

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Телевизионные энергетические установки

«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор ИТЭТТ

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г.  
(подпись)

\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Модернизация Актюбе ТЭЦ

Специальность 5В071700

Выполнил (а) Аймурзах А.А. ТЭЦ -15-3  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Ходанова Т.В. доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Парамонов С.Т. профессор  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « 15 » Май 2019 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Машанбаева С.Е. доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г.  
(подпись)

Нормоконтролер: Байбекова В.О. ст. мек.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
\_\_\_\_\_ « 5 » 06 2019 г.  
(подпись)

Рецензент:

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

Алматы 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт УЭИиЭ  
Специальность 5B071700 - Теплоэнергетика  
Кафедра "Тепловые энергетические установки"

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Аймурзае Амирлан Аскамулы  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Модернизация Актюбе ТЭЦ

утверждена приказом ректора № 33 от «01» марта 2019 г.

Срок сдачи законченной работы «   »     20    г.

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

1. Давление пара в отборе
2. Установленная мощность ТЭЦ 106 МВт;
3. Температура первичного пара 490 К/°C
4. Давление первичного пара 90 кг/см<sup>2</sup>
5. Номинальная паропроизводительность котлов
6. Средняя тепловая нагрузка 484 Гкал

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

1. Введение
2. Описание технологического процесса производства электроэнергии и тепла на АО "Актюбе ТЭЦ"
3. Описание принципа работы и тепловой схемы ТЭЦ
4. Безопасность жизнедеятельности
5. Экономика
6. Система автоматической защиты ТТ-29/35-3,0/1,0


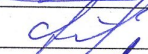

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Поперечный разрез турбины ТТ-29/35-3,0/1,0
2. Генеральный план ПИЭЦ
3. Компоновка турбины
4. Термовая схема ПИЭЦ

Рекомендуемая основная литература

1. Кищенко А.В., Зорин В.М. Тепловые и электрические станции. М.: МЭИ, 2003.
2. Пошевцов Ю.П., Лавочкин В.М. Тепловые электростанции ПИЭС. Учебное пособие для вузов - М.: МЭИ, 2005-2.
3. Тукмачев В.А. Режимы работы и эксплуатация ПИЭС и АЭС. М.: МЭИ, 1980.
4. Леонтьев А.М., Кочан А.Д. Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование - Минск: 2001г.
5. Гирфанов В.И., Шафранов А.М. Паровые турбины малой мощности. М.: Энергоатомиздат, 1987.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	ггг. Манабаева С.Е.	18.05.19	
Экономика	гггг. Парамонов С.Т.	18.05.19	
Нормоконтроль	Вайденкова В.О. см.нр.	5.06.19	
Рецензия			

**Г Р А Ф И К**  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов по условиям и конструктивным особенностям Актобе ТЭЦ	4.02 - 20.02.19г.	
2.	Техническое описание и характеристика турбины ТТ-29/35-3,0/1,0	20.02 - 5.03.19г.	
3.	Сравнение технико-экономических характеристик турбины	5.03 - 10.03.19г.	
4.	Расчет тепловой схемы: определение баланса пара, мощностей, расходов пара.	10.03 - 25.03.19г.	
5.	Описание сетевого регулирования анализ технико-экономических характеристик турбины ТТ-29/35-3,0/1,0	25.03 - 10.04.19г.	
6.	Составление теплового баланса	10.04 - 15.04.19г.	
7.	Расчет экономическая часть	18.04 - 10.05.19г.	
8.	Расчет безопасности и надежности	3.05 - 15.05.19г.	
9.	Анализ и расчет системы защиты турбины ТТ-29/35-3,0/1,0	30.05 - 10.05.19	

Дата выдачи задания « 14 » января 2019 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

## Аңдатпа

Дипломдық жоба өнеркәсіп пен Ақтөбе қаласының халқын энергиямен жабдықтау жүйесін жаңғырту бойынша техникалық шешімдерді әзірледі. Бұл тапсырманы орындау үшін магистральді желінің қуатын арттыру және электр желісіндегі жүктемені азайту үшін Р-14-29/10 турбинасын ауыстыру және ПТ-29/35-3.0/1.0 типті бу турбинасын орнату ұсынылды.

Өмірлік қауіпсіздікті қамтамасыз ету бөлімінде персонал жұмысының талдауы ұсынылып, турбина цехында шуды азайту шаралары ұсынылған.

Жобаның экономикалық бөлігінде станцияның негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштерін есептеу ұсынылады, ол ұсынылған шаралардың орындалуына байланысты.

Арнайы секцияда ПТ-29/ 35-3.0/1.0 турбинасының автоматты қорғау жүйесі туралы мәселе қаралады. Турбоагрегатты автоматты қорғауды есептеу және талдау.

## Аннотация

В дипломном проекте разработаны технические решения по модернизации системы энергоснабжения промышленности и населения города Актобе. Для реализации данной задачи предложена замена турбины Р-14-29/10 и установки паровой турбины типа ПТ-29/35-3,0/1,0 для повышения мощности централи и уменьшения нагрузок в электрической сети.

В разделе безопасность жизнедеятельности приведен анализ труда персонала и предложены меры по снижению шума в турбинном цехе.

В экономической части проекта приведен расчет основных технико-экономических показателей станции при условии реализации предложенных мероприятий.

В разделе спецчасти рассмотрен вопрос системы автоматической защиты турбины ПТ-29/35-3,0/1,0. Проведен расчет и анализ системы автоматической защиты турбоагрегата.

## Summary

The diploma project has developed technical solutions for the modernization of the energy supply system for the industry and the population of the city of Aktobe. To accomplish this task, the replacement of the R-14-29/10 turbine and the installation of a steam turbine of the PT-29/35-3.0/1.0 type to increase the power of the main line and reduce the loads in the electrical network have been proposed.

In the section on life safety, an analysis of the personnel's work is presented and measures to reduce noise in the turbine shop are proposed.

					ДП-5В071700-ДО-ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Аймухан А.			Содержание	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ходанова Т.В.						
Реценз.								
Н. Контр.		Байбекова В.О.						
Утверд.		Кибарин А.А.						
						АУЭС, каф.ТЭУ		

The economic part of the project provides a calculation of the main technical and economic indicators of the station, subject to the implementation of the proposed measures.

In the special section, the issue of the automatic protection system of the PT-29/35-3.0/1.0 turbine is considered. The calculation and analysis of the automatic protection of the turbine unit.

ДП-5В071700-ДО-ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Аймухан А.			Содержание	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ходанова Т.В.						
Реценз.						АУЭС, каф.ТЭУ		
Н. Контр.		Байбекова В.О.						
Утверд.		Кибарин А.А.						

## Содержание

Введение.....	8
1 Описание технологического процесса производства электроэнергии и тепла на АО «Актобе ТЭЦ».....	12
1.1 Котельный цех .....	14
1.2 Турбинный цех .....	16
2 Краткая характеристика отдельно расположенных подразделений филиала АО «Актобе ТЭЦ» , участвующих в технологическом процессе.....	19
2.1 Водогрейная котельная .....	19
2.2 Насосная горячего водоснабжения.....	20
2.3 Цех химической подготовки воды .....	20
2.4 Мазутное хозяйство .....	23
2.5 Газовое хозяйство .....	27
3 Технологическая схема станции и структур мощностей.....	29
3.1 Тепловая схема ТЭЦ. Схема выдачи тепла.....	29
3.2 Главная электрическая схема.....	30
4 Тепловая часть.....	32
4.1 Описание принципа работы и тепловой схемы ТЭЦ.....	32
4.1.1 Существующая тепловая схема работы турбоагрегата, ст.№3.....	33
4.1.2 Анализ работы турбоагрегата ст.№3 и уточнение задания на модернизацию.....	36
4.2 Описание турбины ПТ-29/35-3,0/1,0 и анализ тепловой схемы.....	37
4.2.1 Анализ тепловой схемы перед выполнением расчетов.....	41
4.3 Расчет тепловой схемы после модернизации.....	42
5 Безопасность жизнедеятельности .....	53
5.1 Анализ условий труда сотрудников АО «Актобе ТЭЦ».....	53
5.2 Исходные данные и акустический расчет производственного шума...	55
5.2.1 Пример расчета частоты 63 Гц для турбин.....	58
5.2.2 Расчет мероприятий для снижения шума в турбинном цехе.....	59
6 Экономический раздел.....	60
6.1 Данные об Актюбинской ТЭЦ .....	64
6.2 Исходные данные расчет себестоимости Актобе ТЭЦ до модернизации.....	65
6.2.1 Определение годового отпуска энергии до модернизации.....	65

					<b>ДП-5В071700-ДО-ПЗ</b>					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<b>Содержание</b>					
Разраб.		Аймухан А.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ходанова Т.В.						6	88	
Реценз.								АУЭС, каф.ТЭУ		
Н. Контр.		Байбекова В.О.								
Утверд.		Кибарин А.А.								

6.2.2	Определение затрат на топливо до модернизации.....	66
6.2.3	Расчет затрат на воду до модернизации.....	66
6.2.4	Расчет затрат на заработную плату до модернизации.....	67
6.2.5	Расчет амортизационных отчислений до модернизации.....	68
6.2.6	Расчет затрат на проведение текущего ремонта до модернизации.....	69
6.2.7	Расчет платы за выбросы до модернизации.....	70
6.2.8	Расчет общестанционных и цеховых расходов до модернизации.....	71
6.2.9	Расчет себестоимости отпуска энергии до модернизации.....	72
6.3	Расчет себестоимости после реконструкции.....	73
7	Система автоматической защиты турбины ПТ-29/35-3,0/1,0.....	77
7.1	Состав системы автоматической защиты.....	77
7.2	Работа системы защиты.....	78
7.3	Расчет регулятора скорости.....	83
	Заключение.....	86
	Список литературы.....	87

					ДП-5В071700-ДО-ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Содержание					
Разраб.		Аймухан А.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ходанова Т.В.							7	88
Реценз.								АУЭС, каф.ТЭУ		
Н. Контр.		Байбекова В.О.								
Утверд.		Кибарин А.А.								



## Введение

В 1941 году началась строительство Актюбинской ТЭЦ. В проекте станция должна была работать на бурых углях Берчогурского месторождения и обеспечить электрической и тепловой энергией Актюбинский Завод Ферросплавов. Оборудование поступало демонтированное с ТЭЦ Харьковского тракторного завода, Киевской ГРЭС-2, Ленинградской электростанции. 18 января 1942 года станция дала промышленный ток, а 20 января была получена первая продукция актюбинских ферросплавов. Ко Дню Победы мощность ТЭЦ составляла 50 МВт.

В декабре 1960 года, когда ТЭЦ, на правах цеха, была передана с баланса АЗФ на баланс вновь созданного Энергоуправления Актюбинского Совнархоза, в составе которого в последующем проработала до сентября 1963 года, с последующим переходом в состав Министерства Энергетики Казахской ССР. К тому времени в эксплуатации находилось 7 паровых котлов и 4 турбогенератора, установленной мощностью 100 МВт.

С 1962 по 1966 год на станции были введены в эксплуатацию: четыре паровых котла и две турбины с рабочим давлением 90 ата и электрической мощностью в 50 МВт.

В 1967 году практически полностью выработало свой ресурс оборудование, паропроводы, смонтированные и установленные при пуске ТЭЦ и в пятидесятые годы. Началось снижение надежности работы оборудования среднего давления, так как котлы и турбины были выпуска 1936-1937 годов. Работа самостоятельно котлов высокого давления при существующей высокой жесткости исходной воды поступающей на ТЭЦ невозможна.

Без обновления энергетического оборудования ТЭЦ проработала до 1987 года, когда, отработавшую свой ресурс турбину ст.№6, заменили на новую.

В 1991 – 1992 годах были заменены турбоагрегаты ст.№1 и 2 на новые, а в 1994 году был обновлен турбоагрегат ст.№5 и демонтирован турбоагрегат ст.№4. Все это привело к снижению установленной мощности ТЭЦ до 73 МВт.

С 1980 по 1995 годы на ТЭЦ были введены в эксплуатацию шесть водогрейных котлов (ПТВМ-100 и пять КВГМ-100), химводоочистка и аккумуляторные баки, расширено мазутное хозяйство, значительное развитие получили тепловые сети.

По состоянию на 01.01.12 года Актюбинская область, не имеет электрической связи с единой энергосистемой Казахстана на востоке и юге, а с Атырауской и Западно-Казахстанской областями имеет энергетически связи по линиям напряжением 35кВ, которые не могут обеспечить перетоки более 10МВт. На территории области расположены три электростанции общей установленной мощностью 293,1 МВт, в том числе «Актобе ТЭЦ» - 106 МВт, электростанция «Актурбо» ТНК «Казхром» - 135,1 МВт, и

газотурбинная электрическая станция Жанажольская - 56МВт. Дефицит региона обеспечивается поставкой электроэнергии из Оренбургской области по двум линиям 220кВ из Орска и одной линии 220кВ в габаритах 500кВ из Новотроицка. Кроме этого, в области имеется в наличии 200 автономных дизельных установок суммарной мощностью 12МВт. в перспективе 2015 года дефицит электроэнергии в области, с учетом подъема экономики и вводом новых промышленных объектов в рамках реализации стратегии индустриально инновационного развития РК. может возрасти до 350 МВт и выше. Это обусловлено:

- Увеличить производственные мощности завода "феролегура" и Донского горно-обоготительного Рудного завода на 40 МВт;
- Строительство завода по переработке медной руды-20 МВт, расширение завода по переработке медной руды-30 МВт;
- Строительство завода по переработке никеля для ТВ руд-15 МВт, пиротехническое производство производства никеля-25 МВт;
- Конструкция стеклянной структуры 25 MW;
- Строительство завод по переработке золота кварцит-6 МВт, золотые производственного цикла-6 МВт;
- Строительство завода нержавеющей стали-120 МВт;- электрификация участка железной дороги Алтынсарина (Костанайской обл.) – Хромтау (Актюбинская обл.) с переводом тепловозной тяги на электрическую.

Для обеспечения энергетической независимости региона, сокращения импорта и снижения издержек для потребителей существует несколько решений:

- Реконструкция и расширение существующих источников энергии ;
  - Создание новых эффективных производственных мощностей;
  - Восстановление и развитие существующей энергетической инфраструктуры;
  - Внедрение экономических технологий и оборудования в промышленность и дома;
  - Использование транзитного потока из других регионов Республики Казахстан;
  - Независимые от сети газовые турбины, газовая и дизельная конверсия и использование альтернативных источников ветровой и солнечной энергии;-
- С 2002 года специалисты Актобе ТЭЦ начали разрабатывать варианты реконструкции модернизации существующего оборудования. Первым пилотным проектом в 2002 году стала новая технология получения особо чистой воды на мембранной установке обратного осмоса, что позволило снизить себестоимость подготовки питательной воды более чем в 2 раза против технологии химочищенной воды. Вторым проектом стала модернизация турбоагрегата ст.№4 с установкой конденсационной турбины мощностью 29 - 35 МВт с автоматической системой управления пятого поколения. Ввод турбоагрегата ст.№4 позволил снизить разрыв между зимним и летним периодами на 19 МВт.

- Предлагаемый к инвестированию проект замены т.а. ст. №3 на более мощный позволит сократить разрыв между вырабатываемой мощностью летом и зимой еще на 11 МВт. Проектом будет предусмотрено; демонтировать физически и морально устаревший турбоагрегат ст. №3, произвести реконструкцию существующего фундамента, на переходную раму смонтировать новый турбоагрегат, заменить существующую схему выдачи мощности, оснастить проектируемый турбоагрегат новой системой автоматического управления, что позволит увеличить установленную мощность ТЭЦ на 11 МВт в целом по году, тем самым снизить на эту мощность переток из России.

Для повышения надежности энергоснабжения промышленности и населения города Актюбинска требуется дополнительное повышение тепловой и электрической энергии ТЭЦ.

В рамках реализации данных задач предлагается проведение модернизация Актюбинской ТЭЦ путем демонтажирования турбины Р-14-29/10 и установки паровой турбины типа ПТ-29/35-3,0/1,0. Дополнительной установки котлов не требуется (паропроизводительности котлов с давлением острого пара  $P = 3$  МПа будет достаточно). При этом турбина типа Р-22-90/35 будет выдавать пар в паровую магистраль 3 МПа.

Из производственных отборов турбин ПТ-29/35-3,0/1,0 и противодавления турбин

Р-6-35/10, пар подается в паровую магистраль 1 МПа и с магистрали на производство. Пар из производственного отбора турбины ПТ-25-90/13 подается в паровую магистраль 1,3 МПа. Из теплофикационных отборов турбин типа

ПТ-29/35-3,0/1,0 и ПТ-25-90/13 пар подается на сетевые подогреватели.

На Актюбинской ТЭЦ установлено четыре котла типа БКЗ-160-100ГМ, работающих на коллекторе 9 МПа, которые питают две турбины типа Р-22-90/35 и ПТ-25-90/10, так же имеются котел НЗЛ-85, два котла типа Рилей-стокер и два котла типа ТП-150, которые работают на коллекторе 3,5 МПа, питающие две турбины типа Р-6-35/10, турбину Р-14-29/10 и турбину ПТ-30/40-3,0/1,0. На дополнительную подпитку в коллектор 3,5 МПа через РОУ поступает пар из коллектора 9 МПа, а так же направляется отработавший пар из турбины Р-22-90/35. На коллекторе 3,5 МПа система регенерации состоит из трех подогревателей низкого давления (ПНД), трех подогревателей высокого давления (ПВД) и деаэратора. На коллекторе 9 МПа система регенерации состоит из трех подогревателей низкого давления (ПНД), четырех подогревателей высокого давления (ПВД) и деаэратора.

Пар из турбины типа ПТ-25-90/10 и от котлов БКЗ-160-100 с помощью понижения давления РОУ подается на производственный коллектор 13 ата. От турбин типа Р-6-35/10, ПТ-29-35, ПТ-34/40-3,0/4,0 пар подается на производственный коллектор 10 ата.

На ТЭЦ имеется система РОУ-140/13, предназначенная для резервирования коллектора 13 ата на случай остановки одной из турбин, одна

на 250 т/ч и два по 150 т/ч. В турбины ПТ и Р включены конденсаторы. Конденсат из конденсатора через группу ПНД идет в деаэратор, из деаэрата через группу ПВД идет в котёл и цикл закрывается. Из отборов турбин ПТ-29-35-3/1, ПТ-30/40-3,0/1,0 и ПТ-25-90/10 парт идет в сетевые подогреватели.

## **1 Описание технологического процесса производства электроэнергии и тепла на АО «Актобе ТЭЦ»**

Основное топливо, на котором работает станция – газообразное (товарный газ) резервное топливо – мазут. С 2000 года и по настоящее время на АО «Актобе ТЭЦ» мазут не сжигался. Газ подаётся на газораспределительный пункт (ГРП) №1 и ГРП №2. На ГРП №1 газ подводится давлением 6 кгс/см<sup>2</sup>, а на ГРП №2- 12 кгс/см<sup>2</sup>. Давление после газораспределительного пункта поддерживается регулятором давления и составляет -0,5 кгс/см<sup>2</sup>. С таким давлением газ подаётся в котельный цех.

Газ воспламеняется в камере сгорания в виде факела, вызывая интенсивный нагрев воды, которая движется в фильтрующую трубу, которая покрывает внутренние стенки камеры сгорания. Газовые продукты (дымовые газы), выходя из камеры сгорания, затем промывают поверхность нагрева котла: парогенератор, экономист, нагреватель воздуха.

Охлажденные выходные газы всасываются в дымоходе (на станции, дымоход 4, 80, 100, 120 и 150 метров). В камере сгорания-это вентиляторы, обогреватели воздуха.

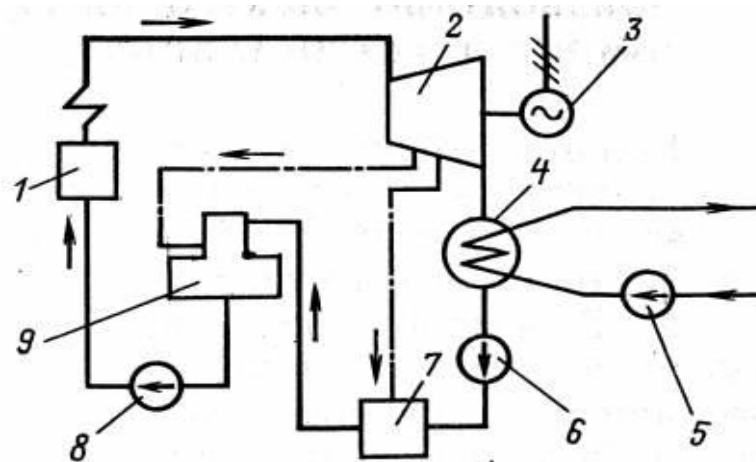
Пар высокого давления и высокотемпературный пар возвращаются к турбине через паровую трубку. Вращается пара турбины ротора турбины, которые связаны с Ротором генератора. Пары были выгружены в турбину, охлажденную конденсационной водой через градирни трубопровода с обычными циркуляторами. Концентрированный пар с конденсационными насосами перекачивается деаэрацией. Была химически чистая вода, которая компенсировала потерю конденсата. С помощью деаэрации вода нагревается до температуры кипения и устраняется агрессивными газами- O<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub>. После деаэрации вода подается в ПВД (нагрев высокого давления), где она нагревается до 150 С для котлов среднего давления и 215 0С для котлов высокого давления.

Смесь конденсаторных турбин и химически обработанной воды вводится в питательные вещества для насосов, которые перекачивают экономический котел через регенеративные нагреватели высокого давления. Отработавший пар из турбины частично используется в регенеративных подогревателях (нерегулируемые отборы пара) и в подогревателях сетевой воды для отпуска тепловой энергии с горячей водой на цели отопления. Часть отработанного пара – для производственных целей (регулируемые отборы пара).

Электрическая энергия генератора отводится через повысительные электрические трансформаторы линиями электропередач высокого напряжения.

Параметры отпускаемой энергии:

- электроэнергия - напряжением 0,4; 10,5; 35; 110; 220 кВ;
- тепловая энергия – пар, давлением 13 гкс\см<sup>2</sup>;
- горячая вода по температурному графику – 110 – 70 град.



1 - котел; 2 - турбина; 3 - генератор; 4 - конденсатор; 5 - циркуляционный насос; 6 - конденсатный насос; 7 - подогреватель; 8 - питательный насос; 9 –деаэратор.

Рисунок 1 - Упрощенная тепловая схема электростанции

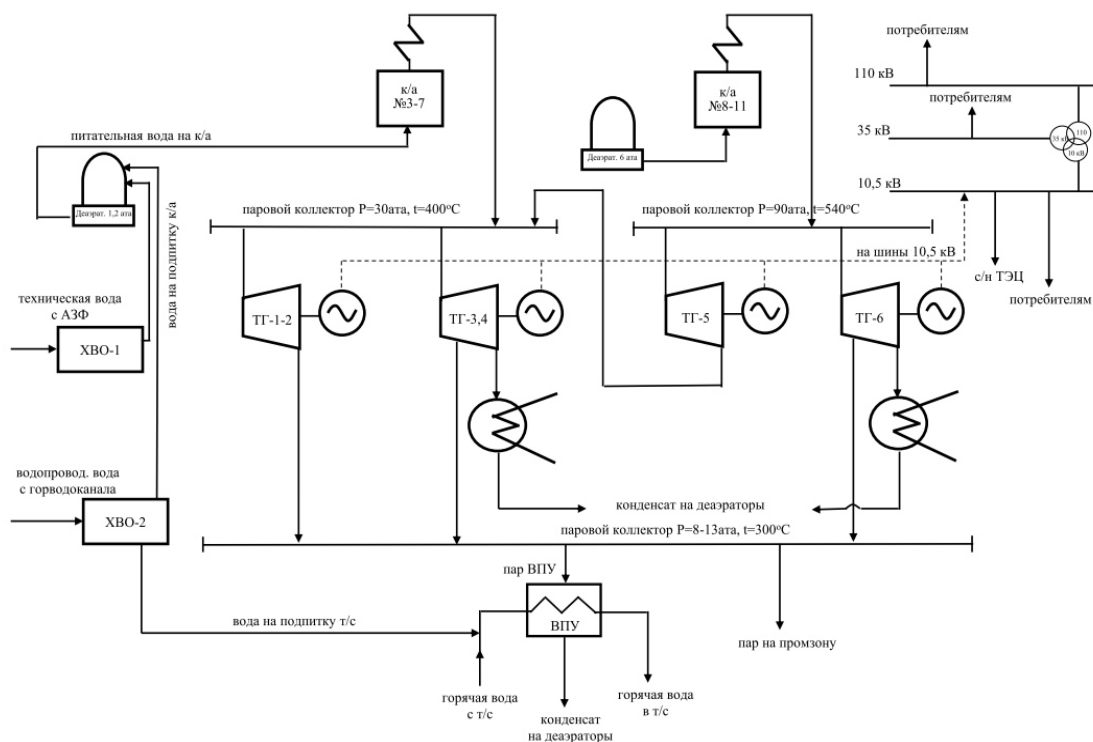


Рисунок 2 - Схема тепло- и электроснабжения потребителей

В состав ТЭЦ входят следующие структурные подразделения основного производства.

### 1.1 Котельный цех

В настоящее время цех располагает 9-ю котлами, номинальной паропроизводительностью 1245 т/ч.

Основные характеристики котлов представлены в таблице №1.

Таблица 1- Энергетические котлы

Ст. №	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Завод изготовитель	Номинальная производительность	Номинал. давление пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура перегретого пара, °С
3	НЗЛ-80	1944	НЗЛ	85	35	420
4	Р-Стокер-110	1945	США	110	35	420
5	Р-Стокер-110	1952	США	110	35	420
6	ТП-150	1955	ТКЗ	150	35	420
7	ТП-150	1958	ТКЗ	150	35	420
8	БКЗ-160-100	1963	БКЗ	160	100	540
9	БКЗ-160-100	1964	БКЗ	160	100	540
10	БКЗ-160-100	1964	БКЗ	160	100	540
11	БКЗ-160-100	1965	БКЗ	160	100	540

К вспомогательному оборудованию котельного цеха относятся:

- дымососы;
- дутьевые вентиляторы;
- и другое оборудование: фосфатные и багерные насосы.

Таблица 2 - Характеристика вентиляторов дутья

№ Вентилятора	Производительность, м <sup>3</sup> /час	Напор, мм.в.ст., (Ф)	Мощность двигателя, Квт	Число оборотов, об/мин
3 «А», «Б»	85000	300 (1630)	280/ 90	980
4 «А», «Б»	47500	200 (1620)	125/125	730
5 «А», «Б»	47500	200 (1700)	160/160	735

*Продолжение таблицы 2*

7 «А», «Б»	70000	300	125/125	980
8 «А», «Б»	85000	276 (2100)	200/200	585
9 «А», «Б»	85000	276 (2100)	200/200	585
10 «А», «Б»	85600	336 (2100)	200/250	735

Тип вентилятора 0,68-161° (котлоагрегаты 2-7), тип ВД-18 к/а 8-9, модель КЭН 0,55-40° к/а 10-11.

Таблица 3 - Характеристика дымососов

№ Дымососа	Производительность, м <sup>3</sup> /час	Напор, мм.в.ст., (Ф)	Мощность двигателя, квт	Число оборотов, об/мин
3 «А», «Б»	180000	280 (2070)	430/310 625/250	585/735
4 «А», «Б»	220000	256 (2120)	400/380	735
5 «А», «Б»	220000	256 (2120)	320/310 320/380	735
6 «А», «Б»	170000	310 (2200)	625/625 625/400	735
7 «А», «Б»	300000	400 (2200)	430/370	585
8 «А», «Б»	137000	246 (1570)	200/200	735
9 «А», «Б»	137000	246 (1570)	175/175	740
10 «А», «Б»	137000	246 (1570)	175/175 175/370	740
11 «А», «Б»	137000	246 (1570)	200/200 200/260	735

## 1.2 Турбинный цех

После большой и мгновенной реконструкции турбокомпрессоры и турбокомпрессоры (конденсаторы, конденсаторные насосы, подогреватели высокого давления, подогреватели атмосферного воздуха, питательные насосы, котлы, сетевые подогреватели, насосные насосы) находятся в удовлетворительном состоянии.

Характеристики основного оборудования турбинного цеха представлены в таблице №4.



Таблица 4 - Основное оборудование турбинного цеха

Ст.№	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию.	Номинальная Мощность, МВт	Максим. расход пара, т\ч	Давление свежего пара, кгс\см <sup>2</sup>	Темпер. свеж. пара, °С
1	P-6-30\10м	1991	6	120	29	400
2	P-6-30\10м	1992	6	120	29	400
3	P-14-29\10	1952	14	350	29	400
4	ПТ-30/40-3,0/1,0	2016	30	270	30	410
5	P-22-90\31	1994	22	380	90	535
6	ПТ-25-90\10	1987	25	180	90	535

Турбоагрегаты ст.№1, 2 типа P-12-35\5м, номинальной мощности 12 МВт на параметры 35 ата и 435<sup>0</sup>С, временно перемаркированы в связи с отсутствием на станции пара требуемых параметров.

Вспомогательное оборудование турбинного цеха:

- конденсаторы,
- конденсатные насосы,
- подогреватели высокого давления,
- деаэраторы атмосферные,
- питательные насосы,
- сетевые подогреватели,
- конденсатные насосы бойлеров,
- редуccionные установки,
- перекачивающие насосы.

Таблица 5 – Список оборудования турбинного цеха

№	Обозначение, завод изготовитель	Тип	Кол.	Прим.
<b>Подогреватели высокого давления</b>				
1	Подогреватель ВД, ПВД-1	ПВ-180-180-20	1	F=180 м <sup>2</sup>
2	Подогреватель ВД, ПВД-2	ПВ-180-180-20	1	F=180 м <sup>2</sup>
3	Подогреватель ВД, ПВД-3	ПВ-180-180-20	1	F=180 м <sup>2</sup>
4	Подогреватель ВД, ПВД-5а	ПВ-250-180-33-1	1	F=250 м <sup>2</sup>
5	Подогреватель ВД, ПВД-5б	ПВ-350-230-36-2	1	F=350 м <sup>2</sup>

Продолжение таблицы 5

6	Подогреватель ВД, ПВД-6а	ПВ-70-159-Б-096/2Т4	1	F=70 м <sup>2</sup>
7	Подогреватель ВД, ПВД-6б	ПВ-70-159-Б-096/1Т4	1	F=70 м <sup>2</sup>
<b>Питательные электронасосы</b>				
8	Питательный насос ПЭН №1,3,4,4а,5,6,7	ПЭ-150-53	7	Q=150 т/ч P=53 кг/см <sup>2</sup>
9	ПЭН №2	ПЭ-100-53	1	Q=110 т/ч P=53 кг/см <sup>2</sup>
10	Питательный насос ПЭН № 8-11	ПЭ-270-150	4	Q=270 т/ч P=150 кг/см <sup>2</sup>
<b>Редукционно-охладительные установки</b>				
11	№1,2,4,5,6,7	РОУ 31,5/8-13 ата	6	Q=60 т/ч
12	№3	РОУ 31,5/8-13 ата	1	Q=120 т/ч
13	№1,2	РОУ 31,5/1,2 ата	2	Q=60 т/ч
14	№1,2	БРОУ 100/31,5 ата	2	Q=230 т/ч P=90/30 ата

Таблица 6 - Характеристика сетевых подогревательных установок (ВПУ) ст. №1 и №2

№ № ВПУ	Кол-во и тип оборудования	Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	Избыточное давление, кгс/см <sup>2</sup>		Температ., С°		Расх. воды, т/ч	Гидравл. сопротивл. трубной системы, м.вод.ст.	Кол-во труб в трубном пучке
			в труб. систем	в корп	на вход	на выход			
№1	3хПСВ-315-14-23	315	23	14	70	150	1130	4,8	1200
	1хПСВ-500-14-23	500	23	14	70	150	1800	6	1926
№2	4хПСВ-500-14-23	500	23	14	70	150	1800	6	1926

Диаметр трубок 19х1

Максимальная температура пара -400<sup>0</sup>С для всех типов подогревателей.

Таблица 7 – Характеристика ВПУ

ВПУ-1	Отглушенные трубки			ВПУ-2	Отглушено трубок		
	Всего	Вход	Выход		всего	вход	выход
ПБ N1	-	-	-	ПБ N1	287	228	59
ПБ N2	-	-	-	ПБ N2	17	15	2
ПБ N3	68	57	11	ПБ N3	204	163	42
ПБ N4	32	29	3	ПБ N4	30	28	2
резерв	новый	0	0	Резерв	394	272	122

В цехе имеется два резервных трубных пучка, один на ПСВ-315-14-23 и один на ПСВ-500-14-23.

## 2 Краткая характеристика отдельно расположенных подразделений филиала АО «Актобе ТЭЦ», участвующих в технологическом процессе.

### 2.1 Водогрейная котельная

Котел предназначен для отопления сетей водоснабжения, который используется для нужд городской системы отопления. Вода нагревается в пяти горячих котлах для получения тепла, вызванного сжиганием природного газа или мазута. Оба вида топлива могут использоваться одновременно.

Циркуляция воды в котельной сети обеспечивается группой (6 насосов) тип насосы ТСН-1000-150 сети установлен сразу в конструкцию подогревателя воды.

Для подачи воздуха и исключения образования продукта сгорания (первый вентилятор и первый вентилятор для каждого водонагревателя). Выбросы продуктов сгорания в атмосферу происходят с выбросом 150-метрового железобетона.

Мощность собственных водяных механизмов котла должна достигать двух трансформаторов, защищенных 12 \ 12 кВт, расположенных на открытой станции в районе строительства местных водонагревателей. Внутри здания находится батарея аварийного освещения и выключатель 6,3\ 0,4 кВ.

Основные характеристики водонагревателя приведены в таблице №9.

Таблица 9 - Водогрейные котлоагрегаты.

Наименование котла	Станционный номер котла					
	1	2	3	4	5	6
Тип котла	Демон-тирован	КВГМ-100	КВГМ-100	КВГМ-100	КВГМ-100	КВГМ-100
Год ввода в эксплуатацию	-	1987	1987	1987	1988	1995
Номинальная теплопроизв, Гкал\час	-	100	100	100	100	100
Расчет.расход сетев.воды, т\час	-	1235	1235	1235	1235	1235

## 2.2 Насосная горячего водоснабжения

Он предназначен для поддержания гидравлической системы теплоснабжения города. Насос горячей воды включает в себя комплекс зданий и сооружений:

Насос Горячей Воды:

Насосный корпус имеет четыре вакуумных вентилятора типа ДВ-800 мощностью 800 тонн в час и предназначен для удаления растворенного кислорода и частично углекислого газа с целью снижения коррозионной активности воды для подпитки и увеличения времени обновления отопительного трубопровода.

Водоснабжение для подпитки в системе городского отопления осуществляется четырьмя насосами для подпитки типа Д-350-60 общей производительностью 1200 т / ч и насосом типа Д-1600 производительностью 1600 т / ч.

Для хранения воды, химически обработанных, два металла являются основные резервуары с водой, химически обработанных (макияж) 10,000 м<sup>3</sup>.

Два танка железобетона полу-подземные-резервуары для производства, заказ воды, заказ воды) от 5000 м<sup>3</sup>, предназначенных для хранения воды выход в случае непредвиденных обстоятельств (резкое увеличение потерь воды в системе отопления, в случае чрезвычайной ситуации, поставщик, родниковая вода и т.д.).

Распределение тепловой энергии от котла горячей воды, осуществляется на дороге "водогрейный котел" - "насос горячей воды" - "электростанции системы отопления".

## 2.3 Цех химической подготовки воды

В цехе смонтированы три системы химической обработки воды: ХВО №1, ХВО №2 и УОО (установка обратного осмоса).

Химводоочистка №1 – предназначена для питания паровых котлов. В схему ХВО №1 входят Н-, Na-катионитовые фильтры 1 и 2 ступени, насосы химически очищенной воды, насосы декарбонизированной воды, баки запаса воды.

Химводоочистка №2 предназначена для подпитки теплосети. ХВО №2 работает по схеме: Н-катионирование в холодном режиме, декарбонизация. В схему ХВО №2 входят: Н-катионитовые фильтры, баки умягченной воды, кислотный узел, насосное хозяйство.

УОО – предназначена для питания паровых котлов.

Вспомогательное оборудование цеха:

- баки соляной и серной кислоты;
- насосы перекачки аммиака и гидразина.

Таблица 10 - Перечень оборудования ХВО-2

оз	Обозначение	Тип	Кол.	Примечание
1.	Баки пермеатные		4 шт.	V=300 м <sup>3</sup>
2.	Баки промывочной воды на УОО		2 шт.	V=16 м <sup>3</sup>
3.	Баки комплексона и бак концентрированного раствора		3 шт.	
4.	Баки раствора соли		2 шт.	V=200 м <sup>3</sup>
5.	Баки щелочи		2 шт.	V=120м <sup>3</sup> V=40м <sup>3</sup>
6.	Баки нейтрализации		3 шт.	V=400 м <sup>3</sup>
7.	Na-катионитные фильтры		2 шт.	Q=160 т/ч
8.	H- катионитные фильтры		6 шт.	
9.	Декарбонизатор		4 шт.	

Таблица 11 - Перечень оборудования ХВО-1

оз	Обозначение	Тип	Кол.	Примечание
1.	Механические фильтры		5 шт.	Q=70 т/ч
2.	Бак нейтрализации		1 шт.	V=1000 м <sup>3</sup>
3.	Насосы бака нейтрализации	X150/125	2 шт.	Q=197 т/ч
4.	H-катионитные фильтры		8 шт.	Q=460 т/ч
5.	Na-катионитные фильтры 1 ст.		6 шт.	Q=160 т/ч
6.	Na-катионитные фильтры 2 ст.		6 шт.	Q=160 т/ч
7.	Баки декарбонизированной воды		2 шт.	V=400 м <sup>3</sup>
8.	Декарбонизаторы №1, №2, №3, №4, №4а		5 шт.	Q=100 т/ч
9.	Декарбонизатор №5		1 шт.	Q=200 т/ч
10.	Баки ХОВ		4 шт.	V=200 м <sup>3</sup>
11.	Цистерны хранения серной кислоты		2 шт.	V=17 м <sup>3</sup> V=10 м <sup>3</sup>
12.	Баки хранения кислоты		1 шт.	V=120 м <sup>3</sup>

Продолжение таблицы 11

13.	Баки хранения кислоты		2 шт.	$V=70 \text{ м}^3$
14.	Баки-мерники серной кислоты		2 шт.	$V=7 \text{ м}^3$
15.	Баки крепкого раствора соли №1, №2		2 шт.	$V=10 \text{ м}^3$
16.	Баки крепкого раствора соли №3		1 шт.	$V=60 \text{ м}^3$
17.	Цистерны хранения аммиачной воды		4 шт.	$V=30 \text{ м}^3$
18.	Бак приготовления фосфатного раствора		1 шт.	$V=5 \text{ м}^3$
19.	Насосы декарбонизированной воды	X280/90	3 шт.	$Q=280 \text{ т/ч}$
20.	Насосы ХОВ	X280/90	3 шт.	$Q=280 \text{ т/ч}$
21.	Насосы АЗХС	4К6	2 шт.	$Q=45 \text{ т/ч}$
22.	Вакуумный насос	РМК-3	1 шт.	
23.	Кислотные насосы	4К6	2 шт.	$Q=45 \text{ т/ч}$
24.	Фосфатный насос	4К6	1 шт.	$Q=45 \text{ т/ч}$
25.	Насосы правобережной воды		2 шт.	$Q=100 \text{ т/ч}$
26.	Аммиачный насос	4К6	1 шт.	$Q=45 \text{ т/ч}$
27.	Аммиачный насос-дозатор	НД40/25	2 шт.	40л/ч
28.	Солевой гидроэлеватор		1 шт.	
29.	Кислотный эжектор		2 шт.	
30.	Баки-мерники аммиачного раствора		2 шт.	$V=2 \text{ м}^3$

Таблица 12 - Перечень оборудования очистных сооружений

оз	Обозначение	Тип	Кол.	Примечание
1.	Насос (насосная №4)	СМ 100/65	2 шт.	$Q=72-75 \text{ м}^3/\text{ч}$
2.	Насос (насосная №4)	3X9	1 шт.	$Q=45 \text{ м}^3/\text{ч}$
3.	Насос (насосная №4)	Прямомк	2 шт.	$Q=5 \text{ м}^3/\text{ч}$
4.	Отстойник		1 шт.	$V=35 \text{ м}^3$
5.	Флотационные установки		2 шт.	$Q=60 \text{ м}^3/\text{ч}$
6.	Насос	4X-9К-1	1 шт.	$Q=90 \text{ м}^3/\text{ч}$
7.	Насос	4X-9К-1	1 шт.	$Q=90 \text{ м}^3/\text{ч}$

*Продолжение таблицы 12*

8.	Промежуточные баки		2 шт.	$V=10 \text{ м}^3$
9.	Отстойники		2 шт.	$V=90 \text{ м}^3$
10.	Промежуточный бак		1 шт.	$V=20 \text{ м}^3$
11.	Промывочный бак		1 шт.	$V=100 \text{ м}^3$
12.	Промывочные насосы	6X-8	2 шт.	$Q=162 \text{ м}^3/\text{ч}$
13.	Насосы на фильтры	4X-9e/1	2 шт.	$Q=90 \text{ м}^3/\text{ч}$
14.	Механические фильтры		4 шт.	$Q=64 \text{ м}^3/\text{ч}$
15.	Угольные фильтры		3 шт.	$Q=64 \text{ м}^3/\text{ч}$
16.	Насос (шламовая насосная)	3X-6X-7	2 шт.	$Q=25 \text{ м}^3/\text{ч}$
17.	Насос (шламовая насосная)	1,5X-6,2	1 шт.	$Q=5 \text{ м}^3/\text{ч}$

Таблица 13 - Перечень оборудования по загрузке и приготовлению химических реагентов

оз	Обозначение	Тип	Кол.	Примечание
1.	Насос	X160/30	3 шт.	$Q=160 \text{ т/ч}$
2.	Солевые ямы		16 шт.	$V=280 \text{ м}^3$
3.	Механический фильтр			$Q=200 \text{ т/ч}$
4.	Бак хранения раствора соли		3 шт.	$V=50 \text{ м}^3$

В помещении водоочистки находятся баки и оборудование подготовки и дозирования реагентов.

## **2.4 Мазутное хозяйство**

Предназначено для приема, разгрузки, хранения, подготовки и подачи на котлоагрегаты топочного мазута.

Мазутное хозяйство состоит из:

- приемно-сливной эстакады на 26 железнодорожных цистерн;
- двух приемных резервуаров по  $500 \text{ м}^3$  каждый;
- пяти перекачивающих насосов погружного типа
- производительностью  $500 \text{ м}^3$  каждый для перекачки мазута из приемных резервуаров в основные.



Для хранения масла установлены Два железнодорожных резервуара типа 5000 м<sup>3</sup> каждый и два металлических выхода из резервуара емкостью 10 000 м<sup>3</sup>.

Для подачи мазута устанавливается четыре бака подъемный тип 699\*1 насос выполнен 120 или 332. подъемные насосы типа 555\*4 мощностью 90 903 с головкой 320 метров от положения жидкости устанавливаются фильтром в количестве 8½. для очистки механического масла для нагрева, примесей и четырех плотностей нагревателя.

Для поставки Brennol Easeley устанавливается на 650 метров в длину, на котором установлены два давления d=150 мм, Канал D=89 мм, D=219 мм, нагревательные каналы и другие технологические трубы.

Для поддержания сельского хозяйства в современном сельском хозяйстве установлены два ИБП, два резервуара для До и две батареи резервуара для воды. Электропитание осуществляется от 3-х трансформаторов 6,3\0,4кВ и распределительных устройств расположенных внутри здания мазутной насосной.

Мазутонасосная является наземным одноэтажным зданием из красного кирпича с заглублением до отметки – 1,75 м, на которой размещены насосы: первого подъема, рециркуляции и дренажные. В здании мазутонасосной размещены: насосная станция, центральный щит управления, электрические устройства и бытовые помещения для обслуживающего персонала. Оборудование и сооружения насосной рассчитаны на разогрев мазута в подогревателях.

- Три насоса первого подъема типа 6 НК – 9x1 с электроприводом, производительностью по 120 м<sup>3</sup>/ч напором 55 мм/ст. жидкости, из которых один является рабочим, а два резервными. Указанные насосы предназначены для подачи подготовленного мазута к насосам второго подъема;

- Три насоса второго подъема типа – 5Н – 5x4 с электроприводом производительностью по 90 м<sup>3</sup>/ч, напором 338 мм/ст. жидкости, из которых один является рабочим, а два резервными. Насосы второго подъема предназначены для подачи в котельную подготовленного к сжиганию мазута;

- Три подогревателя типа – 720-16-130x2г -11, рассчитанные для подогрева мазута, подаваемого к котлоагрегатам, до температуры 120<sup>0</sup>С.

- Один насос рециркуляции типа 6 НК - 9x1. Указанный насос предназначен для осуществления холодной и горячей циркуляции и перемещением мазута в резервуарах №3:4.

- Шесть фильтров «тонкой» очистки с сетками, имеющими 169 отверстий на 1см<sup>2</sup>: они установлены на насосах всасов второго подъема по два на каждый насос, пропускной способностью до 120 м<sup>3</sup>/с мазута фильтры предназначены для защиты форсунок котлоагрегатов от загрязнений;

- Дренажный приемок расположенный на отметке – 1,75 м и предназначенный для сбора дренажей из трубопроводов и оборудования, размещенного на минусовой отметке;

- Два дренажных насосов типа 2К – 6, установленные у дренажного приемка, один из которых является рабочим и один резервным. Насосы предназначены для откачки мазута во всасывающий мазутопровод или загрязнённой воды в ПЛК;

- Центральный щит технологического контроля, управления, автоматике и сигнализаций, обеспечивающий работу оборудования мазутного хозяйства и наблюдения за технологическими процессами;

- Распределительное устройство и освещение мазутного хозяйства;

- Система пожаротушения для подачи высокократной воздушно-механической пены: на резервуарах №3, 4 установлено по два пеногенератора типа ГВП – 200.

В данной мазутонасосной размещены гардеробные и душевые установки, комнаты для отдыха и принятия пищи, сушки, сан. узлы, для монтажа ремонта оборудования и трубопроводов насосной установлен однобалочный кран грузоподъемностью 5 тонн.

#### Коммуникации трубопроводов.

Конструкция и соединительные устройства состоят из следующих систем:

- Основные направления, по маслам, предназначенным для перекачки жидкого топлива в жидкое топливо и подачи жидкого топлива в котлы;

- Циркуляция схемы нагрева при смешивании мазута в баках;

- Система водяного охлаждения для подачи подшипников для охлаждения и герметизации насосов первого и второго лифтов, насосов рециркуляции, пожаротушения;

- Очистка и опорожнение маслопроводов, насосов высокого и низкого давления, насосов первой и второй стрелок, мастопатических уплотнений, фильтра, очистка масла от слива в дренажном насосе. Сливной насос грязевика масла с 2х6 дренажный насос с всасывающей устройства или загрязненная вода откачивается с MS Outlook с ПЛК- Системы продувки паром фильтров очистки мазута со сбросом в дренажный приемок;

- Системы паропроводов, включающий в себе один главный паропровод из главного корпуса; мазутоподогревателям и дренажного приемка, трубопроводов паровой продувки, а также к паровым спутникам;

- Системы конденсатопроводов, включающий в себе конденсатопроводы от мазутоподогревателей и дренажного приемка, паровых спутников;

- Системы дренажа паропроводов и опорожнения конденсатопроводов.

- На эстокаде паромазутопровода у здания мазутонасосной имеются следующие трубопроводы:

- два мазутопровода высокого давления диаметром 159х8 мм подачи мазута в котельную;

- один паропровод из котельной диаметром 273х8 мм;

- мазутопровод циркуляций из котельной диаметром 89х4 мм. Все мазутопровода оснащены паровыми спутниками.

*6 НК – 9х1 насос первого подъёма.*

Характеристика насоса:

- Производительность	120 м <sup>3</sup> /ч
- Напор	P- 55 мм ст./ мин.
- Число/ оборотов	2950 об/ мин.
- Число/ ступеней	1
- Температура подшипников	T <sub>п</sub> = 60 <sup>0</sup> С
- Температуру электрического двигателя	T <sub>эл.дл</sub> = 80 <sup>0</sup> С
- Температура сальникового уплотнения	T <sub>упл.</sub> = 70 <sup>0</sup> С
- Температура нефтепродуктов	до 80 <sup>0</sup> С

*5Н. 5х4 второго подъёма.*

- Температура нефтепродуктов	200 <sup>0</sup> С
------------------------------	--------------------

Характеристика насоса:

- Производительность	90 м <sup>3</sup> /ч
- Напор	338 мм ст. жид.
- Число ступеней	4
- КПД максимальный	61%
- Диаметр рабочего колеса	265 мм
- Диаметр напорного патрубка	75 мм
- Тип Эл. двигателя	МА 36 – 51/2
- Мощность Эл. двигателя	160 кВт.
- Сила тока номинальная	292А
- КПД Эл. двигателя	92,5%
- Температура подшипников	T <sub>п</sub> - 60 <sup>0</sup> С
- Температура Эл. двигателя	T <sub>эл.дв.</sub> = 90 <sup>0</sup> С
- Номинальное давление до насоса	5-7 кг/см <sup>2</sup>
После насоса	35-40 кг/см <sup>2</sup>
- Номинальная температура после насоса	110-120 <sup>0</sup> С

*Мазутоподогревателей 720 – 16(130х2) 2 ТП.*

Характеристика мазутоподогревателям:

- Производительность	120 т/ч (240)
- Давление	16 кг/см <sup>2</sup>
- Температура на входе	60 <sup>0</sup> С
- Температура на выходе	120 <sup>0</sup> С
- Объем	5,6 м <sup>3</sup>
- Поверхность нагрева	260 м <sup>2</sup>

Рабочие условия по пару:

- Давление 13 кг/см<sup>2</sup>
- Температура 250<sup>0</sup>С

## 2.5 Газовое хозяйство

Природный, попутный газ поступает на ТЭЦ с городских распределительных станций (ГРС) по газопроводу  $d_y$  300 на газораспределительный пункт 1 и 2 на территории станции, где давление редуцируется с 0,6 до 0,05 МПа, и подается в котельный, и водогрейный цеха.

### Свойства газа

На АО «Актобе ТЭЦ» поступает через ГРП-1 и ГРП-2 – попутный газ Жанажольского месторождения или природный газ. И также может поступать смесь газов попутного и природного.

Состав попутного газа Жанажольского месторождения.

Таблица 14 - Компонентный состав, результаты анализов

1.	Азот N <sub>2</sub>	1,62
2.	Метан CH <sub>4</sub>	81,4
3.	Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8,75
4.	Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5,14
5.	Изобутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,85
6.	Н – бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,27
7.	Изопентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,28
8.	Н – пентан C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	0,23
9.	Сумма гексанов C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,05

Таблица 15 - Среднемесячные показатели газа

1.	Теплота сгорания низшая, МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> ) при 20 <sup>0</sup> С. 101, 325 кПа	38982, 17 (9303, 62)
2.	Область значений числа. В обе (высшего) МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	48831, 77 (10938, 37)
3.	Массовая концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup>	0,017
4.	Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup>	0,032
5.	Объемная доля кислорода, %	0,41
6.	Масса механической примеси в 1 м <sup>3</sup> , г	----
7.	Точка росы влаги, *С	-10
8.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе, балл.	----

Качество газа удовлетворяет ГОСТ – 5542-87

Таблица 16 - Свойство природного газа

П./н.	Наименование параметров	Единица измерения	Значение
1.	Содержание метана		94,105
2.	Содержание этана		2,790
3.	Содержание пропана		0,713
4.	Содержание И - бутана		0,105
5.	Содержание Н- бутана		0,133
6.	Содержание И - пентана		0,033
7.	Содержание Н- пентана		0,028
8.	Содержание СО <sub>2</sub>		0,923
9.	Содержание азота		1,178
10.	Содержание кислорода		0,000
11.	Содержание сероводорода	г/м <sup>3</sup>	0,00003
12.	Содержание симеркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	0,00000

### 3 Технологическая схема станции и структур мощностей

Схема ТЭЦ заключается в следующем: топливные горелки, поступающие в котлы, обеспечивают тепло, подаваемое в воду, превращая его в перегретый пар. Пар, который вращает турбинный Ротор, генерирует электричество, а затем часть пара конденсируется в конденсатор художественной турбины. Часть № 4,6 идет потребителям в виде промышленной пары 8-13 и А. также из искусства турбины завода. N ° 5 во время обработки пара выбирается для выпуска чистой воды для нагрева и подачи воды.

Электрическая энергия от генераторов может отводиться через систему шин 10,5 кВт прямым потребителям ТЭЦ (таким как; АЗФ ОАО ТНК «Казхром», ОАО «АЗХС») или через повысительные электрические трансформаторы линиями электропередачи высокого напряжения 35 и 110 кВт для выдачи в энергосистему.

На начало 2006 г. установленная мощность составила:

Электрическая - 102 МВт  
Тепловая - 1139 Гкал/ч

Располагаемая мощность составила:

Электрическая - 71 МВт  
Тепловая - 791,6 Гкал/ч

Среднечасовой расход топлива на котел составляет 8600 м3/ч при средней паропроизводительности 116 т/ч.

#### 3.1 Тепловая схема ТЭЦ. Схема выдачи тепла

Тепловая сила-тепловая связь осуществляется по сегментированному принципу с поперечными соединениями для крутящего момента.

В тепловой цепи потери ТЭЦ компенсируются питательной водой, полученной после очистки с помощью обратного осмоса и h-катионизации.

Городской нагревательный контур проходит в закрытом начале, с календарной температурой 150-700С.

Контур горячей воды закрывается электропитанием из отопительной сети.

Аренда тепла происходит в двух направлениях::

- в АЗФ на шоссе от du800 труб,
- Городское отопление на улице до du800 труб.

Термическое восстановление в городе происходит по образцу распределителя с разделительными клапанами.

Выработка электроэнергии осуществляется на турбоагрегатах с противодавлением ст.№ 1,№ 2,№ 3,№ 5. и на конденсационных ст.№ 4,№ 6.

### 3.2 Главная электрическая схема

В настоящее время выработка электрической энергии на АО «Актобе ТЭЦ» осуществляется на напряжении 10 кВ шестью генераторами:

ТГ – 1 – мощностью 6-12 МВт; ТГ – 2 – мощностью 12,0 МВт; ТГ – 3 – мощностью 14,0 МВт; ТГ – 4 – мощностью 30,0 МВт; ТГ – 5 мощностью 22,0 МВт; ТГ – 6 мощностью 25,0 МВт.

Вырабатываемая мощность передается на три секции шин ГРУ – 10 кВ. Выдача мощности в сети энергосистемы выполняется на напряжении 110 кВ и 35 кВ посредством двух трёхобмоточных трансформаторов связи типа ТДТН – 80000/110 мощностью 80 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, присоединенных к 1 и 2 секциям шин ГРУ- 10кВ. ГРУ – 10 кВ служит для питания потребителей собственных нужд электростанции напряжением 3 кВ, 6 кВ и субабонентов.

Схема выдачи электрической мощности. Схема присоединения к энергосистеме.

Максимальная электронагрузка общая по станции:

В настоящее время - 102 МВт

Заменой турбины будет – 115 МВт

Частота вращения в каждой турбине – 50 Гц.

Генерируемая мощность с генераторов выдает на Шины 10 кВ, то есть на ГРУ (главное распределительное устройство) – 10 кВ.

ГРУ – 10 кВ имеет 3 секции.

ТГ – 1 – 2 – питает по 1 секции. ГРУ – 10 кВ.

ТГ – 3 – 4 – питает по 3 секции. ГРУ – 10 кВ.

ТГ – 5 – 6 – питает по 2 секции. ГРУ – 10 кВ.

СГРУ 10 кВ идет потребление электроэнергии на потребителей, то есть печи АЗФ, подстанции АЗФ, подстанции АЗХС, силикатный завод, а также на трансформаторы собственных нужд.

Секции ГРУ – 10 кВ связаны между собой через секционные масляные выключатели:

13 ДХ – это связь 1 и 3 секции.

12 ДХ – это связь 1 и 2 секции.

1,2,3 ДК – шиносоединительный масляный выключатель – ШСМВ – это связь секции с резервной системой - шин.

Общая генерируемая мощность распределяется на потребителей и на собственные нужды по станции, а лишнюю электроэнергию мы выдает в сеть через трансформаторы связи 1 – Т и 2 – Т.

Трансформаторы связи трёхобмоточное:

- Низкая сторона – 10 кВ.

- Среднее напряжение – 35 кВ.

- Высокая сторона напряжения – 110 кВ.

С трансформатора связи высоких сторон 110 кВ идет на систему - шин от каждого трансформатора на систему – шин:

- С 1 – Т на 1 – систему – шин – 110 кВ.
- 2 – Т на 2 – систему – шин 110 кВ.
- С 1 – система – шин – связь между системой и через линию электропередачи АТЭЦ – 1.
- 2 – система – шин – АТЭЦ – 2 и на ПОШ.

Выдача мощности предусматривается на шины второй секции ГРУ – 10 кВ в ячейку №52 через токоограничивающий реактор, от двух генераторов – на шины третьей секции шин ГРУ – 10 кВ в ячейку №53 через токоограничивающий реактор.

Выдача мощности в сети энергосистемы предусматривается со второй секции шин по действующей схеме на напряжении 110 кВ и 35 кВ.

Таблица 17 - Список потребителей электроэнергии

Потребители	№ Договора	Присоединения
АО «АЗХС»	№81045	«АЗХС вв-1» - яч 10 ГРУ10кВ 1сек. «АЗХСВВ – 2 »-яч 34 ГРУ10кВ 2сек. «АЗХСВВ-3»- яч56 ГРУ 10кВ 2сек.
АО «ТНК «Казхром»	№81040	
ТОО «Актобээнергоснаб»	№81043	
АО «Трасэнерго»	№81041	
АО «Акбулак»	№81042	
Филиал ТОО «Alina-holding»	Договор с ТОО «Актобээнергоснаб»	Яч5 ГРУ-10кВ 1сек.
ТОО «АЗНО»	Договор с ТОО «Актобээнергоснаб»	Яч55 ГРУ-10кВ 2сек
АОЗТ «Трактор»	Договор с ТОО «Актобээнергоснаб»	Яч55 ГРУ-10кВ 2сек
АО «Актобглавснаб»	Договор с ТОО «Актобээнергоснаб»	Пан №5 РУ-0,4кВ УГТС 2сек. Тр-р92.
ИП Тажгулов	Договор с ТОО «Актобээнергоснаб»	Пан №12 РУ-
ТОО «Астана-Лашын»	Договор с ТОО «Актобээнергоснаб»	
ТОО «Механизатор» (УМР)	Договор с ТОО «Актобээнергоснаб»	
ТОО «Контакт»	Договор с ТОО «Актобээнергоснаб»	
ЗСИ «Коктас-Актобе»	«Актобээнергоснаб»	



## 4 Тепловая часть

### 4.1 Описание принципа работы и тепловой схемы ТЭЦ

Первоначальный план комбинированного теплоэнергетического производства таков: котел, топливо поступает из внешнего источника, он, сжигая паровые котлы, обеспечивает тепло для выпуска воды, чтобы сделать ее перегретым паром. К тому же, согласно системе трубопровода пара, пар входит в отдел турбины, где ротор турбины вращает, производя электричество. Парциальные конденсаторы на конденсаторных турбокомпрессорах. 2, это аксессуар для турбины средств-давления, и пар позже эта турбина перенесен к третьей пар-трубе, трубопроводу пара давления острых паровых турбин центральный блок. 1,2,3 генерирует давление пара в 8-13 АТС, который используется для распределения потребителей в виде промышленного пара и сетевой воды в верхней котельной электростанции. В случае отсутствия дуэт 8-13 Роу АТС 30/10 ул. в случае Лот 4 и Н. Источник питания генератора может питать сети дозирования 10, 5 кв прямой когенерации потребителей, например: АЗФ ОАО ТНК "Казхром", ОАО "АЖС" или 35 и 110 кВ высоковольтных трансформаторов. Среднечасовой расход топлива на котел составляет 8600 м3/ч при средней паропроизводительности - 116 т/ч.

Тепловая схема ТЭЦ осуществляется по принципу парного сечения. ТЭЦ генерирует пару двух давлений, т. е. блок среднего давления и блок высокого давления. Пять котлов общей мощностью 605 т/ч с параметрами 30 кг / см<sup>2</sup>, 420 с блоком среднего давления. питательная вода устанавливается под давлением 50 кг / см<sup>2</sup> и температурой 150 С. на штанге высокого давления установлены четыре таких котла БЦЗ-160-100 с общим паропотоком 640Т / ч и параметрами пара 100 кг / см<sup>2</sup> и 540 сек. Высокий блок получает давление водоснабжения 150 кг/см<sup>2</sup> и температуру sec 215. подача пара была введена 2-мя турбоагрегатами большой мощности и 4-мя турбоагрегатами средней мощности. С роликами времени клапана, часть блока turbo может переключить к режиму группы. 1, в верхнем котле (ПВ) и нагревателях высокого давления (ПВД), затем конденсат направляется на станцию 2 ата и 2 АТА. Вода кровотока которая пропускает через систему покрытия ПВД нагрета к температуре 1500 ° С в блоке средств-давления и до 215 от высоконапорного блока и возглавленного бойлера пара.

Деаэрация воды осуществляется семью деаэраторами 1,2 ата и четырьмя деаэраторами бата. Деаэраторы 1,2 ата подключены к регулируемым Т-отборам турбоагрегатов, ст.№4,6. Деаэраторы бата подключены к трубопроводам П-отбора с дросселированием пара перед деаэраторами. В тепловой схеме ТЭЦ потери восполняются питательной водой, получаемой после её очистки установкой обратного осмоса и Н-катионирования. Очищенная вода подается в деаэраторы 1,2 ата, восполнение питательной воды котлов высокого давления производится

путем её перекачки из деаэраторов 1,2 ата в деаэраторы 6 ата. Схема теплоснабжения города выполнена по закрытому принципу, с температурным графиком 150-700С. Схема горячего водоснабжения закрытая с подпиткой из теплосети. Выдача тепла осуществляется по двум направлениям:

- на АЗФ по магистрали из трубы  $D_y$  800,
- на теплоснабжение города по трем магистралям  $D_y$  800.

Отпуск тепла на город выполнен по коллекторной схеме с секционируемыми задвижками. Выработка электроэнергии осуществляется на турбоагрегатах с противодавлением ст.№ 1,№ 2,№ 3,№ 5 и на конденсационных ст.№ 4,№ 6.

#### 4.1.1 Существующая тепловая схема работы турбоагрегата, ст.№3

В ячейке турбоагрегата, ст.№3 главного корпуса с 1952 года эксплуатируется противодавленческая паровая турбина Р-14-29/10 производства Ленинградского механического завода. К настоящему моменту наработка турбины составила 382тыс.часов. Используемое оборудование морально и физически изношено, имеются трудности с комплектацией запасными частями для проведения ремонтов. Но, самое главное, в последние годы турбоагрегат, ст.№3 имеет простои до 5000 часов в году, что связано с отсутствием потребления производимого турбиной пара 8-13 ата, в теплое время года. Пар после турбины в отопительный период утилизируется в пиковых бойлерах водоподогревательной установки(ВПУ) №2.

Параметры Р-14-29/10 следующие:

Номинальная мощность	- 14МВт;
Расход пара	- 320т/ч;
Давление свежего пара	- 29 кгс/см <sup>2</sup> ;
Температура пара перед турбиной	- 400°С;
Давление пара за турбиной	- 10кгс/см <sup>2</sup> ;
Температура пара за турбиной	- 320°С.

Для оценки работы Р-14-29/10 были использованы замеры, производимые обслуживающим персоналом в период работы турбоагрегата, в периоды несения максимальных нагрузок.

Выписка из эксплуатационной ведомости за 18.01.06 ( $t_{нар.возд.} = -35^{\circ}C$ )

Бойлерная №1- 4200т/ч; 94,7°С/58,8°С;  $p_{nn}=3,1кгс/см^2$ ;  $t_{конд.} = 109^{\circ}C$ .

Бойлерная №2 - 4019т/ч; 99,2°С/58,8°С;  $p_{nn}=10кгс/см^2$ ;  $t_{конд.} = 115^{\circ}C$ .

Водогрейные котлы №2,3 - 1777,5 т/ч; 99°С/56°С;

Пар на промзону - 52 Гкал/ч.

Потребление пара на среднем блоке - 735,4 т/ч;

Параметры ТГ-3- 330т/ч; 29кгс/см<sup>2</sup>; 400°С; 15,3МВт/(10,1кгс/см<sup>2</sup>; 310°С).

Общее тепло, вырабатываемое ТЭЦ, складывается из тепла, отпускаемого с горячей водой (бойлерные №1,2 и водогрейная котельная) и тепла, отпускаемого потребителям пара. Общее количество тепла, производимое станцией, равно:

$$Q_{\text{ТЭЦ}} = 4,2 \cdot (94,7-58,8) + 4,019 \cdot (99,2-58,8) + 1,7775 \cdot (99-56) + 52 = 150,78 + 162,37 + 76,43 + 52 = 441,6 \text{ Гкал/ч.} \quad (4.1.1)$$

Тепло, выработанное турбоагрегатом, ст.№3 поступает на бойлерную №2, часть тепла возвращается с конденсатом. Оценим возврат тепла с конденсатом бойлерной №2 ( $H_{\text{конд}} \approx 460 \text{ кДж/кг}$ ):

$$Q_{\text{конд}} = H_{\text{конд}} \cdot D \approx 460 \cdot 330 = 152 \text{ ГДж/ч} / 4,19 = 36 \text{ Гкал/ч} \quad (4.1.2)$$

Коэффициент полезного действия на бойлерной не превышает значения в  $\eta = 0,9$  из-за рассеивания тепла вследствие несовершенства процесса теплопередачи. Тогда общее количество тепла, утилизируемое бойлерной №2 от турбоагрегата, ст.№3 будет равно:

$$Q_{\text{БУ-2}} = 162,37 / 0,9 + 36 = 216,4 \text{ Гкал/ч.} \quad (4.1.3)$$

Для оценки выработки полезного тепла, учтем несовершенство процесса теплопередачи на бойлерной №2 и возврат тепла с конденсатом, путем введения коэффициента эффективности выработки тепла  $\eta_{\text{бойлерная}} \text{ №2}$ . Он будет равен отношению тепла, полученного на бойлерной (полезный отпуск) к общему количеству тепла, поступившего на бойлерную.

$$\eta_{\text{бойлерная}} \text{ №2} = 162,37 / 216,4 = 0,75 \quad (4.1.4)$$

Турбоагрегат ст.№3 располагает следующей энергией пара перед турбиной:

$$Q_{\text{пп(ТГ-3)}} = H_{\text{пп}} \cdot D_{\text{пара}}, \quad (4.1.5)$$

где  $H_{\text{пп}}$  - энтальпия перегретого пара с параметрами: 29кгс/см<sup>2</sup>, 400°С. Для указанных параметров  $H_{\text{пп}} = 3239 \text{ кДж/кг}$ . Тогда полная энергия перегретого пара перед турбиной:

$$Q_{\text{пп(ТГ-3)}} = 3239 \cdot 330 = 1068,9 \text{ ГДж/ч} / 4,19 = 255,11 \text{ Гкал/ч} \quad (4.1.6)$$

Полезная электрическая энергия турбоагрегата ст.№3 в пересчете на Дж/ч находится из соотношения:

$$1 \text{ Дж} = 1 \text{ Ватт} \cdot 1 \text{ с} = 1 \text{ Вт/ч} \cdot 3600$$

Тогда полезная электрическая энергия турбоагрегата в Дж/ч будет равна:

$$Q_{\text{э}}(\text{ТГ-3}) = 15,3 \cdot 3,6 = 55,08 \text{ ГДж/ч} = 13,15 \text{ Гкал/ч} \quad (4.1.7)$$

Таким образом, пар после расширения в проточной части, в идеальном случае, должен обладать энергией:

$$Q_{8-13(\text{ТГ-3})} = 255,1 - 13,15 \approx 242 \text{ Гкал/ч} \quad (4.1.8)$$

Эта цифра может быть подтверждена расчетом по параметрам пара за турбиной. Турбоагрегат ст.№3, при условии отсутствия потерь пара при его расширении в турбине, располагает следующей энергией пара за турбиной:

$$Q_{8-13(\text{ТГ-3})} = H_{8-13} \cdot D_{\text{пара}}, \quad (4.1.9)$$

где  $H_{8-13}$  - энтальпия пара с параметрами: 10,1 кгс/см<sup>2</sup>; 310 С. Для указанных параметров  $H_{8-13} = 3073,1 \text{ кДж/кг}$ .

Тогда полная энергия отработанного пара за турбиной будет равна:

$$Q_{8-13(\text{ТГ-3})} = H_{8-13} \cdot D_{\text{пара}} = 3073,1 \cdot 330 = 1014,1 \text{ ГДж/ч}, \quad (4.1.10)$$

или, переводя в гигакалории, получим:

$$Q_{8-13(\text{ТГ-3})} = 1014,1 / 4,19 = 242 \text{ Гкал/ч} \quad (4.1.11)$$

Однако, действительный процесс расширения пара в турбине, всегда сопровождается утечками пара через уплотнения турбин, которые обычно не превышают 1% от общего расхода пара. Как отмечалось ранее, оборудование турбины крайне изношено, уплотнения не менялись длительное время. В результате, в настоящий момент, при эксплуатации Р-14-29/10 видимые парения с турбины достигают таких масштабов, что при низких температурах в районе ячейки турбоагрегата ст.№3 образуется туман. С учетом этого, примем значение потерь с утечками пара в 2% от расхода. Тогда общее количество энергии пара, выдаваемого турбиной, будет равно:

$$Q_{8-13(\text{ТГ-3})} = 242 \cdot 0,98 = 237 \text{ Гкал/ч}, \quad (4.1.12)$$

$$\text{а по пару } D_{\text{пара}} = 330 \cdot 0,98 = 323 \text{ т/ч} \quad (4.1.13)$$

Из этого количества 216 Гкал/ч утилизируется бойлерной №2, остальное количество  $237 - 216 = 21 \text{ Гкал/ч}$  подается в стационарный коллектор паропровода 8-13 ата.

#### 4.1.2 Анализ работы турбоагрегата ст.№3 и уточнение задания на проектирование

Анализируя полученные в предыдущем параграфе данные, отметим следующее:

1. При эксплуатации турбоагрегата, ст.№3, коэффициент полезного

действия по выработке электроэнергии  $\eta_{эз}$ , очень мал и составляет величину  $\eta_{эз} = 13,15/255,11 = 5,1\%$ . Поэтому эксплуатировать эту турбину просто для выработки электроэнергии неэкономично.

2. Длительные простои турбоагрегата ст.№3, вызваны необходимостью утилизации 237 Гкал/ч, что естественно, приводит к работе турбины только в холодное время года. То есть, вырабатываемое тепло просто некуда девать в теплое время года.

3. Полная загруженность турбоагрегата ст.№3 в отопительный период, показывает очевидную важность выработки рассчитанного количества тепла 237 Гкал/ч для станции в этот период.

Вывод:

Для более полной загрузки ячейки турбоагрегата ст.№3 в главном корпусе необходимо установить туда турбину, не зависящую от теплового потребления, но в тоже время, способную обеспечить необходимое количество тепла в отопительный период. Решение данной задачи при условии сохранения прежнего потребления пара, простой заменой противодавленческой турбины, конденсационной с отбором пара не применимо, так как никакой отбор не обеспечит необходимое количество тепла, выдаваемое противодавленческой турбиной. Такое решение обязательно приведет к нехватке тепла, которое в конденсационной турбине безвозвратно теряется в конденсаторе. Таким образом, задача реконструкции ячейки турбоагрегата ст.№3 может быть сформулирована следующим образом.

Требования к проектируемому оборудованию:

1. Выработка электроэнергии проектируемым турбоагрегатом ст.№3 должна быть не менее существующей (14 МВт).

2. Потребление топлива станцией не должно увеличиться после реконструкции.

3. Выработка тепла или обеспечение тепла на станции в отопительный период не уменьшается после реконструкции.

4. Работа турбоагрегата не должна зависеть от времени года, то есть простои должны быть минимальны. В качестве условия принимается время работы не менее 10 месяцев в году или 6182 часов/год.

## 4.2 Описание турбины ПТ-29/35-3,0/1,0 и анализ тепловой схемы

ПТ-29/35-3/1- теплофикационная паровая турбина типа ПТ, номинальной мощностью 29 МВт и максимальной мощностью 35МВт, с начальным абсолютным давлением отбираемого пара 1,0 МПа.

Основные технические характеристики.

Турбина – одноцилиндровая, проточная часть состоит из восемнадцати ступен.

Первая ступень является регулируемой.

Камерами регулируемых производственного и отопительного отборов турбина делится на часть высокого давления (ЧВД), часть среднего давления (ЧСД) и часть низкого давления (ЧНД).

ЧВД состоит из восьми ступеней. ЧСД- из шести ступеней, ЧНД- из четырёх ступеней.

Ротор турбины гибкий, комбинированный.

Ротор турбины и ротор генератора соединяются жёсткой муфтой с насадными полумуфтами. Оба ротора опираются на четыре подшипника.

Направление вращения ротора – 50 1/с (3000 об/мин).

Мощность (на клеммах генератора):

Номинальная – 29 МВт;

Максимальная – 35 МВт.

Номинальные параметры свежего пара:

Абсолютное давление – 2,94 МПа (30,0 кгс/см<sup>2</sup>);

Температура – 405 °С.

Абсолютное давление пара за турбиной:

при номинальной мощности (29 МВт) на теплофикационном режиме (при номинальных параметрах свежего пара и давлениях в регулируемых отборах, номинальных расходах в регулируемые отборы пара, номинальной температуре охлаждающей воды и включенном регенеративном подогреве питательной воды) – 9, 1 кПа.

При максимальной (35 МВт) на конденсационном режиме (при номинальных параметрах свежего пара, номинальных расходе и температуре охлаждающей воды, с выключенным регенеративным подогревом питательной воды) – 29,2 кПа.

Номинальная температура охлаждающей воды – 32 °С.

Номинальные параметры производственного отбора пара: абсолютное давление – 1,0 МПа;

Расход отбираемого пара – 70 т/час.

Номинальные параметры отопительного отбора пара:

Абсолютное давление – 0,12 МПа;

Расход отбираемого пара – 80 т/ч;

Тепловая нагрузка – 152 ГДж/ч.

Удельный расход пара на теплофикационном режиме работы при номинальных значениях основных параметров – 7,28 кг/(кВт/ч).

Удельный расход теплоты брутто на конденсационном режиме при номинальном значениях основных параметров – 14137,0 кДж/(кВт\*ч).

Максимальная температура пара в отборах:

Производственном – 350°C;

Отопительный – 280°C;

Номинальная температура регенеративного подогрева питательной воды при номинальных значениях основных параметров и при расходе питательной воды, составляющем 104% от расхода пара на турбину –  $145 \pm 10^0$  С.

Пределы регулирования абсолютного давления пара производственного отбора с помощью регулятора давления – от 0,8 до 1,13 МПа.

Пределы регулирования абсолютного давления отопительного отбора с помощью регулятора давления – от 0,07 до 0,25 МПа.

Количество нерегулируемых отборов пара в турбине – 3.

Турбина обеспечивает длительную, без ограничения времени, работу при следующих отклонениях основных параметров от номинальных:

1) При одновременном изменении параметров свежего пара:

Абсолютного давления от 2,65 до 3,1 МПа;

Температура от 390 до 415°C;

2) При одновременном уменьшении величин регулируемых отборов до нуля.

Турбина обеспечивает работу при увеличении (по сравнению с номинальным) расход отбираемого из производственного отбора пара до 120 т/ч при абсолютном давлении 1 МПа с одновременным уменьшением отопительного отбора до нуля; при этом должны быть номинальными параметры свежего пара, температура и расход охлаждающей воды. Обеспечиваемая при этом мощность определяется по диаграмме режимов.

Турбина обеспечивает работу при увеличении расхода отбираемого из отопительного отбора пара до 80 т/ч при абсолютном давлении 0,12 МПа с одновременным уменьшением количества отбираемого пара из производственного отбора до нуля. При этом должны быть номинальными параметры свежего пара и расход охлаждающей воды. Обеспечиваемая при этом мощность определяется по диаграмме режимов.

Турбина обеспечивает работу при увеличении расхода отбираемого из отопительного отбора пара до 80 тон/ч при абсолютном давлении 0,12 МПа с одновременным уменьшением количества отбираемого пара из производственного отбора до нуля. При этом должны быть номинальными параметры свежего пара и расход охлаждающей воды. Обеспечиваемая при этом мощность определяется по диаграмме режимов.

Турбина может развивать мощность до 35 МВт:

- на конденсационном режиме – при номинальных значениях основных параметров и включённой регенерации:

- на теплофикационном режиме – при определённых соотношениях расходов и давлении пара регулируемых отборов, при номинальных значениях других основ параметров.

Применение в качестве охлаждающей воды в конденсаторе сетевой воды (зимний режим работы) при полностью открытом парораспределении ЧВД (расход свежего пара 213 т/ч при абсолютном давлении в производственном отборе 1 МПа) приводит к снижению вырабатываемой мощности:

- при  $t=55^{\circ}\text{C}$  обеспечивается мощность не более 27,2 МВт;

- при  $t=70^{\circ}\text{C}$  обеспечивается мощность не более 26, МВт.

Регенеративное устройство.

Регенеративное устройство обеспечивает подогрев конденсата и питательной воды паром из отборов турбины и состоит из подогревателя низкого давления, двух подогревателей высокого давления и деаэратора атмосферного типа, включаемого в тепловую схему турбины.

Подогреватели оснащены аппаратурой автоматического регулирования уровня конденсата, а подогреватели высокого давления также арматурой для автоматического отключения подогревателей по питательной воде и пару в случае заполнения водой паровой части любого одного из подогревателей.

Регенеративная система.

Назначения:

Подогрев конденсата и питательной воды производится паром из отборов турбины в трёх подогревателях (в одном ПНД и двух ПВД) и деаэраторе атмосферного типа (деаэратор не входит в поставку изготовителя турбины). В подогревателях автоматически поддерживается необходимый уровень конденсата, а при заполнении водой паровой части любого ПВД происходит автоматическое отключение обоих ПВД по питательной воде и по пару и открытие задвижки на обводе ПВД по питательной воде. Кроме того попутный подогрев конденсата происходит при работе пароструйных



эжекторов (основного и системы отсоса).

Подогреватели низкого давления.

Назначение:

Подогреватели низкого давления предназначен для регенеративного подогрева конденсата паром низкого давления из отборов турбины.

Технические характеристики:

1) Тип подогревателя	ПН-90;
2) Расход подогреваемой воды	160 м <sup>3</sup> /ч;
3) Температура подогреваемой воды на входе	68,6°С;
4) Температура подогреваемой воды на выходе	90,5°С;
5) Давление подогреваемой воды	0,6 МПа;
6) Расход греющего пара	5,7т/ч;
7) Абсолютное давление греющего пара	0,088 МПа;
8) Температура греющего пара, не более	123°С;
9) Поверхности нагрева	90 м <sup>2</sup> ;
10) Гидравлическое сопротивление	0,03 МПа;

Конструктивные данные поверхности нагрева:

Количество трубок	416 шт.
Диаметр трубок	22/20 мм
Длина трубок между трубными досками	3200 мм
Число входов по воде	4

ПВД

Технические характеристики ПВ-110:

1) Тип подогревателя	ПВ-110;
2) Расход подогреваемой воды	111 м <sup>3</sup> /ч;
3) Температура подогреваемой воды на входе	105°С;
4) Температура подогреваемой воды на выходе	145°С;
5) Давление подогреваемой воды	7,2 МПа;
6) Расход греющего пара	8,6 т/ч;
7) Абсолютное давление греющего пара	0,49 МПа;
8) Температура греющего пара	219°С
9) Поверхности нагрева	110 м <sup>2</sup> ;

Гидравлическое сопротивление 0,019 МПа;

Конструктивные данные поверхности нагрева:

Количество трубок 312 шт.

Диаметр трубок 16/11 мм

#### 4.2.1 Анализ тепловой схемы перед выполнением расчетов

Модернизация Актюбинской ТЭЦ посредством демонтажа турбины Р-14-29/10 и установкой паровой турбины типа ПТ-29/35-3,0/1,0. При этом паропроизводительность существующих котлов с давлением перегретого пара  $P = 3$  МПа составляет 605 т/ч, что будет достаточно для покрытия нагрузки турбин с учетом замены турбины Р-14-29/10 на ПТ-29/35-3,0/1,0.

Турбина типа Р-22-90/35 будет выдавать пар в паровую магистраль 3 МПа.

Из производственных отборов турбин ПТ-29/35-3,0/1,0 и противодавления турбин Р-6-35/10, пар подается в паровую магистраль 1 МПа и с магистрали на производство. Пар из производственного отбора турбины ПТ-25-90/13 подается в паровую магистраль 1,3 МПа. Из теплофикационных отборов турбин типа ПТ-29/35-10 и ПТ-25-90/13 пар подается на сетевые подогреватели.

Расчет тепловой схемы ТЭЦ производим по 4-м характерным режимам:

I - максимально-зимний, соответствует расчетной температуре наружного воздуха для отопительной нагрузки;

II - холодного месяца или аварийный, соответствует средней температуремнаружного воздуха самого холодного месяца; по нагрузке данного режима проверяют количество энергетических котлов;

III - средне-отопительный, соответствует средней температуре наружного воздуха за отопительный период, по данному режиму выбираются теплофикационные турбины;

IV - летний, отсутствует отопительная и вентиляционная нагрузка.

Расчет заключается в определении потоков пара, необходимых на внешние и внутренние потребители. Как правило, к внешним относятся технологические потребители, использующие пар 10-13 кг/см<sup>2</sup>, а к внутренним - теплофикационная установка: сетевые подогреватели, деаэраторы, теплообменники, включенные по сетевой или подпиточной воде.

Для ТЭЦ не рассчитываются регенеративные подогреватели питательной воды, так как расходы пара на них учитываются в общем расходе пара на турбину, принимаемого по диаграмме режимов каждой турбины. В расчете надо только определить поправки на изменение

мощности турбины из-за неучтенных потоков пара (например, при неполном возврате конденсата от производственного потребителя, восполнение потерь осуществляется обессоленной водой или дистиллятом испарителя, подогрев которых производится за счет дополнительного расхода пара на деаэратор б ата).

Расчет заканчивается сведением балансов пара всех параметров по всем источникам и потребителям и определением электрической мощности турбин по режимам. Расчеты режимов работы теплофикационных турбин проводим с использованием диаграмм режимов.

Расчет тепловых потоков и сведение тепловых балансов ТЭЦ ведем в табличной форме с использованием средств вычислительной техники, таблицы 1 и 2.

### 4.3 Расчёт тепловой схемы после модернизации

Тепловые нагрузки ТЭЦ

Исходя из данных АО «АлЭС» и «Самрук Казына» предельная тепловая нагрузка Актюбинской ТЭЦ равна  $Q_{\max}=484$  Гкал/ч, отсюда нагрузка горячего водоснабжения  $Q_{\text{ГВС}}=80$  Гкал/ч, нагрузка отопления и вентиляции  $Q_{\text{от}}=404$  Гкал/ч.

Климатические данные для г. Актобе:

Расчетная температура отопления  $t_{\text{н}}^{\text{р}} = -31^{\circ}\text{C}$

Средняя температура холодная месяца  $t_{\text{н}}^{\text{хм}} = -15,6^{\circ}\text{C}$

Средняя температура отопительного периода  $t_{\text{н}}^{\text{сп}} = -7,6^{\circ}\text{C}$

Средняя температура летнего периода  $t = +20^{\circ}\text{C}$ .

*Вычисление тепловых нагрузок по режимам:*

I-режим, максимально-зимний:

$$Q^{\text{I}} = Q_{\text{ТЭЦ}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{ГВС}} = 404 + 80 = 484 \text{ Гкал/ч} \quad (4.3.1)$$

II-режим, расчетно-контрольный:

$$Q^{\text{II}} = Q_{\text{от}} \cdot \frac{t_{\text{ВН}} - t_{\text{н}}^{\text{хм}}}{t_{\text{ВН}} - t_{\text{н}}^{\text{р}}} + Q_{\text{ГВС}} = 404 \cdot \frac{18+15,6}{18+31} + 80 = 358,4 \text{ Гкал/ч} \quad (4.3.2)$$

III-режим, среднеотопительный:

$$Q^{\text{III}} = Q_{\text{от}} \cdot \frac{t_{\text{ВН}} - t_{\text{н}}^{\text{сп}}}{t_{\text{ВН}} - t_{\text{н}}^{\text{р}}} + Q_{\text{ГВС}} = 404 \cdot \frac{18+7,6}{18+31} + 80 = 290,5 \text{ Гкал/ч} \quad (4.3.3)$$

IV-режим, летний:

$$Q^{\text{IV}} = Q_{\max} = 65,5 \text{ Гкал/ч} \quad (4.3.4)$$

Отпуск пара на производство:

1) При  $R_p=1,0$  МПа:

- I-режим, максимально-зимний:  $D_{п1,0}=150$  т/ч
- II-режим, расчетно-контрольный:  $D_{п1,0}=140$  т/ч
- III-режим, среднеотопительный:  $D_{п1,0}=120$  т/ч
- IV-режим, летний:  $D_{п1,0}=96$  т/ч

2) При  $R_p=1,3$  МПа:

- I-режим, максимально-зимний:  $D_{п1,0}=120$  т/ч
- II-режим, расчетно-контрольный:  $D_{п1,0}=120$  т/ч
- III-режим, среднеотопительный:  $D_{п1,0}=120$  т/ч
- IV-режим, летний:  $D_{п1,0}=100$  т/ч.

По температурному графику определяем:

1) Температуру в прямой магистрали:

- I-режим, максимально-зимний:  $t_{пм}=125$  °С
- II-режим, расчетно-контрольный:  $t_{пм}=78$  °С
- III-режим, среднеотопительный:  $t_{пм}=67$  °С
- IV-режим, летний:  $t_{пм}=60$  °С

2) Температуру в обратной магистрали:

- I-режим, максимально-зимний:  $t_{ом}=70$  °С
- II-режим, расчетно-контрольный:  $t_{ом}=47$  °С
- III-режим, среднеотопительный:  $t_{ом}=40$  °С
- IV-режим, летний:  $t_{ом}=32$  °С.

В качестве примера возьмем расчет максимально-зимнего режима.

Средняя температура:

$$t_{ср\ тс} = \frac{(t_{ом} + t_{пм})}{2} = (125 + 70) / 2 = 97,5 \text{ °С} \quad (4.3.5)$$

Расход сетевой воды:

$$G_{св} = \frac{Q_{тс}}{(t_{пм} + t_{ом})} \cdot c = \frac{484 \cdot 1000}{(125 + 70)} = 8800 \text{ т/ч} \quad (4.3.6)$$

По нормам определяем удельный объем тепловых сетей:

$$A = 9,6 \text{ м}^2/\text{ГДж}$$

Определяем объем тепловых сетей:

$$V_{тс} = A \cdot Q_{тс} = 9,6 \cdot 484 = 4646,6 \text{ м}^2 \quad (4.3.7)$$

По СНиП-РК-2017 года определяем температуру холодной воды и ГВС:

$$t_{хв} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$$
$$t_{гв} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$$

А так же температуры воды до и после ХВО:

$$t_{хво} = 35 \text{ }^\circ\text{C}$$
$$t'_{хво} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$$

Возврат конденсата с производства равен 80% от отпуска пара на производство:

$$D_{ок} = 0,8 \cdot D_{п} = 150 \cdot 0,8 = 120 \text{ т/ч} \quad (4.3.8)$$

По договору с потребителями пара температура обратного конденсата должен составлять:

$$t_{ок} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

С учетом нормативных данных расход пара на мазутохозяйство составляет:

$$D_{мх} = 20 \text{ т/ч}$$

Расход воды на ГВС:

$$G_{гв} = \frac{Q_{гвс}}{(t_{гв} + t_{хв})} \cdot c = 347,1 \text{ т/ч} \quad (4.3.9)$$

Расход подпиточной воды:

$$G_{подп} = G_{гв} + G_{ут} = 347,1 + 23,232 = 370,332 \text{ т/ч} \quad (4.3.10)$$

Невозврат конденсата с производства:

$$D_{нк} = D_{п} - D_{ок} = 150 - 120 = 30 \text{ т/ч} \quad (4.3.11)$$

По заводским диаграмма определяем тепловую мощность отборов турбин:

$$\Sigma Q_{отб} = 160 \text{ Гкал/ч} \quad (4.3.12)$$

Пиковая нагрузка:

$$Q_{пик} = Q_{тс} - Q_{отб} - G_{подп} \cdot t'_{хво} = 312,89 \text{ Гкал/ч} \quad (4.3.13)$$

Энтальпии пара на бойлера:

- 1) Основные бойлера:  $h_{1,2} = 2692 \text{ кДж/кг}$
- 2) Пиковые бойлера:  $h_{п} = 3018 \text{ кДж/кг}$

Энтальпия дренажа бойлеров:

- 1) Основные бойлера:  $h'_{1,2} = 439.4 \text{ кДж/кг}$
- 2) Пиковые бойлера:  $h'_{п} = 798 \text{ кДж/кг}$

Расход пара на бойлера:

- 1) Основные бойлера:  $D_{об} = 71,03 \text{ т/ч}$
- 2) Пиковые бойлера:  $D_{пб} = 141 \text{ т/ч}$

Расход сырой воды на подпитку ТС:

$$G_{сыр.тс} = 1,07 \cdot G_{подп} = 1,07 \cdot 370,332 = 396,26 \text{ т/ч} \quad (4.3.14)$$

Паропроизводительность котлов:

$$\Sigma D_{ка} = 390 \text{ т/ч}$$

Расход продувки:

$$D_{пр} = \left( \frac{p_{пр}}{100} \right) \cdot D_{ка} = \left( \frac{2}{100} \right) \cdot 390 = 7,8 \text{ т/ч} \quad (4.3.15)$$

По таблице «Термодинамические свойства воды и водяного пара» Ривкин С.Л находим энтальпию котловой воды ( $P_{б} = 43 \text{ ата}$ ):

$$h_{кв} = 1109 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия, также тепловая функция и теплосодержание — термодинамический потенциал, характеризующий состояние системы в термодинамическом равновесии.

По данным завода изготовителя находим давления в РНП-1 и РНП-2. По таблице «Термодинамические свойства воды и водяного пара» Ривкин С.Л находим энтальпии в РНП-1 и РНП-2:

- 1)  $R_{рпн1}=13 \text{ кг/см}^2$
- 2)  $R_{рпн2}=1,2 \text{ кг/см}^2$
- 3)  $h''_{рпн1}=2786,5 \text{ кДж/кг}$
- 4)  $h'_{рпн1}=814,76 \text{ кДж/кг}$
- 5)  $h''_{рпн2}=2683,1 \text{ кДж/кг}$
- 6)  $h'_{рпн2}=439,4 \text{ кДж/кг}$

Определяем коэффициент сепарации в РНП-1 и РНВ-2:

$$\alpha_1 = \frac{h_{кв} \cdot 0,98 - h'_{рпн1}}{h_{рпн1} - h'_{рпн1}} = \frac{1109 \cdot 0,98 - 814,76}{2786,5 - 814,76} = 0,14 \quad (4.3.16)$$

$$\alpha_2 = \frac{h'_{рпн1} \cdot 0,98 - h'_{рпн2}}{h''_{рпн2} - h'_{рпн2}} = \frac{814,76 \cdot 0,98 - 439,4}{2683,1 - 439,4} = 0,16 \quad (4.3.17)$$

Расход пара из РНП-1:

$$D_{сеп1} = \alpha_1 \cdot D_{пр} = 0,14 \cdot 7,8 = 1,08 \text{ т/ч} \quad (4.3.18)$$

Расход воды из РНП-1:

$$G_{сеп1} = D_{пр} - D_{сеп1} = 7,8 - 1,08 = 6,72 \text{ т/ч} \quad (4.3.19)$$

Расход пара из РНП-2:

$$D_{сеп2} = \alpha_2 \cdot G_{сеп1} = 0,16 \cdot 6,72 = 1,08 \text{ т/ч} \quad (4.3.20)$$

Расход воды из РНП-2:

$$G_{сеп2} = G_{сеп1} - D_{сеп2} = 6,72 - 1,08 = 5,65 \text{ т/ч} \quad (4.3.21)$$

Потери пара и воды с утечками:

$$\Delta D_{ка} = 0,02 \cdot D_{ка} = 0,02 \cdot 390 = 7,8 \text{ т/ч} \quad (4.2.3.22)$$

Общие потери в основном цикле:

$$G_{хвоц} = G_{сеп2} + D_{нк} + \Delta D_{ка} = 5,65 + 30 + 7,8 = 43,45 \text{ т/ч} \quad (4.3.23)$$

Расход сырой воды на подпитку цикла:

$$G_{сырц} = 1,07 \cdot G_{хвоц} = 1,07 \cdot 43,45 = 46,49 \text{ т/ч} \quad (4.3.24)$$

Суммарный расход сырой воды:

$$G_{\text{сыр}} = G_{\text{сыртс}} \cdot G_{\text{сырц}} = 396,26 \cdot 43,45 = 442,74 \text{ Т/ч} \quad (4.3.25)$$

Расход пара 1,2 ата на ПХВ:

$$D_{\text{ПХВ}} = \frac{G_{\text{сырц}}(t_{\text{ХВО}} - t_{\text{ХВ}})_{\text{ср}}}{h_{1.2} - h'_{1.2}} = \frac{43,45 \cdot (35-5)^{4,183}}{2692-439,4} = 2,59 \text{ Т/ч} \quad (4.3.26)$$

С помощью диаграмм режимов определяем мощности каждого из турбоагрегатов:

Таблица 18 – Мощность турбоагрегатов

Тип турбины	t=-31 °С	t= -15,6 °С	t= -7,6 °С	Летний
Р-6-35/10	6	6	6	6
Р-6-35/10	6	6	6	6
ПТ-29/35-3/1	32	32	32	32
ПТ-30/40-3,0/1,0	35	35	35	35
ПТ-25-90/10	25	25	25	25
Р-22-90/35	22	22	22	22
НТЭЦ	126	126	126	126

В таблицах 11-15 представлены результаты тепловому расчету:

Таблица 19 – Первый тепловой расчет для четырех режимов

Обозначения	t=-31 °С	t= -15,6 °С	t= -7,6 °С	Летний
Q <sub>отв</sub> , Гкал/ч	404	278,4	210,5	0
Q <sub>ГВС</sub> , Гкал/ч	80	80	80	65,5
Q <sub>ТС</sub> , Гкал/ч	484	358,4	290,5	65,5
D <sub>п1,0</sub> , Т/ч	150	140	120	96
D <sub>п1,3</sub> , Т/ч	120	120	120	100
t <sub>пм2</sub> , °С	125	78	67	60
t <sub>ом2</sub> , °С	70	47	40	32
t <sub>ср ТС</sub> , °С	97,5	62,5	53,5	46
G <sub>СВ</sub> , °С	8 800,00	11 561,29	10 759,26	2 339,29
t <sub>ГВ2</sub> , °С	60	60	60	60
t' <sub>ХВО</sub> , °С	30	30	30	30
D <sub>ок2</sub> , Т/ч	120	112	96	76,8
t <sub>ок2</sub> , °С	70	70	70	70
D <sub>МХ</sub> , Т/ч	20	20	20	16
G <sub>ГВ2</sub> , Т/ч	347,1	347,1	347,1	347,1
G <sub>УТ</sub> , Т/ч	23,232	17,20	13,94	3,14



Продолжение таблицы 19

$G_{подп}, \text{ Т/ч}$	370,332	364,3032	361,044	350,244
$D_{нк}, \text{ Т/ч}$	30	28	24	19,2
$Q_{отб}, \text{ Гкал/ч}$	160	160	160	54,99
$Q_{пик}, \text{ Гкал/ч}$	312,89	187,47	119,67	0,00

Таблица 20 – Второй тепловой расчет для четырех режимов

Обозначения	$t=-31 \text{ }^\circ\text{C}$	$t=-15,6 \text{ }^\circ\text{C}$	$t=-7,6 \text{ }^\circ\text{C}$	Летний
$h_{1,2}, \text{ кДж/кг}$	2692	2692	2692	2692
$h_{п}, \text{ кДж/кг}$	3018	3018	3018	3018
$h'_{1,2}, \text{ кДж/кг}$	439,4	439,4	439,4	439,4
$h'_{п}, \text{ кДж/кг}$	798	798	798	798
$D_{об}, \text{ Т/ч}$	71,0290	71,02903	71,0290	24,41
$D_{пб}, \text{ Т/ч}$	140,941	84,446	53,904	0
$G_{сыр.тс}, \text{ Т/ч}$	396,255	389,8	386,3	374,7
$D_{ка}, \text{ Т/ч}$	390	478	364	220
$p_{пр}, \%$	2	2	2	2
$D_{пр}, \text{ Т/ч}$	7,8	9,56	7,28	4,4
$h_{кв}, \text{ кДж/кг}$	1109	1109	1109	1109
$P_{рпп-1}, \text{ кг/см}^2$	13	13	13	13
$P_{рпп-2}, \text{ кг/см}^2$	1,2	1,2	1,2	1,2
$h'_{рпп-1}, \text{ кДж/кг}$	814,76	814,76	814,76	814,76
$h''_{рпп-2}, \text{ кДж/кг}$	2683,1	2683,1	2683,1	2683,1
$h'_{рпп-2}, \text{ кДж/кг}$	439,4	439,4	439,4	439,4
$\alpha_1$	0,14	0,14	0,14	0,14
$\alpha_2$	0,16	0,16	0,16	0,16
$D_{сеп1}, \text{ Т/ч}$	1,08	1,32	1,00	0,61
$G_{сеп1}, \text{ Т/ч}$	6,72	8,24	6,28	3,79
$D_{сеп2}, \text{ Т/ч}$	1,08	1,32	1,00	0,61
$G_{сеп2}, \text{ Т/ч}$	5,65	6,92	5,27	3,19
$\Delta D_{ка}, \text{ Т/ч}$	7,8	9,56	7,28	4,4

Таблица 21 – Определение расходов воды на ХВО

Обозначения	t=-31 °С	t= -15,6 °С	t= -7,6 °С	Летний
G <sub>хвоц</sub> , Т/ч	43,45	44,48	36,55	26,79
G <sub>сырц</sub> , Т/ч	46,49	47,60	39,11	28,66
G <sub>сыр.</sub> , Т/ч	442,74	437,40	425,43	403,42
D <sub>пхв</sub> , Т/ч	2,58	2,65	2,18	1,594

Таблица 22 – Расчет баланса пара на 35 кг/см<sup>2</sup>

Расход пара на турбины				
D <sub>1</sub> , Т/ч	100	100	82	70
D <sub>2</sub> , Т/ч	100	100	80	70
D <sub>3</sub> , Т/ч	213,4	213,4	213,4	213,4
D <sub>4</sub> , Т/ч	240	240	220	202
D <sub>0</sub> , Т/ч	653,4	653,4	595,4	555,4
D <sub>ут</sub> , Т/ч	3,267	3,267	2,977	2,777
ΣD <sub>0</sub> , Т/ч	657	657	599	559
Пар от котлов и других источников				
D <sub>ка1</sub> , Т/ч	110	110	110	97
D <sub>ка2</sub> , Т/ч	110	110	110	98
D <sub>ка3</sub> , Т/ч	132	132	114	121
D <sub>ка4</sub> , Т/ч	131	131	110	120
D <sub>пр</sub> , Т/ч	174	174	155	123
ΣD <sub>ка</sub> , Т/ч	657	657	599	559

Таблица 23 – Расчет баланса пара на 90кг/см<sup>2</sup>

Расход пара на турбины				
D <sub>0 P-22</sub> , Т/ч	367,5	367,5	367,5	367,5
D <sub>0 ПТ-25</sub> , Т/ч	157,5	157,5	157,5	157,5
D <sub>ут</sub> , Т/ч	8	8	8	6
ΣD <sub>ка</sub> , Т/ч	533	533	533	531
D <sub>ка5</sub> , Т/ч	140	140	140	140
D <sub>ка6</sub> , Т/ч	140	140	140	140
D <sub>ка7</sub> , Т/ч	128	128	128	128
D <sub>ка8</sub> , Т/ч	125	125	125	123
ΣD <sub>ка</sub> , Т/ч	533	533	533	531

Таблица 24- Баланс пара после модернизации Актобе ТЭЦ

Баланс пара 90 кг/см <sup>2</sup>								
Источники	1	2	3	4	Погребители			
4. Е-160-100	140	140	140	140	1	2	3	4
5. Е-160-100	140	140	140	140	367,5	367,5	367,5	367,5
6. Е-160-100	128	128	128	128	157,5	157,5	157,5	157,5
7. Е-160-100	125	125	125	123	8	8	8	6
Итого:	533	533	533	531	533	533	533	531
Баланс пара 35 кг/см <sup>2</sup>								
6. от турбины Р-22-90/35	174	174	155	123	100	100	82	70
7. Роллей-Стокер-110	110	110	110	98	100	100	80	70
8. Роллей-Стокер-110	110	110	110	98	213,4	213,4	213,4	213,4
9. ТП-150	132	132	114	120	240	240	220	202
10. ТП-150	131	131	110	120	3,26	3,267	2,977	2,777
Итого:	657	657	599	559	656,7	656,7	598,7	558,2
Баланс пара 1,2 кг/см <sup>2</sup>								
4. ПТ-29/35-10	65	65	65	50	71,029	71,029	71,029	24,41
5. ПТ-30/40-3,0/4,0	58	58	58	45	10	10	10	10
6. ПТ-25-90/13	49	49	49	40	90	90	90	100
Итого:	172	172	172	135	172	172	170	135
Баланс пара 13 кг/см <sup>2</sup>								
2. ПТ-25-90/13	120	120	120	100	120	120	120	100
Итого:	120	120	120	100	120	120	120	100
Баланс пара 10 кг/см <sup>2</sup>								
3. Р-6-35-10	45	30	30	20	140,9	84,8	55	0
4. Р-6-35-10	44	30	20	0	20	20	20	20
5. ПТ-29/35-3,0/1,0	37	25	15	0				
6. ПТ-29/35-3,0/1,0	35	20	10	0				
Итого:	161	105	75	20	160,94	104,8	75	20

## Выводы

Замена теплотворности турбины Р-14-29/10 обратного давления на консолидацию конденсационной турбины для ПТ-29/35-3,0/1,0 при постоянном расходе топлива до восстановления и после, он поставляется со следующими решениями:

- Демонтаж существующего турбоблока со всем комплексом вспомогательного оборудования, которое полностью сформировало его ресурсы.

- Сборка демонтированных турбин Р-14-29/10, тепловые насосы, турбины РТ-29/35-3,0/1,0 4 Все, что вам нужно, по технологии, комплект.

- Активируйте недавно установленный турбомотор. 3 в деградированном режиме с нагревательной сетью в конденсаторе.

- Чтобы обеспечить необходимое количество пара в течение отопительного периода, необходимо полностью открыть N-язычок к недавно установленному турбокомпрессору со скоростью до 120 т/ч при одновременном прекращении t-выбора.

- Дефицит пара 8-13 заменяется в период интенсивного охлаждения дополнительным участием в работе РОУ 30/10 (при 60 т / ч). Работая последовательно, уменьшая поток пара новой турбины ПТ-29/35-3,0/1,0 по сравнению с выставками Р-14-29/10. Количество пар должно быть выпущено 130 т / ч.

- При повышении температуры окружающей среды, если спрос на пару капель 2-3 ата, рои друг с другом, то волны P-Gate покрыты переходом турбины в режим конденсации.

- ПТ-29/35-3,0/1,0 Статья 3 при работе при полной нагрузке в режиме низкого вакуума. В результате разница между выработкой электроэнергии уменьшилась на 25 МВт установленной мощности в зимние и летние месяцы на 11 МВт, а количество часов восстановленного турбогенератора составит не менее 6182 часов в год.

Чтобы оценить результаты всех пунктов предлагаемой программы обновления, предлагаются следующие таблицы:

Таблица 25 – Параметры турбин

Параметр	До реконструкции: в ячейке турбоагрегата ст.№3 турбина Р-14-29/10	После реконструкции: в ячейке турбоагрегата ст.№3 турбина ПТ-29/35-3,0/1,0
Потребление пара	<u>330 т/ч</u>	<u>200 т/ч</u>
Мощность	<u>14 МВт</u>	<u>25 МВт</u> (с ухудшенным вакуумом)
Выработка пара 8-13 ата	<u>323 т/ч</u>	П-отбор: 120т/ч, РОУ: 130т/ч Всего: <u>250т/ч</u>
Выработка тепла с паром	<u>237 Гкал/ч</u>	250 x 3073,1 = 768,3ГДж/ч = <u>183,3Гкал/ч</u>
Полезный отпуск тепла	21Гкал/ч(станционный коллектор) + 216*0,75 Гкал/ч (бойлерная №2) = <u>183,4 Гкал/ч</u>	183,3 x 0,75 = 137,5 Гкал/ч (на бойлерной №2) + 50-70Гкал/ч(конденсатор) = <u>187,5-207,5 Гкал/ч</u>
Число часов работы в году	3700	6182 из которых 3500 с отключением РОУ

Как видно из таблицы, турбоагрегат ПТ-29/35-3,0/1,0 не зависит от выработки станцией тепла и все запланированные 6182 часов в году может нести максимально возможную нагрузку.

## **5 Безопасность жизнедеятельности.**

### **5.1 Анализ условий труда сотрудников АО «Актобе ТЭЦ»**

В данной дипломной работе производится модернизация Актюбинского ТЭЦ путем замены турбины Р-14-29/10 и установкой паровой турбины типа ПТ-29/35-10. Который позволит увеличить производительную мощность и КПД станции.

Актюбинская ТЭЦ занимает одну промплощадку и расположена в промышленной зоне, находящейся в северо-восточной части города и непосредственно примыкает к заводу ферросплавов.

Площадь промышленной площадки – 41,5 га. Для подачи грузов ТЭЦ использует подъездные пути АЗФ.

Источником водоснабжения на подпитку теплосети является вода городского водопровода, принадлежащая ОАО «Акбулак», на подпитку котлов, поверхностный водозабор из реки Илек, принадлежащий АЗФ.

На площадку ТЭЦ предусмотрен один железнодорожный въезд, с постоянного торца главного корпуса от станции Дженешке.

Связь с предприятиями промузла, а также с городом осуществляется через подъездную автодорогу, примыкающую к автомагистрали промузла, которая проходит с юго-запада от площадки.

Турбоагрегаты ст.№1, 2 типа Р-12-35\5м, номинальной мощности 12 МВт на параметры 35 ата и 435 С, перемаркированы в 1992г., в связи с отсутствием на станции пара требуемых параметров.

В цехе имеется 6 турбин типа: : 2хР-6-35, Р-22-90/35, ПТ-25-90/10, 2х ПТ-29/35-3,0/1,0, которые имеют сильные звуковые давления, влияющие на условия труда рабочего персонала.

Так же в цехе имеются вспомогательное оборудование, которые на фоне турбин имеют не значительные шумовые характеристики: конденсаторы, конденсатные насосы, подогреватели высокого давления, деаэраторы атмосферные, питательные насосы, сетевые подогреватели, конденсатные насосы бойлеров, редукционные установки, перекачивающие насосы.

В ходе работы турбоагрегат имеет вибрации, которых предусмотрены допустимые нормы вибрации. Вибрационное состояние турбоагрегата оценивают по наибольшему значению виброскорости, действующему в вертикальном, горизонтально-поперечном и горизонтально-осевом направлениях.

В нормально работающем турбоагрегате основное значение имеет вибрация оборотной частоты. Это означает, что предельно допустимая амплитуда вибрации составит 13 мкм, т.е. виброскорость в 2,8 мм/с примерно эквивалентна размаху вибрации в 26 мкм. Если по каким-либо техническим причинам такой уровень вибрации не может быть достигнут, то по согласованию между заводом-изготовителем турбины и электростанцией

допускается эксплуатировать турбоагрегаты при большей вибрации, но не превышающей 4,5 мм/с.

Такой же уровень вибрации допустим для турбоагрегатов меньше 200 МВт. При этом должны быть приняты меры по снижению вибрации в срок, не более 30 дней. [18]

Из энергетического оборудования турбинные установки являются одними из самых мощных источников постоянного шума для окружающей среды. Турбины используются для покрытия максимума нагрузки в электрических системах, широко устанавливаются на газоперекачивающих станциях. Возможность быстрого монтажа, возросшая экономичность этих установок, компактность оборудования делает перспективным установку турбин для покрытия не только пиковой нагрузки. Возможность широкого внедрения установок будет определяться во многом шумовыми характеристиками оборудования, его шумовым влиянием на окружающий район.

Различают шумы, излучаемые от турбин через воздухозаборный и выхлопной тракты, а также от корпуса агрегата. Первые два пути распространения шума от турбин являются наиболее интенсивными по воздействию на окружающую среду. Влияние шума от корпуса агрегата определяется звукоизолирующими свойствами помещения, где оно установлено, и, как правило, невелико. [19]

Рабочие, находящиеся в турбинном цехе очень сильно подвергаются шумовому давлению, это очень сильно влияет на трудоспособность и здоровье человека. Интенсивное шумовое воздействие на организм человека неблагоприятно влияет на протекание нервных процессов, способствуют развитию утомления, изменения в сердечно-сосудистой системе и появлению шумовой патологии, среди многообразных проявлений которой ведущим клиническим признаком является медленно прогрессирующее снижение слуха по типу кохлеарного неврита. При условии, что машинисты-обходчики будут продолжать работать в таких условиях, у них будут развиваться профессиональные заболевания, а что бы этого не случилось необходимо соблюдать рекомендации:

- Нужно проводить техническую проверку оборудования, установку всевозможных звукоизолирующих экранов, кожухов и т.д.

- Использовать всевозможные средства индивидуальной защиты

- Обязательно следует организовать режимы труда и отдыха, регламентированный перерыв

- Должны проводиться периодические медицинские осмотры с врачами отоларинголог, невропатолог, терапевт.

Превышение допустимых норм для рабочих зон по уровню звука при работе различного энергетического оборудования по результатам измерений на расстоянии 1 м следующее:

- аварийные сбросы пара в атмосферу 36-58 дБА;

- газовые турбины 18-32 дБА;

- паровые турбины до 20 дБА;
- тягодутьевые машины 5-15 дБА;
- ГРП 20-25 дБА;
- РОУ 28-32 дБА;
- градирни до 7 дБА;
- трансформаторы до 5 дБА;
- углеразмольное оборудование 7-21 дБА;
- насосы 9-17 дБА;
- компрессора 6-15 дБА.

Средний уровень звука на расстоянии 1 м от поверхности газовых турбин составляет  $(95 \pm 7)$  дБА, что превышает допустимые нормы для рабочих мест. Нормальная эксплуатация газовых турбин связана с установкой на них кожуха.

Для улучшения безопасности условий труда для рабочих, после реконструкции, я произвожу акустический расчет шума, а так же меры защиты от воздействия шума на персонал.

## 5.2 Исходные данные и акустический расчет производственного шума АО «Актобе ТЭЦ»

Исходные данные:

Длина, ширина и высота цеха составляет 150, 40 и 14 метров.

В цеху находятся 6 турбин: 2хР-6-35, Р-22-90/35, ПТ-25-90/10, ПТ-29/35-3,0/1,0 и ПТ-30/40-3,0/1,0. Так же имеются генераторы, конденсаторы, конденсатные насосы, подогреватели высокого давления, деаэраторы атмосферные, питательные насосы, сетевые подогреватели, конденсатные насосы бойлеров, редуцирующие установки и перекачивающие насосы, которые имеют меньшее звуковое давление, чем турбины, подавляющие шум данных устройств.

Таблица 26 - Уровни звукового давления (дБ), создаваемые турбинами

Величина	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{p1}$	113	112	109	100	112	117	120	115

Расстояния от расчетной точки до акустического центра и ближайшего к ней источника:

$$r_1=33,5 \text{ м}; \quad r_2=r_5=52,1 \text{ м}; \quad r_3=91,3 \text{ м}; \quad r_4=r_6=113 \text{ м};$$

Объем помещения составляет 84000 куб.м.

Параметры операторной кабины составляет:  $15 \times 15 \times 5$ ;

Площадь глухой стены:  $S_1=75$  кв.м;

Площадь глухой стены:  $S_2=225$  кв.м;

Площадь двери:  $S_3=6$  кв.м;



Площадь окна:  $S_4=5$  кв.м.

По документации источники расположены на полу ( $\Phi=1$ ). Источники шума находятся на расстоянии  $r$  от расчетной точки. В дальнейшем нужно определить октавные уровни звукового давления в расчетной точке.

Данные полученные в расчете сравнить с нормируемыми уровнями звукового давления. Определить требуемое снижение звукового давления и рассчитать параметры кабины наблюдения, в качестве меры защиты персонала от действия шума.

Октавные уровни звукового давления  $L$  в дБ в расчетных точках помещений, в которых несколько источников шума в зоне прямого и отраженного звука, следует определять по формуле: [16]

$$L_{\text{общ}} = 10 \cdot \lg \left( \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \chi \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4 \cdot \psi}{B} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta_i \right), \quad (5.2.1.1)$$

где  $m$  – количество оборудования, которое участвует в акустическом расчете (т.е. источников, для которых  $r_i < 5 r_{\text{min}}$

$n$  – общее количество источников шума в помещений;

Общее количество источников шума, принимаемых в расчет и расположенных вблизи расчетной точки, будет равно 6 ( $m=6$ ), т.е. учитываются все данные источники, расположенные на расстояниях  $r_1-r_6$

$\Delta_i$  – рассчитывается по формуле  $\Delta_i = 10^{0,1 \cdot L_{pi}}$ , где  $L_{pi}$  – октавный уровень звуковой мощности дБ, создаваемый  $i$ -тым источником шума. Уровни звукового давления (дБ), создаваемые электропечью, обдирочно-шлифовальным станком и сварочной машиной указаны в таблице 3.3 [16].

150

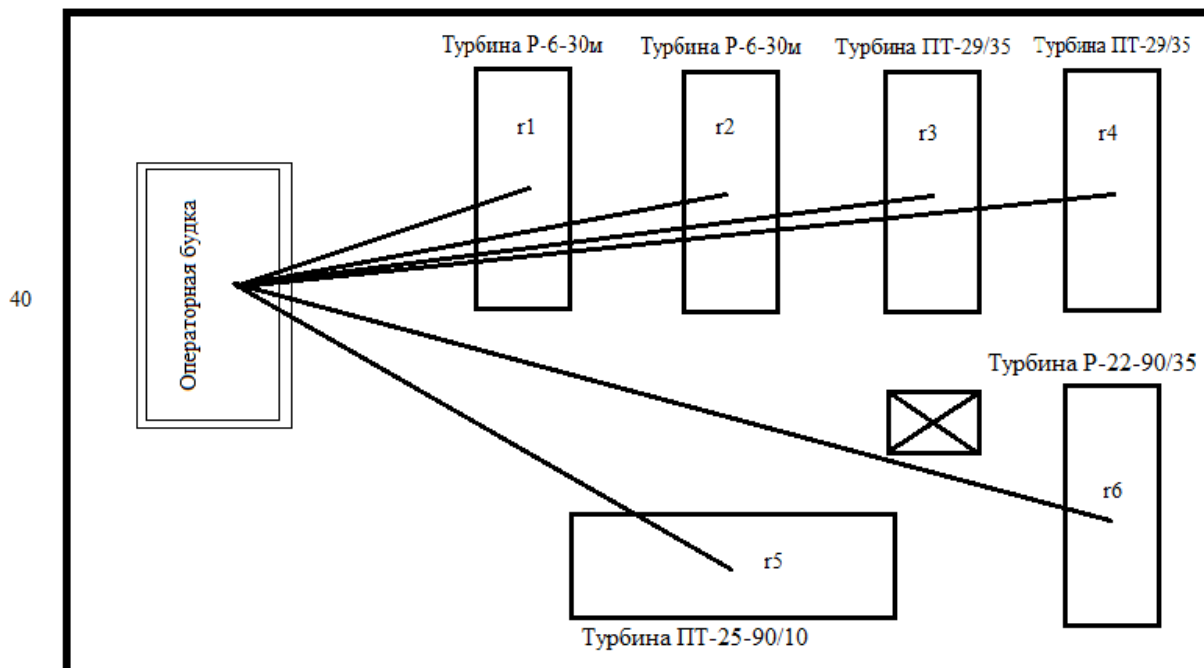


Рисунок 3 – Схема расположения расчетной точки и источников шума в помещении.

$\chi$  – коэффициент, учитывающий влияние ближайшего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения  $r_{\min}/l_{\max}$ ;  $l_{\max}$  – наибольший габаритный размер источников шума. Величина  $r_{\min}/l_{\max}=33.5/17=1,97$   $r_{\min} / l_{\max} > 1.7$  (по рисунку 1) принимаем  $\chi = 1$ ; (4)

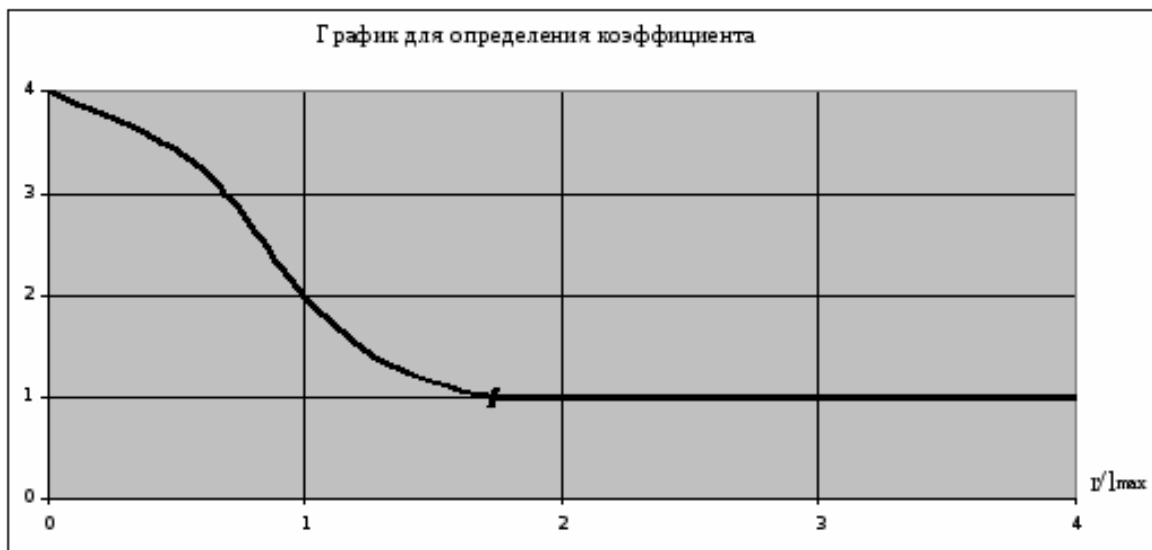


Рисунок 4– График коэффициента  $\chi$  [16]

$\Phi$  – фактор направленности источника шума, принимается равным единице;

$S$  – площадь воображаемой поверхности правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящий через расчетную точку. Так как для всех источников выполняется условие  $2 \cdot l_{\max} < r$ , то можно принять  $S_i = 2\pi r_i^2$ ;

$\psi$  – коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении, принимаемый по опытным данным, а при их отсутствии – по графику на рисунке 2.

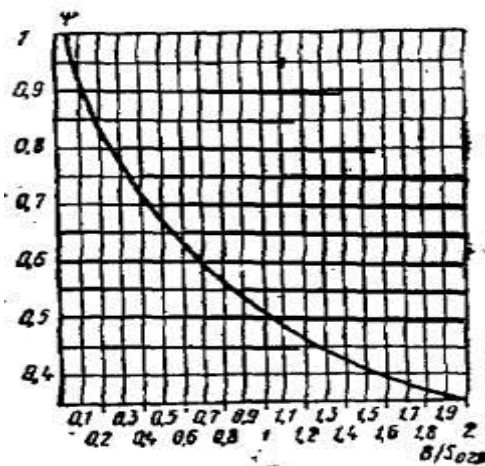


Рисунок 5 – Коэффициент нарушения диффузности звукового поля  $\psi$ .

$V$  – постоянная помещения в  $\text{м}^2$ , определяемая по формуле:  $V = V_{1000} \cdot \mu$ , где  $V_{1000}$  – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц;  $\mu$  – частотный множитель (таблица 3.4) [1].

Определяем требуемое снижение шума  $\Delta L_{\text{тр}}$ , приняв нормативные уровни звукового давления в расчетной точке по таблице 4 : Рабочее место – рабочие зоны в производственных помещениях.  $\Delta L_{\text{тр}} = L_{\text{общ}} - L_{\text{доп}}$ , дБ

где,  $L_{\text{общ}}$  – октавный уровень звукового давления в расчетной точке от всех источников шума, дБ;

$L_{\text{доп}}$  – допустимые уровни звукового давления в помещениях различного назначения. (таблица 3.2) [16].

5.2.1 Пример расчета частоты 63 Гц для турбин:

$$\Delta i = 10^{0,1 \cdot 100} = 2 \cdot 10^{11}, \quad (5.2.2.1)$$

Считаем площадь по формуле 2.1.3 из [1], то:

$$S_1 = 2 \cdot \pi \cdot 33,5^2 = 7051,3 \text{ м}^2; \quad (5.2.2.2)$$

$$S_{2,5} = 2 \cdot \pi \cdot 52,1^2 = 17055,14 \text{ м}^2; \quad (5.2.2.3)$$

$$S_3 = 2 \cdot \pi \cdot 91,3^2 = 157,07 \text{ м}^2 \quad (5.2.2.4)$$

$$S_{4,6} = 2 \cdot \pi \cdot 113^2 = 56,54 \text{ м}^2; \quad (5.2.2.5)$$

Из данных [17], выбираем тип помещения 1 – с небольшим количеством людей (металлообрабатывающие цехи, вентиляционные камеры, машинные валы, генераторные, испытательные стенды), тогда

$$V_{1000} = V/20 = 84000/20 = 4200 \text{ м}^2. \quad (5.2.2.6)$$

Приведем значение частотного множителя  $\mu$  в таблице 3 для объема помещения  $V = 4200 \text{ м}^3$  (Данные взяты из таблицы 2.9) [16].

Таблица 27 - Значение частотного множителя

Частота	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$\mu$	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	4,5

Определяем коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении с помощью графика 1 на рисунке 2. По графику определим, что при  $V/S_{\text{огр}} = 0,297 \rightarrow \psi = 0,45$ ;

$$V_{63} = V_{1000} \cdot \mu = 4200 \cdot 0,5 = 2100 \quad (5.2.2.7)$$

Теперь можем посчитать звуковое давление от всех источников для частоты 63 Гц:

$$L_{\text{сум}} = 10 \lg \left( \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 1 \cdot 1}{7051,3} + 4 \cdot \frac{0,45}{2100} \right) \cdot 2 \cdot 10^{11} = 82,3 \text{ дБ} \quad (5.2.2.8)$$

$L_{\text{доп}}$  – определяем по таблице 3.7 М.У., для частоты 63 Гц, оно равно 95 дБ.

Тогда,

$$L_{\text{тр}} = 82,3 - 95 = -6,92 \text{ дБ.} \quad (5.2.2.9)$$

Проведу расчет в программе «Microsoft office excel» для частот 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц:

### 5.2.2 Расчет мероприятий для снижения шума в турбинном цехе.

Необходимо уменьшить уровень шума, так как октавные уровни звукового давления  $L$  в дБ в помещений превышают допустимые уровни звукового давления. Для проведения мероприятия снижение шума необходимо рассчитать  $R_{\text{тр}}$ . Согласно СНиП 23-03-2003 «Защита от шума» требуемую изоляцию воздушного шума в дБ ограждающей конструкцией следует определять по формуле: [16]

Операторная кабинка в турбинном цехе имеет геометрические размеры 15·15·4. Расположение турбин, а также расположение расчетной точки (Операторная будка) показано на рисунке 3.

Таблица 28 - Суммарный и допустимый уровни звуковой мощности, излучаемые всеми турбинами.

Частоты	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Лобщ	113	112	109	100	112	117	120	115
Лдоп	95	87	82	78	75	73	71	69

Требуемую звукоизолирующую способность каждого элемента наблюдательной кабины рассчитаем по формуле:

$$R_{\text{тр}} = L_{\text{ш}} - 10LgB_u + 10LgS_i - L_{\text{доп}} + 10LgN \quad , \quad (5.2.3.1)$$

где  $L_{\text{ш}}$  – октавный уровень звукового давления в не защищаемом от шума помещении, дБ, определяемый по формулам (3.1-3.5);

$B$  – постоянная защищаемого от шума помещения,  $\text{м}^2$ ;

$S_i$  – площадь рассматриваемой ограждающей конструкции, через которую проникает шум,  $\text{м}^2$ ;

$L_{\text{доп}}$  – допустимый октавный звукового давления;

$N$  – общее количество ограждающих конструкции, через которые проникает шум.

Октавные уровни звукового давления в дБ в расчетных точках на рабочих местах помещения, в зоне прямого и отраженного звука:

$$L = L_p + 10Lg\left(\frac{\chi^\Phi}{S} + \frac{4\Psi}{B}\right) \quad (5.2.3.2)$$

Величину  $B_u$  найдем по формуле:

$$B_u = \mu B_{u1000} \quad (5.2.3.3)$$

Для наблюдательной кабины с объемом:

$$V = 15 \cdot 15 \cdot 4 = 900 \text{ м}^3 \quad (5.2.3.4)$$

Далее определяем  $R_{\text{тpи}}$  для всех площадей ограждаемой конструкции в «Microsoft office excel».

Таблица 29 - Рассчитанные значения величин на различных среднегеометрических частотах октавной полосы, для всех источников шума в турбинном цехе

№	Величина	Ед.изм.	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	L <sub>p1</sub>	Дб	113	112	109	100	112	117	120	115
2	Δ <sub>1</sub>	-	2E+11	1,58E+11	7,943E+10	1E+10	1,5849E+11	5,0119E+11	1E+12	3,1623E+11
3	r <sub>1</sub>	М	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
4	r <sub>2</sub>	М	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1
5	r <sub>3</sub>	М	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3
6	r <sub>4</sub>	М	113	113	113	113	113	113	113	113
7	S <sub>1</sub>	КВ.М	7051	7051	7051	7051	7051	7051	7051	7051
8	S <sub>2</sub>	КВ.М	17055	17055	17055	17055	17055	17055	17055	17055
9	S <sub>3</sub>	КВ.М	52374	52374	52374	52374	52374	52374	52374	52374
10	S <sub>4</sub>	КВ.М	80229	80229	80229	80229	80229	80229	80229	80229
11	S <sub>отр</sub>	КВ.М	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980	1980
12	B <sub>1000</sub>	-	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
13	μ	-	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	4,5
14	B	-	2100	2100	2310	2940	4200	6720	12600	18900
15	B/S1	-	0,297	0,297	0,327	0,416	0,595	0,953	1,786	2,68
16	B/S2	-	0,123	0,123	0,135	0,172	0,246	0,394	0,738	1,108
17	B/S3	-	0,04	0,040	0,044	0,0561	0,08	0,128	0,240	0,36
18	B/S4	-	0,026	0,026	0,028	0,036	0,052	0,083	0,157	0,236
19	ψ	-	0,45	0,45	0,43	0,35	0,22	0,15	0,01	0,009
20	L <sub>гр</sub>	Дб	-12,669	-5,669	-4,28	-11,22	0,212	3,507	-5,98	-11,201
21	L <sub>доп</sub>	Дб	95	87	82	78	75	73	71	69
22	L <sub>сум</sub>	Дб	82,33	81,330	77,719	66,7	75,212	76,507	65,016	57,798
42	S <sub>ср</sub>	КВ.М	156711	156711	156711	156711	156711	156711	156711	156711
44	R <sub>гр</sub>	-	-6,925	0,074	1,05	-6,939	2,94	4,2	-8,02	-14,99

Таблица 30 - Рассчитанные значения величин на различных среднегеометрических частотах октавной полосы, для операторной будки

1	Частоты	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
2	$L_{обш}$	113	112	109	100	112	117	120	115
3	$\mu$	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	4,5
4	$B_{1000}$	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
5	$B_u$	2100	2100	2310	2940	4200	6720	12600	18900
6	$L_{m1}$	111,152	110,15	107,14	98,14	110,13	115,12	118,12	113,1
7	$L_{m2}$	110,72	109,72	106,7	97,69	109,66	114,65	117,6	112,6
8	$L_{m3}$	112,2	111,2	108,22	99,22	111,222	116,2	119,22	114,2
9	$10LgN$	7,78	7,78	7,78	7,78	7,7815	7,78	7,78	7,7
10	$10LgB_u$	33,2	33,22	33,63	34,68	36,23	38,27	41	42,7
11	$10LgS_1$	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,7
12	$10LgS_2$	23,5	23,5	23,52	23,52	23,52	23,52	23,52	23,5
13	$10LgS_3$	7,78	7,78	7,78	7,78	7,781	7,78	7,78	7,78
14	$R_{tr1}$	9,46	16,4	18,04	11,98	25,43	30,38	32,65	27,89
15	$R_{tr2}$	13,8	20,8	22,38	16,31	29,73	34,68	36,94	32,18
16	$R_{tr3}$	-0,43	6,56	8,15	2,102	15,55	20,51	22,78	18,02

## Выводы

Расчетные уровни шума оказались больше нормируемых, так как  $L_{\text{треб}} > 0$ . По сделанным расчетам, при помощи таблицы «Конструкции, обеспечивающие требуемую звукоизоляцию». При частотах 500 и 1000 Гц уровни шума превышают на 2-3 Дб. Для дальнейшей безопасности работников следует улучшить защитные экраны, окна и двери. При изоляции служебного помещения стены с окном, с учетом требований обеспечения звукоизоляции, выбираем окно с силикатным стеклом толщиной 3 мм без уплотняющих прокладок, для стены с дверью – обыкновенная филёнчатая дверь без уплотняющих прокладок.

Под шумовым воздействием, в том числе объектов энергетики, находятся очень большие группы населения, особенно в крупных городах. По некоторым данным свыше 60% населения крупных городов проживает в условиях чрезмерного шума. Так в Германии 40% населения страдает от шума, из них примерно 33% имеет расстроенное здоровье. Под постоянным шумовым воздействием находится половина населения Дании, а для 20% населения эта проблема весьма актуальна.

Полмиллиона рабочих в Англии и три миллиона в США подвержены серьезным заболеваниям органов слуха вследствие повышенного шума на производстве. На территории СНГ от 20 до 50 миллионов работающих, а в США по разным данным от 10 до 15 миллионов подвергаются действию шума, превышающего допустимые значения. В Нидерландах половина работающих в промышленности подвергаются такому шумовому воздействию, за пределами которого может наступить потеря слуха.[19]

Шум влияет на производительность труда, а ликвидация последствий болезней от шума - значительных социальных выплат. Шум повышает утомляемость, снижая производительность труда. Увеличение уровня шума на 1-2 дБ приводит к снижению производительности труда на 1% (при уровнях звука больше 80 дБ).



## 6 Экономический раздел

### 6.1 Данные об Актюбинской ТЭЦ

Технический совет Наркома черной металлургии СССР 17.11.1939г. утвердил проектное задание на строительство Актюбинского завода ферросплавов (далее АЗФ) и Актюбинской ТЭЦ. Строительство Актюбинской ТЭЦ началось в начале 1941г. Оборудование поступало демонтированное с ТЭЦ Харьковского тракторного завода, Киевской ГРЭС-2 и Ленинградской электростанции (год выпуска 1936-1937гг.). В январе 1943г. Актюбинская ТЭЦ дала первый промышленный ток для нужд АЗФ. Мощность станции к 1945 г. составляла 50МВт. В 1960г. ТЭЦ, находящаяся в структуре АЗФ на правах цеха, была передана с баланса завода на баланс вновь созданного Энергоуправления, в составе которого в последующем проработала до сентября 1996г. В период с 1980 по 1995гг. было введено в эксплуатацию: шесть водогрейных котлов (один - ПТВМ-100 и пять - КВГМ-100), химводоочистка подпитки теплосетей и аккумуляторные баки, расширено мазутное хозяйство, значительное развитие получили тепловые сети. С вводом в эксплуатацию в 2002 году турбоагрегата ст.№4, установленная электрическая мощность ТЭЦ выросла с 73 до 106 МВт. После выведения из эксплуатации (май 2005г.) водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№1, установленная тепловая мощность ТЭЦ составила 1139Гкал. На сегодня, АО «Актобе ТЭЦ» - является единственным источником централизованного теплоснабжения г.Актобе. [25]

Основной целью модернизации АО «Актобе ТЭЦ» с установкой турбины ст. № 3 является потенциальное увеличение мощности и электроэнергии в г. Актобе и области. По государственным расчетам население города Актобе к 2025 году возрастет на 25%. Так же по стратегической программе развития «Казахстан-2030», казахстанский энергетический комплекс должен полностью покрыть потребности населения Казахстана.[25]

Турбина ПТ - 29/35-3/1 ст. № 3 будет устанавливаться вместо выработавшей свой ресурс турбины Р-13-30/0,6 ст. № 3, мощностью 25 МВт.

Целью экономической части данного диплома является определение экономической эффективности замены турбоагрегата ст. № 3 с установкой следующего основного оборудования:

- турбина типа ПТ-29/35-3/1 изготовления Калужского турбинного завода,
- генератор типа ТФП-25-2УЗ, изготовления АО «Электросила»,
- вспомогательное оборудование,
- аппаратура управления турбоагрегатом.

## 6.2 Исходные данные расчет себестоимости Актобе ТЭЦ до модернизации

Мощность станции:  $N_y = 106$  МВт;

Годовой объем выработки электрической энергии:  $\mathcal{E}_в = 655,292$  млн. кВт\*ч;

Годовой объем полезного отпуска тепловой энергии:  $Q_в = 1761,6$  тыс.Гкал;

Количество часов использования установленной мощности:  $T_м = 6182$  часов;

Удельный расход топлива на выработку одного кВт\*ч электроэнергии:  $b_э = 336$  гут/кВт\*ч;

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии:  $b_т = 250$  кгут/Гкал.

Плотность газа в расчетах принимать в размере  $0,83$  кг/м<sup>3</sup>.

Теплотворная способность топлива:  $Q_p = 8345$  ккал/м<sup>3</sup>;

Цена топлива  $C_т = 18$  тенге/тнт.

### 6.2.1 Определение годового отпуска энергии до модернизации

При работе с серийными работами часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды. Расход энергии зависит от типа оборудования и его единичной мощности генератора, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и надлежащего проведения технической и финансовой политики на станции. Современные терморпары преобразуют около 40 процентов тепла, выделяемого при сжигании топлива, в электричество, а остальное-в окружающую среду. В Европе многие тепловые электростанции используют тепло, потребляемое для обогрева близлежащих домов и предприятий. Комбинированное производство тепла и электроэнергии повышает энергоэффективность электростанции на 80 процентов.

В расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 7,8% ( $\mathcal{E}_{сн}$ )[2]

Рассчитаем годовой отпуск электрической энергии:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 655,292 \cdot (1 - 0,078) = 604,18 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч} \quad (6.1)$$

$$Q_{от} = Q_в \cdot (1 - Q_{сн}), \text{ тыс.Гкал}, \quad (6.2)$$

$$Q_{от} = 1761,6 \cdot (1 - 0,01) = 1743,98 \text{ тыс.Гкал}, \quad (6.3)$$

где  $\mathcal{E}_e$  и  $Q_e$  – годовая выработка электрической и тепловой энергии (см. таблицу 1).

### 6.2.2 Определение затрат на топливо до модернизации

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{от}} \cdot b_{\mathcal{E}} = 655,292 \cdot 336 = 220,178 \text{ тыс. тут} \quad (6.4)$$

$$B_m = Q_e \cdot b_T, \text{ тыс. тут.} \quad (6.5)$$

$$B_T = 1761,6 \cdot 250 = 440,4 \text{ тыс. тут}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_{\mathcal{E}} + B_m, \text{ тыс. тут.} \quad (6.6)$$

$$B_y = 220,178 + 440,4 = 660,578 \text{ тыс. тут}$$

Поскольку затраты на топливо и транспорт приходятся на природные виды топлива, полученные значения расхода топлива преобразуются в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_y \cdot 870 = 660,578 \cdot 870 = 574\,703 \text{ тыс. м}^3 \quad (6.7)$$

В отпускной цене газа учтены затраты на передачу природного газа по магистральному газопроводу и его отводу до станции.

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_m = B_n \cdot C_m, \text{ млн. тенге.} \quad (6.8)$$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_T = 574\,703 \cdot 18 = 10\,345 \text{ млн. тенге} \quad (6.9)$$

### 6.2.3 Расчет затрат на воду до модернизации

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.

Вода в электростанциях используется для заполнения контуров паровой турбины и компенсации потерь пара и конденсата в процессе эксплуатации, загрузки тепловых сетей и отвода тепла в конденсаторах турбин и вспомогательных теплообменниках. Во всех случаях используемая сырая вода обрабатывается должным образом, но максимальные требования предъявляются к качеству воды, используемой для заполнения цикла паровой турбины и заполнения во время работы.

Основными задачами водно-химического режима на электростанциях для обеспечения функционирования основного и вспомогательного оборудования без снижения надежности и эффективности, которые могут возникнуть:

- образование осадков на поверхности нагрева ;
- наличие грязи в котлах, питательной воде, системах отопления;
- коррозионные процессы внутренних поверхностей оборудования с использованием тепловой энергии.

Для надежной и экономичной эксплуатации электростанций разработаны технические правила эксплуатации, стандарты качества питательной воды и пара для всех типов котлов в энергосистеме. Стандарты качества пара равны для барабанчиков и реальных подогревателей воды, и стандарты качества для питательной воды меняют значительно. Это обусловлено структурными различиями между котлами.

С 1 января 2019 года в Актобе снизят тарифы на холодную воду и канализацию, передает пресс-служба АО «Акбулак».

Актобе ТЭЦ имеет затраты на водоснабжения равной 0,817 тенге/кВт\*ч по партнерским соглашениям и имеет прямое соединение линий водоснабжения с АО «Акбулак».

$$I_{\text{в}} = \text{Э}_{\text{в}} \cdot 0.817 = 655,292 \cdot 0.817 = 535,579 \text{ млн. тенге} \quad (6.10)$$

#### 6.2.4 Расчет затрат на заработную плату до модернизации

К эксплуатационному персоналу ТЭЦ относятся оперативно-ремонтный персонал (ОРП) и инженерно-технические работники (ИТР), а административно - управленческий персонал (АУП) не относится.

Затраты на заработную плату административно - управленческого персонала входят в общестанционные расходы, поэтому численность этой категории персонала при проектировании предприятия не рассчитывается.

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. [10]

Количество работников электростанций может быть определено в соответствии с указанными нормативными актами, как количество рабочих для установки электростанции мощностью 1 МВт. Установленная мощность электростанции будет продолжаться на основе указанной мощности часового потребления максимальной численности и годовой выработки электроэнергии Б. А. Сухомлинским письменных и фактических данных о численности работников на каждой станции в Казахстане, рекомендованных для получения нормативного регулирования, при этом учитывается средняя стоимость () ТЭЦ 1,3 чел. / МВт.

Численность персонала станции определяется

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} \cdot N_y = 1,6 \cdot 106 = 170 \text{ чел} \quad (6.11)$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- сумму оплаты труда в денежной и натуральной форме за отработанное и неотработанное время. Кроме того, в Ф.о.т. включаются стимулирующие доплаты и надбавки, премии, регулярные выплаты на питание, топливо;

$$I_{\text{зпо}} = 1,6 \cdot 170 = 272 \text{ млн. тенге} \quad (6.12)$$

- дополнительная заработная плата ( $I_{\text{зпд}}$ ) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.)

$$I_{\text{зпд}} = 272 \cdot 0,15 = 40,8 \text{ млн. тенге} \quad (6.13)$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} = 272 + 40,8 = 312,8 \text{ млн. тенге.} \quad (6.14)$$

#### 6.2.5 Расчет амортизационных отчислений до модернизации

Расчет затрат на амортизационные отчисления от остаточной стоимости запроектированных основных фондов необходим для определения предстоящего периода активного обновления основных фондов, а также сокращения затрат на осуществление капитального ремонта физически

изношенных оборудования, транспортных средств и строительных конструкций. Начисление амортизации начинается с вводом объектов в эксплуатацию и предусматривается по так называемому принципу «линейной амортизации»

Амортизация-это фиксированный годовой процент от стоимости активов и определяется суммой годовой амортизации. Другими словами, амортизация

- соотношение между годовым значением амортизации и значением ОПФ в процентах.

Ставки амортизации устанавливаются государством и регулярно проверяются и одинаковы для всех предприятий и организаций, независимо от их имущественных отношений и управления.

В настоящее время инвестиции Актобе ТЭЦ могут оценить стоимость замены. В расчетах примем величину  $K_{уд}$  для ТЭЦ 1500 \$/кВт, установленной мощности. Стоимость доллара США примем из расчета 372 тенге.

$$K = K_{уд} \cdot N_y = 1500 \cdot 372 \cdot 106 \cdot 1000 = 59 \text{ млрд. тенге} \quad (6.15)$$

Величина износа основных производственных фондов имеет границы от 40 до 60-ти процентов, так как имеет место длительное использование основного и вспомогательного оборудования. Поэтому, стоимость основных средств Актобе ТЭЦ можно оценить величиной:

$$K_c = K \cdot (1 - 0,4) = 59,15 \cdot 0,55 = 32,5 \text{ млрд. тенге} \quad (6.16)$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 4-5%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений примем в размере 4,8% от величины  $K$ .

$$I_{ао} = 0,045 \cdot K_c = 0,048 \cdot 32,5 = 1,56 \text{ млрд. тенге} \quad (6.17)$$

#### 6.2.6 Расчет затрат на проведение текущего ремонта до модернизации

На ТЭЦ текущий ремонт и техническое обслуживание считается, как вспомогательное мероприятие, но имеет важное место в производственно-технической сфере станции. Во время текущего ремонта разбираются и собираются отдельные узлы оборудования, в которых выявлены неисправности. Также ремонтируются или заменяются быстроизнашивающиеся детали и рабочие органы оборудования. Помимо этого, происходит корректировка регулирующих механизмов и приспособлений. 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

$$I_{\text{рем}} = 0,25 \cdot I_{\text{ао}} = 0,25 \cdot 1,56 \cdot 1000 = 390 \text{ млн. тенге} \quad (6.18)$$

#### 6.2.7 Расчет платы за выбросы до модернизации

В большинстве случаев количество воздуха сжигается на электростанциях за счет выбросов чувствительных материалов в атмосферу (бензин, керосин, мазут и дизельное топливо). Это основной источник крупнейшего загрязнения воздуха тепловых электростанций: они составляют около 14 процентов от общего загрязнения воздуха техническими средствами.

И улучшить компоненты сжигания топлива в атмосфере, гидросферы, литосферы, текущий мораторий, различные (варьируется в зависимости от виоллы), в зависимости от выбросов загрязняющих веществ.

Негативное воздействие на окружающую среду обусловлено, прежде всего, потреблением большого количества кислорода и топливного сгорания выбросов углекислого газа в атмосферу: при текущем топливном балансе потребление кислорода и сжигание топлива примерно в 10 раз выше, чем потребление жителей Земли; при повышении температуры окружающей среды тепловых электростанций, наиболее ответственных за улучшение глобального потепления и кислотных дождей. Кроме того, тепловые электростанции, использующие ископаемое топливо, загрязняют окружающую среду азотом, серой, углеродом и углеводородами. Особенно опасны оксиды азота, вызывающие рак, диоксид серы, оксиды азота, которые посылают передачу в эффекты, особенно с осадками на поверхности земли, чтобы сделать воду литосферой. Одним из наиболее заметных проявлений этого образа является кислотный дождь. Эти виды являются результатом высокого полета сжигания топлива и дымовых газов из атмосферы, в частности диоксида серы и оксидов азота. А слабые растворы полученной серной кислоты и азотной кислоты в атмосфере иногда могут быть поцарапаны на несколько дней, сотни километров от источника всего.

В выбросах ТЭЦ содержится значительное количество металлов и их соединений. При пересчете на смертельные дозы в годовых выбросах ТЭЦ мощностью 1 млн. кВт содержится алюминия и его соединений свыше 100 млн. доз, железа-400 млн. доз, магния -1,5 млн. доз. Летальный эффект этих загрязнителей не проявляется только потому, что они попадают в организмы в незначительных количествах. Это, однако, не исключает их отрицательного влияния через воду, почвы и другие звенья экосистем.

При выходе в атмосферу, эти выбросы содержат продукты реакций в твердой, жидкой и газообразной фазах. После их выпадения могут

проявляться в виде: осаждения тяжёлых фракций, распада на компоненты по массе и размерам, химических реакций с компонентами воздуха, взаимодействием с воздушными течениями, с облаками, с атмосферными осадками, фотохимические реакции. В результате, состав выбросов может существенно измениться, могут появиться новые компоненты, поведение и свойства которых (в частности, токсичность, активность, способность к новым реакциям) могут значительно отличаться от данных.

При работе ТЭЦ на природном газе, величина оплаты за выбросы будет меньше, и ее можно принять в размере 80-120 тенге за 1000 м<sup>3</sup> газа.

$$I_{\text{выб}} = 120 \cdot V_{\text{н}} = 120 \cdot 559,9 = 66,708 \text{ млн. тенге} \quad (6.19)$$

### 6.2.8 Расчет общестанционных и цеховых расходов до модернизации

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, командировочные), общепроизводственные (содержание, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда). [16]

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой

$$I_{\text{общ}} = 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}}) = 0,25 \cdot (1560 + 312,8 + 390) \quad (6.20)$$

$$I_{\text{общ}} = 565,7 \text{ млн. тенге}$$

### 6.2.9 Расчет себестоимости отпуска энергии до модернизации

Используем разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии для Актобе ТЭЦ до реконструкции на основе физического метода с помощью коэффициента:

$$K_p = \frac{B_z}{B_y}, \quad (6.21)$$

$$K_p = \frac{220,178}{660,578} = 0,333,$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница  $(1 - K_p)$  – показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии.



Следует разнести результаты расчетов на затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занести результаты в таблицу 3.

Таблица 31 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии при 106 МВт выработки электрической энергии

Составляющие затрат	И, Всего млн тенге	И <sub>э</sub> , эл. энергия млн тенге	И <sub>т</sub> , тепл. энергия млн тенге
Топливо И <sub>т</sub>	10345	690	344,5
Вода И <sub>в</sub>	535,579	357,23	178,34
Фонд заработной платы И <sub>зп</sub>	312,8	158	79,25
Аморт. отчисл. И <sub>ао</sub>	1560	1040,52	519,48
Ремонт И <sub>р</sub>	390	260,13	129,87
Общестанц. И <sub>об</sub>	565,7	364,85	182,15
Плата за выбросы И <sub>выб</sub>	66,708	44,49	22,2
Итого затрат	13 775,787	9188	4587

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = \frac{I_m + I_г + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{\mathcal{E}_{от}}, \text{тенге/кВтч.} \quad (6.22)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется :

$$S_m = \frac{I_m + I_г + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{Q_{от}}, \text{тенге/Гкал.} \quad (6.23)$$

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется

$S_э = (I_t + I_v + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} = 9188 / 604,18 = 15,2 \text{ тг/кВтч,}$  - для 106 МВт.

$$S_t = 4587 / 1743,98 = 2630 \text{ тенге/Гкал.}$$

Для определения эффективности модернизации нужно рассчитать себестоимость выпуска электрической и тепловой энергии после реконструкции.

### 6.3 Расчет себестоимости после реконструкции

#### 1. Исходные данные после модернизации

- Стоимость проекта оценивается в 1,6 млрд. тенге из которых 964,8 млн. тенге пойдет на покупку турбоагрегата из Калужского завода, 235,2 млн. тенге будут строить строительно-монтажные работы, 150 млн. тенге необходимы для закупки вспомогательного оборудования, кабельной продукции, запорной арматуры, а оставшиеся средства в сумме 250 млн. тенге тоже предполагается использовать на разработку проекта, его экспертизу, прочие непредвиденные затраты.

Мощность станции:  $N_y = 126$  МВт;

Годовой объем выработки электрической энергии:  $\mathcal{E}_B = 778,932$  млн. кВт\*ч;

Годовой объем полезного отпуска тепловой энергии:  $Q_B = 1761,6$  тыс. Гкал;

Количество часов использования установленной мощности:  $T_M = 6182$  часов;

Удельный расход топлива на выработку одного кВт\*ч электроэнергии:  $b_3 = 336$  гут/кВт\*ч;

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии:  $b_T = 250$  кгут/Гкал.

Плотность газа в расчетах принимать в размере  $0,83$  кг/м<sup>3</sup>.

Теплотворная способность топлива:  $Q_p = 8345$  ккал/м<sup>3</sup>;

Цена топлива  $C_T = 18$  тенге/тнт.

#### 2. Определение годового отпуска энергии после реконструкции:

В расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере  $7,8\%$  ( $\mathcal{E}_{сн}$ )[2]

Годовой отпуск электрической энергии после реконструкции:

$$\mathcal{E}_{от} = 778,932 \cdot (1 - 0,078) = 718,2 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (6.3.1)$$

$$Q_{от} = 1761,6 \cdot (1 - 0,01) = 1743,98 \text{ тыс. Гкал}, \quad (6.3.2)$$

#### 3. Определение затрат на топливо после модернизации

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии

$$B_3 = \mathcal{E}_B \cdot b_3 = 778,932 \cdot 336 = 261,721 \text{ тыс. тут} \quad (6.3.3)$$

$$B_m = Q_B \cdot b_T, \text{ тыс. тут.} \quad (6.3.4) \quad 73$$

$$B_T = 1761,6 \cdot 250 = 440,4 \text{ тыс. тут}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_o + B_m, \text{ тыс. т.} \quad (6.3.5)$$

$$B_y = 261,721 + 440,4 = 702,121 \text{ тыс. т.}$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_y \cdot 870 = 702,121 \cdot 870 = 610\,845 \text{ тыс. м}^3 \quad (6.3.6)$$

В отпускной цене газа учтены затраты на передачу природного газа по магистральному газопроводу и его отводу до станции.

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_T = 610\,845 \cdot 18 = 10\,995 \text{ млн. тенге} \quad (6.3.7)$$

#### 4. Расчет затрат на воду после модернизации:

Актобе ТЭЦ имеет затраты на водоснабжения равной 0,817 тенге/кВт\*ч по партнерским соглашениям и прямым соединением линий водоснабжения с АО «Акбулак».

$$I_B = \Xi_B \cdot 0.817 = 778,932 \cdot 0.817 = 636,387 \text{ млн. тенге} \quad (6.3.8)$$

#### 5. Расчет затрат на заработную плату после модернизации:

Численность персонала станции определяется

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,6 \cdot 126 = 202 \text{ чел} \quad (6.3.9)$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

$$I_{зпо} = 1,5 \cdot 202 = 303 \text{ млн. тенге} \quad (6.3.10)$$

$$I_{зпд} = 246 \cdot 0,15 = 45,45 \text{ млн. тенге} \quad (6.3.11)$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} = 303 + 45,45 = 348,45 \text{ млн. тенге.} \quad (6.3.12)$$

#### 6. Расчет амортизационных отчислений после модернизации:

Расчет величины  $K$  для ТЭЦ после модернизации:

$$K = K_c + K_{уд} \cdot N_y = 32,5 + 20 \cdot 1500 \cdot 372 = 32,5 + 11,16 = 43,66 \text{ млрд. тенге (6.3.13)}$$

В амортизационных отчислениях учтены затраты за демонтаж, покупку и установку нового оборудования.

Амортизационные издержки после модернизации:

$$I_{ао} = 0,045 \cdot K = 0,048 \cdot 43,66 = 2,14 \text{ млрд. тенге (6.3.15)}$$

7. Расчет затрат на проведение текущего ремонта после модернизации

Текущий ремонт и техническое обслуживание:

$$I_{рем} = 0,25 \cdot I_{ао} = 0,25 \cdot 2,14 \cdot 1000 = 535,92 \text{ млн. тенге (6.3.16)}$$

8. Расчет платы за выбросы после модернизации:

$$I_{выб} = 120 \cdot V_H = 120 \cdot 610,845 = 73,301 \text{ млн. тенге (6.3.17)}$$

9. Расчет общестанционных и цеховых расходов после модернизации:

$$I_{общ} = 0,25 \cdot (I_{ао} + I_{зп} + I_{рем}) = 0,25 \cdot (2140 + 348,45 + 535,92) \text{ (6.3.18)}$$

$$I_{общ} = 756,1 \text{ млн. тенге}$$

$$K_p = \frac{B_o}{B_y}, \text{ (6.3.19)}$$

$$K_p = \frac{261,721}{702,121} = 0,373$$

10. Расчет себестоимости отпуска энергии после модернизации:

Таблица 32 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии при 126 МВт выработки электрической энергии.

Составляющие затрат	И, Всего млн. тенге	И <sub>э</sub> , эл. энергия млн. тенге	И <sub>т</sub> , тепл. энергия млн. тенге
Топливо И <sub>т</sub>	10 995	689,39	410,11
Вода И <sub>в</sub>	636,387	399	273,37
Фонд заработной платы И <sub>зп</sub>	348,45	177,38	105,5
Аморт. отчисл. И <sub>ао</sub>	2140	1341,78	798,22
Ремонт И <sub>р</sub>	535,92	336	199,9
Общестанц. И <sub>об</sub>	756,1	463,79	275,9
Плата за выбросы И <sub>выб</sub>	73,301	45,735	27,565
Итого затрат	15 455	9690	5765

Себестоимость отпуска электрической энергии с издержками на модернизацию ТЭЦ составит:

$$S_э = (И_т + И_в + И_{зп} + И_{ао} + И_р + И_{об} + И_{выб}) + R / \mathcal{E}_{от} = 9690 / 718,2 = 13,5 \text{ тг/кВтч, - для } 126 \text{ МВт.} \quad (6.3.20)$$

$$S_т = 5765 / 1743,98 = 3305 \text{ тенге/Гкал.}$$

### Выводы

Результатом расчета по определению экономической эффективности модернизации АО «Актобе ТЭЦ» с 106 до 126 МВт показали, что объем отпуска электрической энергии увеличился с 665 до 779 млн. кВтч, а себестоимость отпуска электрической энергии снизилась с 15,2 до 13,5 тенге/кВтч. Видно, что предполагаемая модернизация Актобе ТЭЦ приведет к повышению экономической эффективности работы станции.

В дальнейшем АО «Актобе ТЭЦ» рассматривает снижение тарифных цен на отпускаемую энергию, а данная модернизация положительно повлияет на данную идею.

Прибыль предприятия при этом составит 65 млн. тенге.

## **7 Система автоматической защиты турбины ПТ-29/35-3,0/1,0**

В целях обеспечения энергетической независимости Актюбинской области, сокращение импорта и снижение стоимости для потребителей, на Актюбе ТЭЦ разрабатываются различные варианты реконструкции и модернизации существующего оборудования.

В настоящем дипломном проекте предлагается проведение модернизации станции посредством замены турбоагрегат ст.№ 3 типа Р-14-29/10 на турбину типа ПТ-29/35-3,0/1,0.

Установка турбины ПТ-29/35-3,0/1,0 предполагает необходимость автоматического регулирования и защиты турбины.

Система автоматической защиты предназначена для предупреждения возникновения или дальнейшего развития аварии при повреждении отдельных узлов или значительном изменении режима от нормы.

### **7.1 Состав системы автоматической защиты**

Система автоматической защиты включает в себя следующие составные части:

- 1) элементы защиты, действующие на отключение подачи свежего пара в турбину, к ним относятся:
  - стопорные клапаны 1, регулятор безопасности 6 с автоматическим затвором 5 и устройством для гидроопривования 8,9, дистанционный выключатель турбины с электромагнитным приводом 2, реле давления в смазочной системе 3, реле закрытия регулирующих клапанов 4, а также два электронных тахометра, два устройства измерения осевого сдвига ротора, приборы замера давления в системе регулирования, на всасе насоса-регулятора, в смазочной системе, в паровом пространстве конденсатора (на рис. 60 не показаны);
- 2) элементы защиты, действующие на предупреждение поступления в турбину обратного потока пара на регулируемых и нерегулируемых отборах, к ним относятся: дистанционный выключатель клапанов-захлопок с электромагнитным приводом 13, реле захлопок 14, клапаны-захлопки регулируемых и нерегулируемых отборов 11, 12;
- 3) паровые предохранительные устройства, к ним относятся: импульсный и предохранительный клапаны производственного отбора, предохранительные клапаны отопительного отбора и предохранительные диафрагмы на выхлопной части корпуса турбины;
- 4) реле сброса электрической нагрузки, которое при сбросе электрической нагрузки переводит золотник трансформатора давления в положение холостого хода турбины. При этом, если сервомотор ЧВД не прикроет регулирующие клапаны, то произойдет отклонение подачи

свежего пара в турбину от автоматического срабатывания дистанционного выключателя турбины.

## 7.2 Работа системы защиты

Масло подается из нагнетательной трубы в главный масляный насос 2 (с момента запуска насоса и остановки турбины):

в быстроразъемных устройствах для снятия клапана 1- с помощью автоматического затвора 5, давления в системе смазки 3 и внешнего контакта турбины 2;

в гидравлических вентиляционных приводах - 1 - через запорное устройство и в дистанционном контакте для закрытия 2;

в верхней части трансформатора давления через реле сбросе электрической нагрузки.

Защитная линия (линия перед пробкой с перекрытием), где находится импульс масла, подаваемого на замыкание петли, управляется клапаном 4 и замыкающим реле 14.

В цепи давления системы смазки 5 как ИМП Ульс, это смазывая масло система миллиарда-доллара.

Поставка нефти, согласно странице 6 регулятора безопасности для испытывать, унесена путем сверлить вал ротора. Предохранительный ручной регулятор 6-ступенчатого Ротора рослее с использованием MOX-auto-closing 5 Установка "тестового" положения потока масла под воздействием штифтов 6 с ручным давлением толкателя 9 в масляном клапане 8.

2 уплотнительные устройства обеспечивают свежий пар для прямого контура турбины с покрытием, когда давление масла падает менее 2 МПа (f .бывший. 2 кг / см<sup>2</sup>).

Это давление масла падает в быстро закрывающемся клапане устройства.

1) когда запорное устройство автоматически включается 5 действия управления безопасностью 6 или от кнопки автоматического взлета на ручном выключателе №

2) при срабатывании дистанционного выключателя турбины 2 от электрического сигнала, поступающего на отключающий электромагнит от элементов защиты (осевой сдвиг ротора, падение давления в смазочной системе, предельная частота вращения ротора, падение давления на всасе главного масляного насоса-регулятора, увеличение давления масла в системе регулирования, увеличение абсолютного давления пара за турбиной, увеличение вибрации подшипников, неприкрытые регулирующих клапанов ЧВД после сброса электрической нагрузки) либо со щита от кнопки управления;

3) при срабатывании гидравлического реле давления в смазочной системе.

Быстрого закрытия клапанов любителей пара и регулирующих клапанов ЦВД и ЧСД и поворотной оболочки пар КНС автоматически закрываться.

Реле закрытия клапана 2 закрывает регулирующие клапаны и мембраны вращения ЦВД ЦСД и КНС одновременно по команде запорного устройства клапана 2 (а в некоторых случаях и вообще), которое блокирует свежий пар в турбину, когда клапаны закрыты (или один из них) закрыты или используются свободно.

Регулятор безопасности 2, который установлен в валу ротора турбины, должен обеспечивать работу дверного замка автоматически 3 при высокой скорости вращения ротора турбины 5000 / с (30 ЕД / мин), из-за неисправности регулятора скорости (даже при сбросе нагрузки, когда турбогенератор отделен от сети).

Автоматический клапан 2 закрывает подачу масла и открывает слив масла из рабочей зоны клапана быстродействующего 2, активируя кнопку клапана 3, реле закрывает регулирующий клапан 3 и гидравлические линии к клапанам salorex (против воздействия реле Salorex 4).

Для обеспечения безопасности контроллера 2 имеется специальное устройство, позволяющее управлять движением контроллера 3 по турбине без увеличения частоты вращения ротора и управлять клапаном 2. В то же время автоматическое колесо 5 с пряжкой должно быть отрегулировано для "испытания" в течение периода этого испытания.

2. Переключатель турбины на расстоянии с блоком магнитного переключателя на электрический сигнал, и обеспечивает что приемник прерывает силу масла когда масло приходит вне от пустых комнат быстроразъемной крепежной детали 2, путем активировать команду 2, реле закрывает модулирующую лампу 2 и гидравлические линии от Блока 2 в случае, если::

1) осевое смещение Ротора из рабочего положения + / - 0,8 мм-0,8 мм одновременно от двух датчиков (развитие патогенов) устройства, осевого среза, в соответствии с принципом " 2 из 2»;

2) снижение давления в системе смазки до 25 кПа (0,25 кг/см<sup>2</sup>) ISB. - Сигнал от манометра .

3) уменьшения давления в смазочной системе до 25 кПа (0,25 кгс/см<sup>2</sup>) изб. – сигнал от прибора замера давления (см. примечание в конце подраздела);

4) увеличение абсолютного давления в паровом пространстве конденсатора до 60 кПа (0,6 кгс/см<sup>2</sup>) – сигнал от прибора замера абсолютного давления.

Примечание. При работе турбины на режиме ухудшенного вакуума установка защиты должна быть установлена на абсолютное давление в конденсаторе – 90 кПа (0,9 кгс/см<sup>2</sup>).



5) увеличение частоты вращения ротора до 55 1 / с (3300 об / мин) - сигнал от двух датчиков (первичных преобразователей) электрической термодатчика по принципу 2 из 2:

6) увеличить давление масла в системе управления до 1,27 МПа (12,7 кгс/см<sup>2</sup>) ЦВД. сигнал от устройства для измерения давления;

7) увеличить любую вибрационную составляющую передних или задних подшипников турбины до 11,2 мм/С, что соответствует двойной амплитуде вибрационного смещения 100 мкм – сигнал от датчика вибрации каждого из подшипников по принципу "1 из 1".

8) Если после сброса реле электрическая нагрузка регулирующих клапанов ЧВД не будет покрыта до тех пор, пока турбина не будет работать на холостом ходу;

9.Нажмите кнопку под знаками "остановить турбины" на панели управления турбины.

10. Работющий-генератор будет выгорать.

Дистанционный выключатель 13 запорного клапана получает электрический сигнал и обеспечивает отключение силового масла и своевременное скопление масла от гидравлических приводов запорного клапана 11,12, вызывая срабатывание приводов в направлении закрытия запорного клапана в случае возникновения аварийной ситуации.:

1) срок защиты турбин по п. 1.9.3.5.

2) снижение электрической нагрузки генератора до нуля;

3) Нажмите кнопки выключения на пульте дистанционного управления, чтобы выключить клапаны на панели управления турбиной.

Реле давления в системах смазки 3 получает гидравлические сигналы и обеспечивает отсечку силового масла и синхронизированные сливы масла из рабочих полостей быстродействующих устройств постоянных клапанов 1, вызывающих срабатывание постоянных клапанов 1, реле закрытия регулирующих клапанов 4 и гидравлического акторена клапанов-клапанов 11,12 (от воздействия хлопка-реле-14). при уменьшении давления в системе смазки до значения менее 25 кПа (2,5 кгс/см<sup>2</sup>) ИСБ.

Реле 14 шлемового клапана получает гидравлический сигнал и обеспечивает отсечку силового масла и одновременно сливает масло из гидроприводов шлемного клапана 11,12, заставляя их работать на закрытии шлемных клапанов 11,12 при давлении масла в системе защиты до значения менее 0,25 МПа (2,5 кгс/см<sup>2</sup>) ЧВД. Реле сброса электрической нагрузки 10 воспринимает электрический сигнал по сбросу электрической нагрузки с генератора и обеспечивает отсечку поступления силового масла и одновременно слив масла из верхней полости трансформатора давления, вызывая этим перемещение золотника и поршня синхронизатора в положение холостого хода турбины.

При этом, если регулирующие клапаны ЧВД не прикроются в течение времени задержки, установленного на реле времени, то автоматически подается сигнал на срабатывание дистанционного выключателя турбины.

Поставляемые совместно с турбиной электронные тахометры, устройства контроля осевого смещения ротора, виброаппаратура и не поставляемые с турбиной приборы (заказывает генпроектировщик) замера давления в системе регулирования, в смазочной системе, на всасе насоса-регулятора, в паровом пространстве конденсатора – служат для непрерывного замера контролируемого параметра и обеспечения мгновенного закрытия стопорных и регулирующих клапанов, поворотных диафрагм, а также клапанов-захлопок отборов пара, путем подачи электрического сигнала на срабатывание дистанционных выключателей 2,13 в случае достижения контролируемым параметром значения установки защиты.

Перечисленные устройства и приборы имеют свои эксплуатационные документы, в связи с чем, приводимые в настоящем описании сведения о них ограничены функциональными данными.

Быстрозапорные клапаны-захлопки 11,12 установлены на паропроводах производственного и отопительного отбора пара и на паропроводах отборов к подогревателям.

Клапаны-захлопки служат для предотвращения обратного потока в турбину пара и воды (при разрыве трубок в подогревателях).

Действие гидравлических приводов на закрытие клапанов-захлопок 11,12 происходит при сливе масла из приводов, что обеспечивается при срабатывании любого из следующих элементов защиты:

- 1) дистанционный выключатель турбины 2;
- 2) дистанционный выключатель клапанов-захлопок 13;
- 3) автоматический затвор 5;
- 4) реле давления в смазочной системе 3;
- 5) реле клапанов-захлопок 14;

Турбина снабжена паровыми предохранительными устройствами ( на рис. 60 не показаны) которые установлены:

1) на выхлопной части корпуса турбины (состав – две предохранительные диафрагмы срабатывание – при увеличении абсолютного давления до 0,12 МПа);

2) на производственном отборе пара (состав – импульсный и предохранительный пружины клапаны-покупные; срабатывание – при увеличении абсолютного давления до 1,57 МПа);

3) на отопительном отборе пара (состав – два грузовых предохранительных клапана; срабатывание при увеличении абсолютного давления до 0,32 МПа).

Примечания:

1. Одновременно со срабатыванием защит при падении давления в смазочной системе до 25 кПа (изб.) предусмотрено автоматическое включение стояночного (или аварийного, если не включится стояночный) электронасоса, который обеспечивает масло снабжение подшипников агрегата на период останова турбины (см. подраздел 1.7. «Система маслоснабжения турбоустановки»).

2. При падении давления в системе регулирования предусмотрено автоматическое включение пускового масляного электронасоса, который обеспечивает масло снабжение систем агрегата (см. подраздел 1.7. «Система масло снабжения турбоустановки»).

3. Подогреватели высокого давления оборудованы автоматически действующими защитными устройствами, которые предохраняют турбину от заброса воды при переполнении водой паровой части подогревателей (см. подраздел 1.13.6. «Защита подогревателей высокого давления»).

Стопорный клапан

Назначение, устройство.

Турбина оснащена двумя запорными клапанами, которые установлены на отдельном основании, соединенном с турбиной и через которые пар свежий вводится в механизм распределения клапанов пара.

Клапан люка предназначен для работы вручную и остановки турбины рулевым колесом с электроприводом 2 или пультом дистанционного управления, а также для быстрой остановки турбины, немедленно прекращающей доступ к паровой турбине при срабатывании любого элемента системы защиты.

Клапаны, предохранительный клапан, состоящий из двух основных компонентов: транспортных средств.

Паровая часть содержит корпус 1, корпус 1 оснащен коллектором для подачи свежего пара, процесс запуска паровой турбины для удаления паровой турбины и выпускного клапана. В корпусе клапана 1 в виде седла 2 установлен отсек для уменьшения гидравлических потерь и 5 пар индикации, который защищает обороты турбины от воздействия посторонних предметов.

В верхнем фланце корпуса 1 находится колпачок 23, а уплотнительная втулка 7 прижата к верхней крышке 23, которая имеет радиальное отверстие и кольцевую прорезь, прикрепленную к трубе через скважину.

### 7.3 Расчет регулятора скорости

Исходные данные для расчета:

Допустимая нечувствительность  $\varepsilon_p = 0,2\%$ . Усилие, которое должен преодолевать регулятор, составляет  $P = 0,5$  кГс. Соответственно на 1% изменения числа оборотов перестановочная сила равна 2,5 кГс, а на неравномерность  $\delta = 5\%$ , — соответственно 12,5 кГс.

Имея в виду, что синхронизатор выполняется с помощью подвижной буквы, определим неравномерность регулятора:

$$\delta_p = \delta + \zeta + \zeta_1 + \zeta_2 = 5 + 10 + 0,5 + 2,5 = 18 \%. \quad (7.3.1)$$

Примем соответствующий этой неравномерности максимальный ход регулятора  $X_{\max} = 10$  мм и коэффициент  $\lambda = 1$ .

Начальный радиус центра массы  $r_H = 6$  см.

Наибольший радиус  $r_H + \lambda \cdot X_{\max} = 7$  см.

Номинальная угловая скорость  $\omega^0 = 157$  сек<sup>-1</sup>.

Наибольшая расчетная угловая скорость:

$$\omega_B = \omega_0 \cdot (1 + \delta_p/2) = 171 \text{ сек}^{-1}, \quad (7.3.2)$$

Наименьшая угловая скорость:

$$\omega_H = \omega_0 \cdot (1 - \delta_p/2) = 143 \text{ сек}^{-1}, \quad (7.3.3)$$

Находим приведенную в муфте центробежную силу:

$$E = P/\varepsilon_p = 0,5 / 0,002 = 250 \text{ кГс} \quad (7.3.4)$$

Вес грузов регулятора составит:

$$G = E \cdot g / \omega_{02} \cdot (r_H + \lambda \cdot X_{\max}/2) = 250 \cdot 9,81 / (1572 \cdot 6,5) = 1,53 \text{ кГс}. \quad (7.3.5)$$

Конструктивно предполагается выполнить два груза по 800 Г.

Определяем жесткость пружин регулятора:

$$k = (G/g)(\lambda \cdot \omega_{02} / X_{\max}) [2 \cdot r_H \cdot \delta_p + \lambda \cdot X_{\max} (1 + \delta_p/2)^2] = \\ = (0,8/9,81) \cdot 1572 \cdot [2 \cdot 6 \cdot 0,18 + (1 + 0,18/2)^2] = 67,5 \text{ кГс/см} \quad (7.3.6)$$

Наибольшая центробежная сила, уравниваемая пружиной регулятора, возникает при проверке предохранительного выключателя, когда число оборотов турбины, может повыситься на 12%. Определяем эту силу:

$$C = (G/g) \cdot \omega_{02} \cdot [r_H \cdot \delta_p + \lambda \cdot X_{\max}] =$$

$$= (0,8 \cdot 1572 \cdot 1,122/9,81) \cdot 7 = 178 \text{ кгс} \quad (7.3.7)$$

Определим прочные размеры пружин регулятора. Предполагая, что средний радиус навивки пружин составляет  $R = 2,2$  см, найдем скручивающий момент, действующий на витки пружины

$$M_{кр} = C \cdot R = 178 \cdot 2,2 = 392 \text{ кгс} \cdot \text{см.}$$

Если принять допускаемое напряжение на скручивание  $\tau = 4000$  кгс/см<sup>2</sup>, то диаметр проволоки пружины, определяемый из уравнения  $0,2 \cdot d_3 = M_{кр}/\tau$ , составляет  $d = 7,83$  мм или конструктивно  $d = 8$  мм. Число витков пружины, необходимое для получения найденной выше жесткости, определим по формуле

$$n = G \cdot d_4 / 64 \cdot R_3 \cdot k, \quad (7.3.8)$$

где  $G$  - модуль сдвига.

Принимая для стали  $G = 8 \cdot 10^5$  кгс/см<sup>2</sup>, найдем:

$$n = 8 \cdot 10^5 \cdot 0,84 / 64 \cdot 223 \cdot 67,5 = 7,1.$$

Подсчитаем вес и массу пружины. Принимая, что число витков вместе с концевыми  $n = 8$ , найдем вес пружины  $Q_{пр}$  и его массу  $M_{пр}$  :

$$Q_{пр} = 2 \cdot \pi^2 \cdot R \cdot n \cdot d_2 \cdot \lambda / 4 = 2 \cdot 3,142 \cdot 7,1 \cdot 8 \cdot 0,82 \cdot 7,85 / 4 = 0,434 \text{ кгс} \quad (7.3.9)$$

Учтем влияние собственных центробежных сил на жесткость пружины. Для этого определим угол  $\varphi$ .

$$\varphi = \omega \cdot \sqrt{M/k} = 157 \cdot \sqrt{0,442 \cdot 10^{-3} / 67,5} = 0,402 \text{ рад} \quad (7.3.10)$$

Тогда тангенс угла  $\text{tg}\varphi = 0,424$  и жесткость при рабочем числе оборотов составит:

$$k' = k \cdot \varphi / \text{tg}\varphi = 67,5 \cdot 0,402 / 0,424 = 64 \text{ кгс/см} \quad (7.3.11)$$

В результате истинное неравенство регулятора будет немного ниже с точки зрения скорости, но из-за ограниченного лома нет причин изменять расчет стоимости, в то время как легко увеличить жесткость пера и снизить его скорость работы. Они также могут уменьшить суспензионные силы из-за небольшого удара, центробежные силы, которые развиваются, и производимое напряжение.

Мы контролируем внутреннюю частоту вибрации регулятора. Возьмите вес каждой нагрузки, перенесенной в центр массы из-за влияния пружины, вес  $G_1 = 0,9$  кг и вес атаки  $G_2 = 0,5$  кг.

Учитывая, что центробежные силы уравниваются двумя источниками, вы можете " чувствовать, что:

$$f_d = (1/2\pi) \cdot \sqrt{[2 \cdot g / (2 \cdot G_1 + G_2)] [k - (\lambda^2 \cdot G_1 / g) \cdot \omega^2]} =$$

$$= (1/6,28) \cdot \sqrt{[2 \cdot 9,81 / (1,8 + 0,5)] [64 - (1 \cdot 0,9 / 9,81) \cdot 1572]} = 29,9 \text{ Гц} \quad (7.3.12)$$

Таким образом, собственная частота регулятора находится между первой и второй крайностями (25 и 50 Гц), что вполне удовлетворяет требованиям.

### **Выводы**

Отклонение параметров турбины от допустимых значений может привести к аварии. В этом случае должна работать автоматическая система защиты надежно и без проблем обеспечивать безопасность турбины и персонала. Современные автоматические пар-контроль источников турбины также используются в стандартизации-стандартизация размер сенсора, динамиков, нефтеперекачивающих станций, поток критических параметров от брызг воды. Электрические и гидравлические части системы взаимодействуют друг с другом. И, таким образом, для управления электрической работой ЦП (ЕСР) гидравлическая часть (СГГ) передается по двум входам: высокоскоростному приводу (электрический инвертор-белый) и замедляющему току турбины механизму управления-щита). Польза улучшала устойчивое и динамические характеристики передатчика, улучшала надежность своих приемников и защищала газ. Частота пульса в электрической части системы, простота реализации любого закона или регулирования, компактность и эффективность-главные преимущества ЕКСП. В этом случае формируется основной управляющий сигнал для установки частоты вращения коробки передач на оси турбинного двигателя. И своя сила, с непрерывным влиянием клапана паровой турбины. В дополнение к механической скорости датчики хранятся в гидравлической части системы турбонагнетателя, которая работает на временной остановке от ЕСП. Использование масла значительно улучшило противопожарную защиту. Следующим шагом в развитии поисково-спасательных работ является использование микропроцессорной техники.[27]

## Заключение

В ходе выполнения данного дипломного проекта, на тему модернизация Актобе ТЭЦ, замена турбины Р-14-29/10 и установки паровой турбины типа ПТ-29/35-3,0/1,0 было:

- выполнен обзор работы данной ТЭЦ;
- было произведено описание основного и вспомогательного оборудования, описаны системы электроснабжения, процесс регенерации станции и системы регулирования;
- пояснены процессы организующие работу оборудование такие как подача топлива, химводоочистка.
- рассчитаны показатели потоков пара, потребный на внешние и внутренние потребители, определены поправки на изменение мощности турбины;
- описание устанавливаемой теплофикационной турбины ПТ-29/35-3,0/1,0;
- рассмотрен вопрос по внедрению системы автоматической защиты турбоагрегата.

При расчете параметров пара были составлены уравнения теплового баланса каждого элемента, определены доли отбора пара, коэффициент недовыработки, макропараметры пара при входе и выходе, расход питательной воды и т.д. Был произведен анализ старого оборудования с расчетом теплового баланса при возможной замене Р-14-29/10 турбиной ПТ-29/35-3,0/1,0. Определены задачи при условии сохранения прежнего потребления пара. Определили надежность и время работы турбоагрегата.

Также для обеспечения необходимых условий труда произведен акустический расчет шума в турбинном цехе, произведен расчет мероприятий по снижению шума.

С экономической точки зрения были рассчитаны себестоимости до и после реконструкции, и рассчитаны основополагающие издержки. Себестоимость продукции изменилась с 15,2 тг/кВт ч до 13,4 тг/ Квт ч, что показывает пригодность этого проекта с экономической стороны.

Прибыль предприятия после проведенной реконструкции составит 65 млн. тенге, что является хорошим показателем.

## Список литературы

- 1 Клименко А.В., Зорин В.М. Тепловые и электрические станции. М.: МЭИ 2003.
- 2 Назмеев Ю.Г., Лавыгин В.М. Теплообменные аппараты ТЭС: учебное пособие для вузов. – М.: МЭИ, 2005. – 260 с.
- 3 Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. – М.: МЭИ. 2003- 168 с.
- 4 Соколов А.И. Вспомогательное оборудование ТЭС: конспект лекций. – М.: АИЭС, 2005.-81 с.
- 5 Гиршфельд В.Я. Режимы работы и эксплуатация ТЭС и АЭС. – М.: МЭИ. 1980.
- 6 Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Стационарные паровые турбины. М.: Энергтоатомиздат, 1990. – 640 с.
- 7 Леонков А.М., Качан А.Д. Тепловые и атомные электрические станции. Дипломное проектирование. - Минск: 2001г.
- 8 Кирюхин В.И., Тараненко Н.М. Паровые турбины малой мощности. М.: Энергтоатомиздат. 1987. – 216 с.
- 9 Каталог турбин // Коммерческий информационный интернет-ресурс: <http://www.turbopar.ru/proizvodstvo-parovyh-turbin.html>
- 10 ПУЭ РК 2015 «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан»
- 11 Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат - Алматы: АИЭС, 2009. - 24с.
- 12 Стандарт организации: Учебно-методические и учебные работы. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию учебно-методических и учебных работ. СТ НАО 56023-1910-04-2014, АУЭС
- 13 Попова Т.М., Ходанова Т.В. Дипломное проектирование. Методические указания к выполнению экономической части. - Алматы, 2000.
- 14 А.И. Барановский Экономика промышленности .М.: МЭИ. 1997.- Т.1. 1998.-Т.2.
- 15 Парамонов С.Г. Методические указания для курсовых работ по дисциплине «Экономика отрасли» для студентов специальности Теплоэнергетика. Алматы: АУЭС, 2013.- 29 с
- 16 Безопасность жизнедеятельности. Защита от производственного шума. Методические указания к выполнению дипломного проекта, Алматинский институт энергетики и связи, Алматы, 1995.
- 17 СНиП 23-03-2003 Защита от шума. 2004.



18 Дипломная работа «Проектирование расширения турбинного цеха с установкой дополнительной турбины ТОО ТЭЦ-3 «Энерго-Центр»».

19 Тупов В.Б. Снижение шумового воздействия от оборудования в энергетике -М.: 2004 г.- с.

20 Справочник проектировщика. Защита от шума. –Под ред. Юдина Е.Я. – М, 1974.

21 Лагунов Л.Ф., Осипов Г.Л. Борьба с шумом в машиностроении.-М., Машиностроение, 1980.

22 Арустамов Э.А. Безопасность жизнедеятельности. Учебное пособие. Электронный вариант. - М.: «Дашков и К°», 2002 – 619 с.

23 Занько Н.Г., Малаян К.Р., Русак О.Н. Безопасность жизнедеятельности. Учебник. 13-е изд., испр. / Под ред. О. Н. Русака. - Спб.: Издательство «Лань», 2010. - 672 с.

24 СП РК 2.04.-01-2017 «Строительная климатология»

25 Официальный сайт АО «Актобе ТЭЦ».

26 Официальный сайт Самрук-энерго. <https://www.samruk-energy.kz/ru/se/rekonstrukciya-i-modernizaciya-aktobe-tec>.

27 Пример исполнения САР конденсационной турбины:  
<https://poznayka.org/s98370t1.html>.