,1
Амортизационные отчисления, Иао	10174,5	9363,6	4406,4
Ремонт, Ирем	1526,17	1404,5	661
Общестанционные,	3357,1	2282,8	1074,3
Плата за выбросы, Ивыб	370,1	251,7	118,4
Итого	35441,3	24100	11341,3

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{Э} = \frac{I_{т+Ив+Изп+Иао+Ирем+Иоб+Ивыб}}{Q_{от}}; \quad (8.17)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{Т} = \frac{I_{т+Ив+Изп+Иао+Ирем+Иоб+Ивыб}}{Q_{от}}; \quad (8.18)$$

Себестоимость отпуска электрической энергии:

$$S_{Э} = \frac{I_{т+Ив+Изп+Иао+Ирем+Иоб+Ивыб}}{Q_{от}} = \frac{24100 \cdot 10^6}{2320,5 \cdot 10^3} = 10,38 \text{ тенге/кВтч.}$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии:

$$S_{Т} = \frac{I_{т+Ив+Изп+Иао+Ирем+Иоб+Ивыб}}{Q_{от}} = \frac{11341,3 \cdot 10^6}{3004,01 \cdot 10^3} = 3775,38 \text{ тенге/Гкал.}$$

Вывод

В данном разделе дипломного проекта был произведен расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ.

Также были определены годовые эксплуатационные затраты

- А) определение затрат на топливо
- Б) расчет затрат на воду
- В) расчет затрат на заработную плату
- Г) расчет амортизационных отчислений
- Д) текущий ремонт
- Е) обще-станционные расходы
- Ж) плата за выбросы

Согласно этим расчетам были получены себестоимость тепловой и электрической энергии, отпускаемой ТЭЦ-2 $S_{Э} = 10,38$ тенге/кВт,

$S_{Т} = 3775,38$ тенге/Гкал. Несмотря на то, что расчеты были укрупненные, они довольно реально отражают реальные цифры стоимости продукции вырабатываемой на предприятии.

9. Расчет конденсатора турбин

9.1 Конденсаторы турбин

Один с ключевых методов совершения значительного теплового КПД паротурбинной конструкции считается снижение характеристик парочка из-за турбины. С снижением давления и температуры проработавшего в турбине парочка снижается число теплоты, представляемой прохладному роднику, то что, равно как установлено с термодинамики, присутствие постоянных параметрах нового парочка увеличивает мощь турбины (с учетом результата повышения тепло перепада) и экономность цикла в полном.

Для снижения потерь в холодном источнике (конденсаторе) и повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов представлена современная автоматическая система шариковой очистки трубок конденсатора 180-КЦС-1 турбоагрегата Т-180/210-130-1 ЛМЗ Гомельской ТЭЦ-2. Рассмотрены проблемы эксплуатации конденсаторов паровых турбин и методы их очистки от отложений. В зависимости от характера и состава отложений, качества охлаждающей воды на электростанциях применяются различные способы очистки конденсаторных трубок: термическая и вакуумная сушки, кислотные промывки, простреливание трубок из водяных и водовоздуш-ных пистолетов, промывка высоконапорной струей воды и др. Все используемые методы очистки являются периодическими средствами борьбы с отложениями и требуют останова или разгрузки турбины, обуславливают работу оборудования с постоянно загрязняемой между чистками поверхностью охлаждения конденсаторов, т. е. с пониженной экономичностью работы оборудования.

Установка системы шариковой очистки практически исключает недостатки химических и механических методов очистки, что приводит к увеличению срока службы конденсаторных трубок, а также улучшению качества основного конденсата и повышению надежности и экономичности работы оборудования паровых турбин. Разработаны алгоритмы обработки информации и управления системой шариковой очистки конденсатора, что позволило реализовать ее работу в автоматическом режиме.[1]

Установлено, то что присутствие пуске турбоустановки равно как самостоятельно турбина, таким образом и размер конденсатора переполнены атмосферой. С целью форсирования запуска в некоторых случаях применяется особый начальный атмосферный помпа (насос), что, равно как принцип, обладает значительную эффективность.

Формально к схеме конденсационной конструкции в некоторых случаях принадлежит и таким образом именуемый экономический насос, что гарантирует устранение атмосферы с камер присутствие пуске конденсатора в службу.

Все ключевые компоненты конденсационной конструкции электропаровой турбины, помимо легких насосов (эжекторов), как правило располагаются в помещении среди нулевой оценкой и оценкой механического

зал станции. Данное место именуется конденсационным. Редкий случай оформляют турбины ХТЗ с побочными конденсаторами. Лёгкие насосы, равно как принцип, располагаются в оценке турбины, возле ее.

9.2 Модернизация конденсатора ТЭЦ-2

Использование СШО (Система шариковой очистки)

Цель изучения - анализ итогов введения системы шариковой очистки (СШО) конденсатора турбоустановки ПТ-80/100-130/13 для увеличения производительности системы технологического водоснабжения электростанции.

Насосы подают воду в главные водоводы, от которых влажность по напорным трубопроводам поступает на главный и встроенный пучки конденсаторов. Ранее после конденсаторов по маслянистым магистральным трубопроводам влага посылается в градирни. Остывание циркуляционной воды происходит в градирнях.

Трудности эксплуатации конденсаторов турбин. Главной характерной особенностью внешней области, с которой соприкасается внутренняя сфера сплава конденсаторных трубок, является заполнение и в этом количестве и перенасыщенность её атмосферой, абсолютное устранение которого с обратной концепции невозможно. Затрагивая способа остывания конденсатора, необходимо отметить, в таком случае то что обратная теория остывания более опасна в взаимоотношении ржавчины сплава конденсаторных трубок, нежели прямочная, с-с-из-за увеличения степени температуры, охлаждающей влажность, а основное в взаимоотношении накипи и шлакообразования, содействующего протеканию таким методом именуемой примерно шлаковой ржавчины.[1]

При различных характерных коррозионных поступках, повреждающих конденсаторные трубки, они обладают все без исключения возможности различаться большой или минимальной ступенькой локализации побежка в плоскости сплава и в соответствии с длиной трубки.[1]

Почти наибольшая угроза с целью эксплуатации конденсаторов возникает наличие локализации коррозии, из-за чего же наиболее вредными являются эти условия, какие содействуют резким движением однородного разъедания плоскости трубки, подобным способом точно также как правило в данных отдельных участках интенсивность коррозии стремительными темпами возрастает.

Особый вид ликвидации конденсаторных трубок - «результативная ржавчина» - развитие язвин в входных местностях трубок приблизительно влияния струи вода, содержащего пузырьки атмосферы и перемещающегося с большой скоростью.

Многолетний навык эксплуатации конденсаторов и изучения коррозионных явлений внутренней плоскости трубок продемонстрировал, то что устойчивость сплава обуславливается, главным способом, защитными свойствами образующейся в внутренней плоскости оксидной пленки. Данная

оболочка формируется с оксидных сочетаний меди и цинка: хлоридов, карбонатов, гидроокисей и окисей данных металлов, а помимо этого основных солей.

Кроме этого, слой продуктов коррозии латуни нередко включает в себя помимо этого сторонние элементы - окиси железа, показывающие провиантом ржавления видеокамер и трубопроводов, блюдо кальция, гидроокись и основной блюдо магния и т. д. Наличие крупных предохранительных свойствах слоя развал сплава конденсаторной трубки способен быть практически прервано, в случае в случае если слой совсем не имеет повреждений согласно целой протяженности трубки.

Основным фактором борьбы с коррозией конденсаторных трубок можно считать обеспечение чистоты поверхности охлаждения, т. е. предотвращение «осадочной» коррозии, связанной с наличием рыхлых отложений или отдельных твердых инородных частиц. Организованный контур циркуляции шариков через трубки конденсатора в системе шариковой очистки как раз и оказывает благотворное влияние на коррозионную стойкость конденсаторных трубок.[1]

Максимальную опасность представляют собою местные коррозионные движения. Однако каждому местному ходу предшествует формирование центра концентрации ржавчины, как правило, под слоем шлама, накипи либо иных загрязнений. Резиновый шар, диаметр которого больше внутреннего диаметра трубки, постоянно проходя изнутри трубки, предотвращает формирование источника концентрации, удаляя осадок, слизь, не позволяя карбонату кальция лезть в остаток, не повреждая окисный пласт. В пластинке, покрывающей поверхность трубки, садятся твердые нерастворимые в воде частицы (остаток карбоната кальция либо машинные примеси - песок, антрацит и т. д.). Они мешают свободному доступу воздуха к плоскости сплава, из-за чего же формирование второстепенных нерастворимых продуктов ржавчины совершается за пределами физиологического контакта с поверхностью сплава. Шарик не дает опускаться в оксидной пленке твердым нерастворимым в воде частицам.

Следует отметить, что при отсутствии СШО на оборудовании применяется традиционный - химический - метод очистки трубок конденсатора с использованием ингибированной соляной кислоты и других реагентов.

Как показал опыт, данный способ очистки не дает полного растворения накипи, так как образующаяся при реакции карбоната кальция с соляной кислотой обильная пена препятствует равномерному контакту кислоты с накипью в верхних образующих трубок. Отложения, находящиеся на нижних образующих, растворяются интенсивно до тех пор, пока они остаются прикрепленными к поверхности металла. При попадании кислоты под слой отложений на отдельных участках трубок происходит отделение накипи от поверхности металла. Эти нерастворившиеся остатки, попадая в зону пены, не только прекращают дальнейшее растворение, но и зачастую, скапливаясь в трубке, закупоривают ее живое сечение. Оголенные же участки трубок, продолжая омываться кислотой, подвергаются интенсивной коррозии. После такой кислотной промывки требуется обязательная механическая доочистка трубок от нерастворившейся накипи, что является очень трудоемкой операцией, требующей длительного останова турбоагрегата. Кроме того, кислотные промывки относятся к периодическим мерам очистки, после которых происходят новые накипеобразование и загрязнение, что в условиях разрушения оксидного слоя кислотой приводит к еще более интенсивной коррозии металла трубок. [1]

Установка СШО позволит практически исключить недостатки химических и механических методов очистки, что увеличит срок службы конденсаторных трубок, а также улучшит качество основного конденсата турбины и повысит надежность работы турбинного оборудования.

Описание системы шариковой очистки. СШО конденсатора состоит из двух автономных технологических схем - предварительной очистки охлаждающей воды и циркуляции шариков [1].

Принципиальная схема СШО конденсатора 180-КЦС-1 турбоагрегата Т-180/210-130-1 ЛМЗ Гомельской ТЭЦ-2 представлена на рис. 2.

Схема предочистки состоит из следующего оборудования:

- фильтра предварительной очистки (ФП);
- грязевого фильтра (ГФ);
- грязевого бака (ГБ); Ал
- трубопровода сброса очищенной от загрязнений в ГФ охлаждающей воды в сливной циркуляционный водовод;
- трубопровода сброса загрязнений из ГФ в ГБ;
- технологической арматуры.
- Схема циркуляции шариков соответственно состоит из:
 - шарикоулавливающего устройства (ШУУ);
 - насоса шариковой очистки (НТТТО);
 - загрузочной камеры (ЗК);
 - калибрующего устройства (КУ);
 - бака для отработавших шариков (БОШ);
 - разгрузочного устройства (РУ);

- узла распределения (УР) шариков по основному и встроенному пучкам конденсатора;
- узлов ввода шариков в напорные трубопроводы основного и встроенного пучков перед конденсатором;
- трубопроводов транспортировки шариков из сливного циркуляционного водовода в напорные;
- технологической арматуры.[1]

9.3 Расчет коэффициента теплопередачи до модернизации

Значение c_B , можно принимать равным 4,19 кДж/кг⁰С.

Показатель теплопередачи k находится в зависимости от множества условий, главными из которых считаются: скорость перемещения вода в трубках. средняя температура охлаждающей воды, диаметр трубок, паровая работа конденсатора, количество ходов конденсатора, положение плотности вакуумной системы. положение охлаждающей плоскости как со стороны пара. так и с края воды и др. Его значения находятся в зависимости от компоновки пучка трубок и меняются согласно количеству пара от 1-ый слоев трубок к дальнейшим, т. е. для пучков трубок в разных участках конденсатора значимости k станут разными.[2]

Отношение D_k к F_k называют паровой нагрузкой конденсатора и обозначают:

$$d_k = \frac{D_k}{F_k} \quad (9.1)$$

Формула для определения коэффициента теплопередачи:

$$k = 146000 \cdot \alpha \left(\frac{1,1 \omega_B}{4 \sqrt{d_1}} \right)^x \left[1 - \frac{0,42 \sqrt{\alpha}}{1000} \cdot (35 - t_1^B)^2 \right] \Phi_d \Phi_z, \quad (9.2)$$

где $x = 0,12 \alpha (1 + 0,15 t_1^B)$;

$$k = 146000 * 0,6 \left(\frac{1,1 * 3,6}{4 \sqrt{0,023}} \right)^{0,43} (1 - 0,000325 \cdot (35 - 33,2)^2) \cdot 1 = 2274,2 \text{ Вт/м}^2\text{К},$$

α - коэффициент, учитывающий состояние поверхности охлаждения конденсатора (коэффициент чистоты конденсатора);

ω_B - скорость охлаждающей воды в трубках, м/с;

d_1 - внутренний диаметр трубки, мм;

Φ_d - коэффициент, учитывающий влияние паровой нагрузки конденсатора;

Φ_z - коэффициент, учитывающий число ходов воды в конденсаторе.

Формула (9.6) пригодна для конденсаторов с хорошей плотностью вакуумной системы, с латунными трубками для $t_1^B \leq 35^\circ\text{C}$ и $\omega_B = 1$ м/с. Значение α принимается: для грязной воды при возможном образовании минеральных или органических отложений 0,6.

Наибольшее применение находят трубки с диаметрами 0,025/0,023 м.

Коэффициент Φ_d принимается всегда $\Phi_d = 1$.

9.4 После внедрения системы шариковой очистки

При расчете эффективности внедрения системы шариковой очистки (СШО) от углубления вакуума в качестве исходных величин учитывается фактические теплотехнические параметры работы конденсатора в межотопительный сезон при расходе пара в конденсатор, равном 250 т/ч.

Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор $t_{об} = 33,2 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Нагрев охлаждающей воды в конденсаторе $\Delta t = 9,63 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Внедрение СШО позволит значительно уменьшить термическое сопротивление конденсаторной трубки и непосредственно увеличить коэффициент чистоты до $\alpha = 0,85$. [2]

После проведения системы шариковой очистки, выяснилось, что коэффициент, учитывающий состояние поверхности охлаждения конденсатора, т.е коэффициент чистоты конденсатора составил 0,85.

Формула для определения коэффициента теплопередачи:

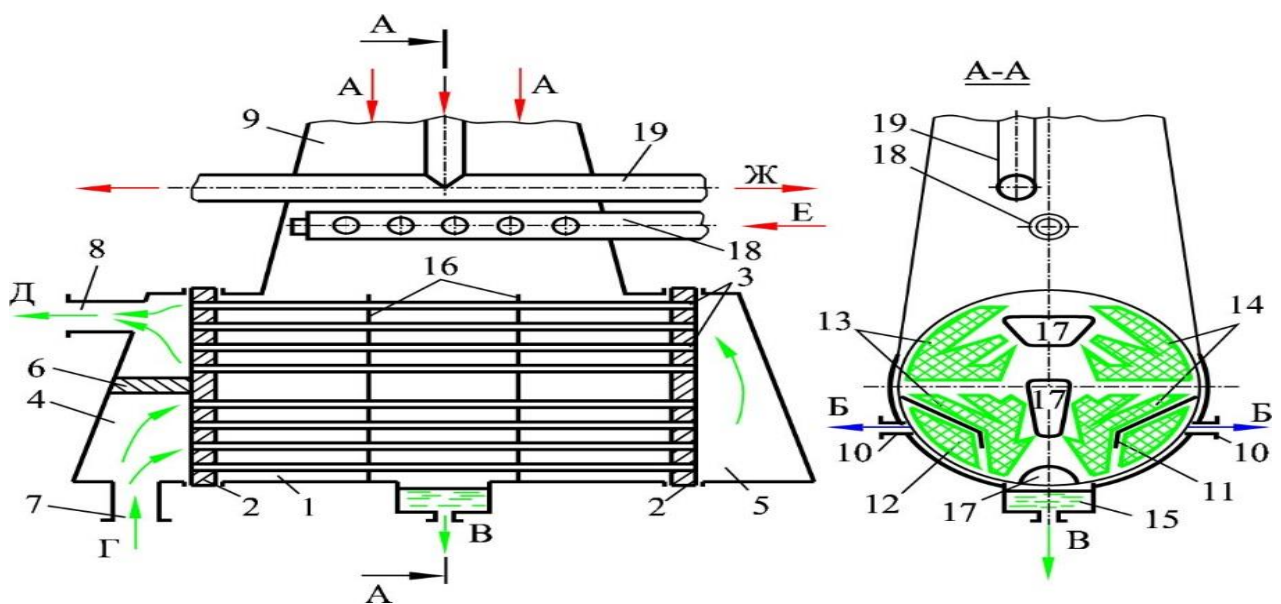
$$k = 146000 \alpha \left(\frac{1,1 \omega_{об}}{4 \sqrt{d_1}} \right)^x \left[1 - \frac{0,42 \sqrt{\alpha}}{1000} \cdot (35 - t_1^B)^2 \right] \Phi_d \Phi_z, \quad (9.3)$$

где $x = 0,12 \alpha (1 + 0,15 t_1^B)$;

$$k = 146000 * 0,85 \left(\frac{1,1 * 3,6}{4 \sqrt{0,023}} \right)^{0,43} (1 - 0,000325 \cdot (35 - 33,2)^2) \cdot 1 \cdot 1 = 2942,81 \text{ Вт/м}^2\text{К}.$$

В результате расчетов модернизации получили новое значение коэффициента теплопередачи, которое на 29,4 % больше, чем первоначальное. В результате чего изменится значение поверхности охлаждения конденсатора. Обратно пропорциональная зависимость.

Конструктивная схема поверхностного конденсатора приведена на рис 9.1



1— основной корпус, 2—доски, 3— трубки, 4— передняя водяная камера, 5—задняя водяная камера, 6— перегородка водяной камеры, 7— патрубок подвода циркуляционной воды, 8— патрубок выхода циркуляционной воды, 9— переходный патрубок (горловина) конденсатора, 10— патрубки отсоса паровоздушной смеси, 11— паровые щиты, 12— воздухоохладитель, 13, 14—потоки воды, 15—сборник конденсата, 16— промежуточные перегородки, 17— окна в промежуточных перегородках, 18— сбросное устройство предназначенные для пара, 19— трубы выхода пара из камер отбора ЦНД, А— вход пара в конденсатор, Б— отсос паровоздушной смеси, В— отвод конденсата, Г— вход охлаждающей воды, Д— выход охлаждающей воды, Е— сброс пара из котла (парогенератора), Ж— выход пара из отборов ЦНД.

Рисунок 9.1 Конструктивная схема поверхностного конденсатора.

Заключение

По итогам выполненной работы был произведен тепловой расчет Алматинской теплоэлектростанции, в котором рассчитали тепловые нагрузки по нескольким режимам. Также был произведен тепловой расчет и выбор основного оборудования. В экономической части дипломного проекта определили себестоимость отпуска тепловой и электрической энергии. Также были определены годовые эксплуатационные затраты.

В разделе специального вопроса рассмотрен вопрос использования и внедрения системы шариковой очистки на трубках конденсаторов турбин. В результате всех расчетов выяснилось, что система шариковой очистки значительно улучшает работоспособность конденсатора турбины за счет высокоэффективных способов очистки труб от различных инородных тел. По итогам расчетов было установлено, что коэффициент чистоты конденсатора повысился на 30%.

Установка концепции шариковой очистки даст возможность почти целиком устранить недочеты автоматических и химических способов очищения, что во много раз повысит период работы конденсаторных труб, а кроме того значительно усовершенствует свойство главного конденсата турбины и повысит безопасность работы турбинного оборудования.

1. В настоящий период СШО – наиболее известный и продуктивный метод борьбы с отложениями в трубах конденсатора паровых турбин. Установка очистки конденсаторных трубок специальными шариками из пористой резины, которое считается профилактическим экологически безвредным средством укрепления и сбережения в чистоте охлаждающей плоскости трубных систем конденсатора, позволит существенно уменьшить:

- гидравлическое противодействие системы обратного водоснабжения за счет недоступности засорения трубных систем и трубных досок конденсатора после установки фильтров заблаговременной очистки и работы очищающих резиновых шариков;
- давление пара в конденсаторе турбины при поддержании концепции шариковой очистки в чистоте охлаждающей плоскости конденсатора, что повергнет к существенной экономии горючего;
- ограничение максимальной электрической силы турбоагрегата из-за смещения в худшую сторону состояния вакуума в конденсаторе;
- расходы на ремонтное обслуживание конденсаторов турбин в период плановых остановок либо починке всего оборудования.

Список используемой литературы

- 1 Техническая документация АлЭС ТЭЦ-2, 2016.
- 2 Григорьев В.А., Зорин В.М. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник. М.2006.
- 3 СНиП РК 4.02-42-2016 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха".
- 4 Ривкин С.Л. «Термодинамические свойства воды и водяного пара. Справочник». – М.: Энергоатомиздат, 1984, 80с.
- 5 Д.П. Елизаров Тепло-энергетические установки электростанций. 2008г.
- 6 В.Я. Рыжкин Тепловые электрические станции, 2007 г.
- 7 Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года. Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724.
- 8 В.Я. Гиршфельд. А.М. Князев. В.Е. Куликов. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. 1980 г.
- 9 Годовой технический отчет ТЭЦ-2 за 2002, 2004, 2007 года.
- 10 Трудовой Кодекс РК №252 – III от 15 мая 2007г.
- 11 ГОСТ 12.1.005-16 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 12 Хакимжанов Т.Е. Безопасность жизнедеятельности. Расчет аспирационных систем. Методические указания к выполнению раздела в дипломных проектах (для студентов всех форм обучения всех специальностей) – Алматы: АИЭС, 2002.
- 13 Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. –М.: Учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.: с ил.
- 14 П.А. Долин, В.Т. Медведев, В.В. Корочков, А.Ф. Монахов. Электробезопасность теория и практика, 2012 – 187 с.
- 15 Парамонов С.Г к выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700- Теплоэнергетика, специализация "Тепловые электрические станции", "Промышленная теплоэнергетика".- Алматы: АУЭС, 2013.-17с.
- 16 Покровский Л.Л. Тарадай А.М. Русланов Г.В. Распределение топлива при производстве энергии на ТЭЦ, 2015.
- 17 Дюсебаев М.К., Кашкарова З.А., Жандаулетова Ф.Р. Охрана труда и основы безопасности жизнедеятельности. Конспект лекций. – Алматы: АИЭС, 2006. – 40с.
- 18 Мананбаева С.Е., Демеуова А.А. Нормативно-правовые аспекты в БЖД и ЗОС: Курс лекций. -Алматы: АУЭС, 2014. – 30 с.
- 19 <http://mini-driving-school.ru/atomna/besopass45.html> Технология производства электроэнергии на электростанциях. Основы расчета и эксплуатации конденсаторов турбоустановок.
- 20 Шляхин П.Н. Паровые и газовые турбины. М.-Л., издательство «Энергия», 2014, 251 с.[2]

21 <http://lib.rosenergосervis.ru/ekonomika-elektroenergetiki.html?start=24>.

22 <https://cyberleninka.ru/article/n/sozdanie-i-effektivnost-avtomaticheskoy-sistemy-sharikovoy-ochistki-kondensatora-180-ktss-1-turbiny-t-180-210-130-1-lmz-chast-1> [1]

23 Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию учебно-методических и учебных работ, Профессор кафедры ТКС АУЭС С.В. Коньшин

24 Н.Г. Борисова, В.Д. Огай, А.А. Кибарин Методические указания к выполнению дипломного проекта (работы) для студентов специальности 5В071700 – Теплоэнергетика (специализация – Тепловые электрические станции). - Алматы: АУЭС, 2011. - 34 с