

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

Некоммерческое акционерное общество

**АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ
им. Гумарбека Даукеева**

Кафедра Тепловых энергетических установок

«УТВЕРЖДАЮ»
Директор ИТЭТТ
Бахтияр Б. Т
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
звание) « _____ » _____ 2020 г
« _____ » _____ 2020 г
(подпись)

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой
Кибарин А.А
(Ф.И.О., ученая степень,
_____)
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: ТЭО строительства КЭС мощностью 1800МВт блоками 300-240

Специальность: 5В071700 –Теплоэнергетика

Выполнил (а): Уразбаева Анелья Талантбеккызы ТЭ(ТЭС)-16-3
(Фамилия и инициалы) группа

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

Консультанты:

по экономической части: ст.препод. Абильдина А.Ш
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » _____ 2020г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности: доц.Приходько Н. Г
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » _____ 2020г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст.препод Олжабаева К.С
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » _____ 2020г.
(подпись)

Рецензент: зам нач. ПТО АО АлЭС ТЦ-2 Олжабаев М.С
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » _____ 2020г.
(подпись)

Алматы, 2020 г.

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

**Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ
им. Гумарбека Даукеева**

Институт Теплоэнергетики _____

Специальность 5В071700- Теплоэнергетика _____

Кафедра Тепловых энергетических установок _____

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Уразбаева Анелья Галантбеккызы _____
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта ТЭО строительства КЭС мощность 1800МВт блоками
300-240 ЛМЗ

Утверждена приказом ректора № 147 от «11» ноября 2019 г.

Срок сдачи законченной работы « ___ » _____ 2020г.

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

Текущее состояние энергетики в стране, особенности строительства КЭС по блочной схеме, номинальная мощность $N=300$ МВт, температура питательной и охлаждающей воды. Параметры пара перед стопорным клапаном. Топливо - Экибастузский уголь, район предполагаемого строительства - Южно-Казахстанская область. Климатические условия района строительства.

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

1. Текущее состояние энергетической сферы в стране, особенности строительства КЭС по блочной схеме (Введение).
2. Описание принципиальной тепловой схемы турбины К-300-240ЛМЗ
3. Расчет тепловой схемы, построение h_s диаграммы (тепловая часть).

4. Выбор основного и вспомогательного оборудования в соответствии с «Нормам технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей».
5. Анализ условий труда, расчет шума, расчет мероприятий по снижению уровня звукового давления, расчет производственного освещения (раздел БЖД).
6. Расчет себестоимости, капиталовложений в строительство и срока окупаемости (Экономический раздел).
7. Расчет экономического эффекта от установления ЧРП на насосы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Лист 1. Принципиальная тепловая схема блока К-300-240;

Лист 2. Поперечный разрез компоновки главного корпуса проектируемой КЭС;

Лист 3. Продольный разрез турбины К-300-240 (ЛМЗ)

Лист 4. Генплан станции

Рекомендуемая основная литература

1 Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции. – М.: Издательство МЭИ, 2010.

2 Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование. Кудинов, А.А. - М.: ИНФРА-М, 2014. 230 с.

3 Елизаров Д.П. Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 2009. – 305 с.

4 Тепловые и атомные электрические станции: Справочник. /под общ. ред. чл-корр. РАН А.В.Клименко и проф. В.М. Зорина. - 3-е изд. перераб. и доп. -М.: МЭИ, 2003, - 645 с.: ил. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3).

5 Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1987.

6 Гришфильд В. Я, Г.Н. Морозов. Тепловые электрические станции: Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1986.

7 Ривкин С. Л., Александров А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1984.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Основная часть	Ходанова Т. В		
Безопасность жизнедеятельности	Абельдина А.Ш		
Экономическая часть	Приходько Н.Г		

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор информации о текущем состоянии энергетики. Составление введения, цели и задач	17.02.2020	
2.	Тепловая часть. Расчет тепловой схемы блока К-300-240. построение hs диаграммы Определение долей отборов из тепловых балансов подогревателей Определение технико-экономических показателей работы блока	9.03.2020	
3.	Выбор и описание основного и вспомогательного оборудования блока К-300-240	26.03.2020	
4.	Спецвопрос. Расчет энергоэффективности при установке частотных преобразователей на основные насосы цикла	15.04.2020	
5.	Часть БЖД. Анализ условий труда на КЭС Расчет производственного шума и освещения	01.05.2020	
6.	Экономическая часть. Определение издержек (топливо, вода, персонал, выбросы, амортизация, ремонт и т.д) Расчет себестоимости отпуска электроэнергии и экономическая оценка строительства и эксплуатации КЭС	20.05.2020	
7.	Оформление пояснительной записки	01.06.2020	
8.	Графическая часть. Принципиальная тепловая схема блока К-300-240. Поперечный разрез компоновки главного корпуса проектируемой КЭС. Продольный разрез турбины К-300-240(ЛМЗ).	08.06.2020	

Дата выдачи задания « ____ » _____ 20__ г.

Заведующий кафедрой _Кибарин А.А_____

(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _Ходанова Т.В_____

(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент Уразбаева А.Т_____

(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

Тема дипломной работы является «Технико-экономическое обоснование строительства конденсационной электрической станции мощностью 1800-МВт с блоками К-300-240 ЛМЗ». Работа включает в себя введение, в котором описывается актуальность, цель и задачи проекта, а также состояние энергетической отрасли в Казахстане и основные предпосылки к реализации данного проекта. Приводятся описание турбины К-300-240 ЛМЗ, расчет тепловой схемы блока, выбор основного и вспомогательного оборудования. Представлен специальный вопрос, который включает в себя оценку экономического эффекта при установке частотных преобразователей на основные насосы цикла. Вопросы БЖД охватывают: анализ условий работы на станции, расчеты шума и освещения. Экономический раздел содержит расчеты целесообразности капиталовложений в строительство, расчет себестоимости и инвестиционные показатели предложенного проекта.

Annotation

The topic of the thesis is “Feasibility Study for the Construction of a 1800-MW Condensation Power Plant with K-300-240LMZ Blocks”. The work includes an introduction, which briefly describes the relevance, purpose and objectives of the project, as well as the state of the energy sector in the country and the main prerequisites for the implementation of this project. The description of the K-300-240LMZ turbine, calculation of the heat circuit, construction of the h-s diagram, determination of the proportion of selections from the equations of thermal balances of regenerative heaters, the choice of the main and auxiliary equipment of the unit are given. A special question is presented, which includes an assessment of the economic effect when installing frequency converters on the main cycle pumps. The issues of Life safety sector cover: analysis of working conditions at the station, noise and lighting calculations. The economic section contains calculations of the feasibility of capital investments in construction, costing and investment indicators of the proposed project.

Андатпа

Диссертациялық жұмыстың тақырыбы: «К-300-240ЛМЗ блоктарымен 1800 МВт конденсатор электр станциясының құрылысының технико-экономикалық негіздемесі». Жұмыста жобаның өзектілігі, мақсаты мен міндеттері, сондай-ақ елдегі энергетикалық сектордың жағдайы және осы жобаны іске асырудың негізгі алғышарттары қысқаша сипатталған кіріспе бар. К-300-240ЛМЗ турбинасының сипаттамасы, жылу тізбегінің есебі, h-s диаграммасы, регенеративті жылытқыштардың жылу баланстарының теңдеулерінен пропорциялардың анықталуы, қондырғының негізгі және көмекші жабдықтарының таңдауы берілген. Негізгі цикл сорғыларына жиілік

түрлендіргіштерін орнату кезінде экономикалық тиімділікті бағалауды қамтитын арнайы сұрақ ұсынылған. Омір қауіпсіздігі бөліміндегі мәселелер мыналарды қамтиды: станциядағы жұмыс жағдайларын талдау, шу мен жарықтандыруды есептеу. Экономикалық бөлімде құрылыстағы капиталды салымдардың орындылығы, ұсынылған жобаның құны және инвестициялық көрсеткіштері есептеулер бар.

Содержание

Введение.....	9
1 Тепловая часть.....	11
1.1 Описание турбины К-300-240ЛМЗ.....	11
1.2 Расчет тепловой схемы.....	13
1.3 Построение процесса расширения пара в hs-диаграмме.....	17
1.4 Определение долей отборов	20
1.5 Определение энергопоказателей блока.....	27
2 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	28
2.1 Выбор котлоагрегата.....	29
2.2 Выбор регенеративных подогревателей.....	29
2.3 Выбор деаэратора, подогревателей и насосов.....	30
3 Безопасность жизнедеятельности.....	37
3.1 Природно-климатические условия района.....	37
3.2 Анализ условий труда на КЭС.....	38
3.3 Мероприятия по защите от вредных факторов.....	39
3.4 Акустический расчет и мер защиты от воздействия шума.....	40
3.5 Расчет искусственного освещения.....	47
4 Экономическая часть выпускной работы.....	50
4.1 Определение годового отпуска электроэнергии.....	51
4.2 Определение затрат	53
4.3 Расчет амортизационных отчислений.....	55
4.4 Расчет себестоимости отпуска энергии.....	57
4.5 Расчет текущей стоимости.....	58
5 Расчет энерго-эффективности установки ЧРП.....	60
5.1 Введение Что представляет собой ЧРП.....	61
5.2 Сферы применения общие сведения.....	62
5.3 Расчет экономического эффекта при установке ЧРП.....	63
6 Заключение.....	65
7 Список использованной литературы.....	66

ДП.5В071700.ДО.ПЗ.								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Содержание	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Уразбаева А						
Провер.		Ходанова Т.В					6	
Реценз.						АУЭС ИТЭиГТ ТЭС-16-3		
Зав.каф.		Кибарин А.А.						
Н.контр.								

Введение

Энергетика, играет огромную роль в экономической и социальной жизни любой страны. В экономике Республики Казахстан, электроэнергетика имеет особое значение на такие значимые отрасли как, нефть, металлургия и добыча газа и характеризуется высоким энергопотреблением. Из чего следует, что конкурентоспособность тяжелой промышленности страны и уровень жизни населения во многом зависит от надежного и качественного энерговырабатывающего сектора по доступным ценам.

Необходимо учесть, что энергосистема Казахстана отличается неравномерностью распределения ее объектов по территории страны. На данный момент выработали свои ресурсы более 50 млн. кВт генерирующих мощностей, которые к 2030 г возрастет до 100 млн. кВт. Потребность в электроэнергии по словам экспертов будет стабильно расти и возрастет к 2030 до 136 млрд кВт·ч, а к 2050 году до 172 млрд кВт·ч и возникнет дефицит электроэнергии, которая будет особенно актуальна для Южного региона. Южный Казахстан объединена общей сетью с севером и имеет развитую связь с Кыргызстаном и Узбекистаном. Тем не менее существуют большие потери в электро сетях, что обусловлено существенным износом оборудования и необходимостью передачи электроэнергии на большие расстояния (например, высоковольтные линии «Север-Юг»). Доля потерь в электрических сетях составляет в среднем 13%, что существенно выше уровня потерь в сетях развитых европейских стран, находящегося в диапазоне от 2,3% до 6%.

Самобалансирование и даже создание в перспективе экспортного потенциала возможно, это может быть достигнуто за счет нового строительства. Так, например, строительство КЭС в данном регионе позволит уменьшить сложившийся дефицит и как следствие - себестоимость электроэнергии. В Послании Президента Республики Казахстан Н. А. Назарбаева народу Казахстана «Казахстан-2050» поставлены основные задачи

- к 2050 г. вступить в число 30-ти наиболее развитых стран планеты по валовому продукту на душу населения. Для достижения таких целей на практике необходимо повысить значимость данного параметра на 4-5 раз при этом, необходимо учесть, что развитые страны не будет стоять на месте.

В данном дипломном проекте, рассматривается ТЭО обоснование строительства КЭС мощностью 1800 МВт с 6 энергоблоками типа К-300 в Южном регионе Казахстана.

Основными потребителями электроэнергии вводимых в эксплуатацию мощностей будут являться промышленные предприятия и коммунально-бытовой сектор региона.

ТЭО строительства КЭС гарантирует достижение последующих целей:
✓ Возмещение необходимостей в электроэнергетической индустрии, коммунально-бытового хозяйства и народонаселения Южного региона;

- ✓ Поддержка и наращивания объема экспорта электроэнергии;
- ✓ Оптимизация надежности энергоснабжения покупателей за счет формирования потенциала электрической мощности.

- ✓ Кроме того, это обеспечит занятость значительного числа трудоспособного населения работой, требующей высокой квалификации.

Построение КЭС по блочному принципу дает определенные технико-экономические преимущества, которые заключаются в следующем:

- ✓ Простота использования пара высоких и сверхвысоких параметров за счет облегченной системы паропроводов

- ✓ Надежность работы и простота эксплуатации в следствии более четкой технологической схемы станции

- ✓ сокращается объем строительных и монтажных работ;

- ✓ оптимизация капитальных затрат на реализацию станции;

- ✓ Создает удобное расширение электростанции, а при необходимости новые энергоблоки могут отличаться от предыдущих по своим параметрам.

Цель дипломного проекта: провести оценку и ТЭО строительства новой станции на основе блочного типа, которая сможет уменьшить сложившийся дефицит электроэнергии в Южном регионе Казахстана.

Основные задачи проекта:

1. Провести оценку потребления электроэнергии в Южном регионе и определить тип и мощность проектируемой станции;

2. Выбрать и обосновать район размещения КЭС;

3. Описать особенности КЭС, а также описание оборудования, предлагаемое к установке;

4. Рассчитать тепловую схему блока. Определить технико-экономические показатели;

5. Провести выбор основного и вспомогательного оборудования;

6. В специальном вопросе оценить экономический эффект от установки ЧРП на конденсатные насосы блока;

7. Выполнить анализ потенциально опасных и вредных факторов на проектируемом объекте, воздействующих на персонал

8. Провести экономический расчет себестоимости и капзатрат проекта;

9. Сделать общие выводы.

1 Тепловая часть

1.1 Описание турбины К-300-240ЛМЗ

Паровая турбина К-300-240 ЛМЗ – конденсационная, предназначенная для привода генератора электрического тока мощностью 300 МВт. Принципиальная тепловая схема турбоустановки показана на рисунке 1. Турбина имеет три цилиндра: ЦВД, ЦСД, ЦНД, последняя выполнена двухпоточной. Парораспределение свежего пара - сопловое. После ЦВД предусмотрен промежуточный перегрев пара. Турбина имеет восемь отборов: ЦВД- два, ЦСД- четыре и два - ЦНД.

Нагрев питательной воды и конденсата осуществляется в восьми регенеративных подогревателях: трех ПВД (П1, П2, П3), четырех ПНД и деаэраторе.

Вал турбины состоит из роторов ЦВД, ЦСД, трех роторов ЦНД и ротора генератора. Каждый из роторов установлен на двух опорных подшипниках. Подшипники ротора ЦВД сегментные, шестиколодочные. Корпуса переднего подшипника и подшипника, размещенного между ЦВД и ЦСД, выносные, опирающиеся на фундамент; корпуса остальных подшипников встроены в выходные патрубки. В крышках всех корпусов подшипников размещены аварийные масляные емкости.

Все роторы соединены жесткими муфтами. Полумуфты роторов ЦВД и ЦСД выполнены заодно с валами. Между полумуфтами роторов ЦНД из-за необходимости размещения ригелей фундамента установлены жесткие цилиндрические проставки. Валопровод имеет опорно-упорный подшипник. Пар из парогенератора по двум паропроводам подается к двум блокам клапанов, установленным перед турбиной.

Каждый блок состоит из стопорного и двух регулирующих клапанов. Все клапаны разгруженные. Такая их компоновка улучшает прогрев при пуске и обеспечивает лучшие маневренные качества турбоустановки. Регулирующие клапаны открываются поочередно, обеспечивая сопловое парораспределение.

От регулирующих клапанов пар по четырем перепускным трубам проходит в ЦВД. Пройдя одновенечную регулируемую ступень и пять ступеней левого потока, поток пара поворачивается на 180° и проходит сначала по межкорпусному пространству, охлаждая внутренний корпус, а затем — через последние шесть ступеней ЦВД. После расширения в ЦВД пар направляется в промежуточный пароперегреватель (ПП) на вторичный перегрев, где подогревается до температуры.

Из ЦВД и непосредственно после него осуществляется два нерегулируемых отбора пара в поверхностные регенеративные подогреватели питательной воды высокого давления (ПВД). Пар после

промежуточного перегревателя поступает в ЦСД, откуда осуществляется четыре нерегулируемых отбора пара. Из одного из них часть потока пара направляется в поверхностный ПВД, другая часть потока поступает в деаэратор (регенеративный подогреватель смешивающего типа), а третья - на турбинный привод питательного насоса (ТП) или электрического привода (ЭП).

Поток конденсата каскадного слива после ПНД закачивается в линию основного конденсата дренажным насосом (ДН), а после ПВД - поступает в деаэратор (Д).

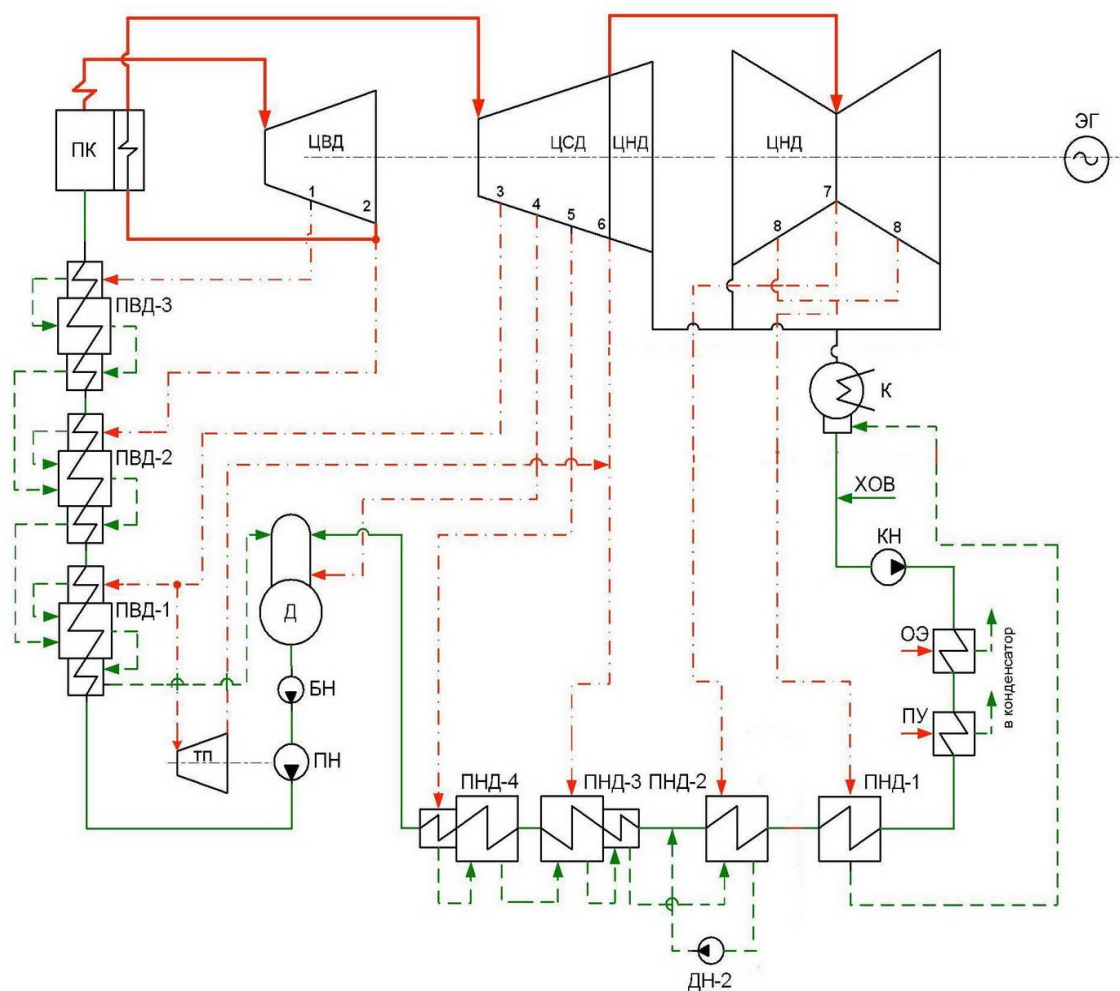


Рисунок 1. 1- Принципиальная тепловая схема энергоблока с турбоустановкой (К-300-240 ЛМЗ)

1.2 Расчет тепловой схемы

Паровая турбина К-300 конденсационная без регулируемых отборов пара, с промежуточным перегревом и с номинальной мощностью $N=300$ МВт рассчитана для работы при следующих параметрах:

Таблица 1.1- Основные показатели турбины К-300-240ЛМЗ

Параметр	Размерность	Величина
Давление перед стопорным клапаном, P_0	МПа	24,5
Температура перед стопорным клапаном, t_0	$^{\circ}\text{C}$	550
Давление в конденсаторе, $P(k)$	МПа	0,0035
Температура охлаждающей воды, $t(k)$	$^{\circ}\text{C}$	12
Температура питательной воды, $t(\text{п.в})$	$^{\circ}\text{C}$	250
Номинальная мощность, N	МВт	300
Максимальная мощность, N	МВт	320

Турбина имеет 8 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды до температуры $t_{\text{п.в}}=250^{\circ}\text{C}$.

Таблица 1.2 - Давления в отборах

Отбор	Абсолютное давление в отборе, МПа
ПВД8	6,1
ПВД7	4,05
ПВД6	1,5
Деаэратор	1,05
ПНД4	0,45
ПНД3	0,22
ПНД2	0,08
ПНД1	0,03

Давление промежуточного перегрева составляет $P'_{\text{п.п}} = 4,05 \text{ МПа}$
Потеря давления в системе промежуточного перегрева принимается равной 0,1 от $P'_{\text{п.п}}$. Поэтому давление пара после промежуточного перегрева равно:

$$P''_{п.п.} = 0,9P_{п.п.} = 0,9 \cdot 4,05 = 3,65 \text{ МПа.} \quad (1.2.1)$$

Принимаем недогрев в подогревателе П8 ввиду наличия охладителя пара $v_{пв} = 2 \text{ }^\circ\text{C}$. Тогда температура насыщения отборного пара в подогревателе П8 равна

$$t_{пн8} = t_{п8} + v_{п8} = 250 + 2 = 252 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (1.2.2)$$

По таблицам водяного пара по температуре насыщения находим давление пара в подогревателе $P'_{п8} = 4,1137 \text{ МПа}$. Отбор на П7 берется после ЦВД при давлении промежуточного перегрева $P_{п7} = P'_{пн} = 4,05 \text{ МПа}$:

$$P'_{п7} = 0,92P_{п7} = 0,92 \cdot 4,05 = 3,73 \text{ МПа} \quad (1.2.3)$$

По таблицам водяного пара находим: $t_{п7н} = 246,25 \text{ }^\circ\text{C}$, принимаем $v_{п7} = 2,8 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$t_{п7} = t_{п7н} - v_{п7} = 246,25 - 2,8 = 243,45 \text{ }^\circ\text{C} \quad (1.2.4)$$

Таким образом, подогрев в П8 равен:

$$\Delta t_{п8} = t_{п8} - t_{п7} = 250 - 243,45 = 6,55 \text{ }^\circ\text{C} \quad (1.2.5)$$

Давление в отборе, питающем деаэратор, определяется с учетом давления в деаэраторе:

$$P'_d = 0,675 \text{ МПа}; t_{д.н} = 163,5 \text{ }^\circ\text{C} \quad (1.2.6)$$

Из исходных данных знаем, что: $P_d = 1,05 \text{ МПа}$. Таким образом, суммарный подогрев воды в П6, П7 и питательном насосе составляет:

$$\Delta t_{п7, п6} = t_{п7} - t_{д.н} = 243,45 - 163,5 = 79,95 \text{ }^\circ\text{C} \quad (1.2.7)$$

Следует отметить, что подогрев в П7 паром из холодной линии промежуточного перегрева целесообразно принять в 1,5-1,8 раз больше, чем в П6, который питается паром из отбора после промежуточного перегрева. Объясняется это тем, что на промежуточный перегрев пара было затрачено тепло, и экономичнее использовать значительный теплоперепад в ЧСД прежде, чем давать пар в отбор.

Тогда определяем:

$$t_{п6} = t_{д.н} + \frac{\Delta t_{п7, п6} - \Delta t_{п.н}^*}{2,5} = 163,5 + \frac{79,95 - 6,0}{2,5} = 193,06 \text{ }^\circ\text{C} \quad (1.2.8)$$

принимаем $v_{п6} = 1,1 \text{ }^\circ\text{C}$. Тогда

$$t_{п6н} = t_{п6} + v_{п6} = 193,06 + 1,1 = 194,16 \text{ }^\circ\text{C} \quad (1.2.9)$$

Из исходных данных знаем, что: $P_{п6} = 1,5 \text{ МПа}$.

Таким образом, осталось определить давления в отборах на ПНД. Следует иметь в виду, что давление после ЧСД определяется

конструктивными соображениями и обычно составляет 0,2-0,22 МПа. Принимаем $P_{п3}=0,22$ МПа; $P'_{п3}=0,2$ МПа; $t_{п3н}=120,21$ °С;

$$t_{п3}=t_{п3н}-v_{п3}=120,21-5=115,21$$
 °С (1.2.10)

Недогрев в ПЗ принимаем равным 5°С, так как из всех ПНД предусматриваем охладитель пара только в П4. Для надежной работы деаэратора и его регулятора давления рекомендуется величина подогрева основного конденсата в деаэраторе порядка 20 °С. Это условие определяет выбор давления отбора на П4:

$$t_{п4}=t_{дн}-\Delta t_{д}=163,5-20,2=143,3$$
 °С (1.2.11)

При $v_{п4}=2$ °С (из-за наличия охладителя пара) имеем:

$$t_{п4н}=t_{п4}+v_{п4}=143,3+2=145,3$$
 °С (1.2.12)

$$P'_{п4}=0,42$$
 МПа; $P_{п4}=0,45$ МПа;

Для определения давлений двух отборов из ЦНД принимаем равномерное распределение подогрева воды между подогревателями ПЗ, П2, П1. Температура основного конденсата на входе в П1 равна температуре конденсата после конденсатора плюс подогрев в сальниковом подогревателе:

$$t_{с.п}=t_k + \Delta t_{с.п.}$$
 (1.2.13)

При $P_k = 0,0035$ МПа,

$$t_k = 26,7$$
 °С. При $\Delta t_{с.п.}=4 \div 5$ °С. $t_{с.п.}=26,7+4,5=31,2$ °С.

Подогрев, приходящийся на один из трех подогревателей низкого давления, равен:

$$\Delta t = \frac{t_{п3} - t_{с.п.}}{3} = \frac{115,21 - 31,2}{3} = 28$$
 °С; (1.2.14)

$$t_{п1} = t_{с.п.} + \Delta t = 31,2 + 28 = 59,2$$
 °С;

$$t_{п1н} = t_{п1} + v_{п1} = 59,2 + 5 = 64,2$$
 °С;

$$P'_{п1} = 0,024$$
 МПа; $P_{п1} = 0,03$ МПа;

$$t_{п2} = t_{п1} + \Delta t = 59,2 + 28 = 87,2$$
 °С;

$$t_{п2н} = t_{п2} + v_{п2} = 87,2 + 5 = 92,2$$
 °С;

$$P'_{п2} = 0,0756$$
 МПа; $P_{п2} = 0,08$ МПа.

Таким образом, давления отборов определены с учетом имеющихся рекомендаций по оборудованию турбоустановки.

Для случая, когда отсутствует отдельный отбор пара на деаэратор, число отборов окажется меньше на единицу. При этом $t_{п7}=243,45$ °С; $t_{п4}=143,3$ °С. Подогрев в П7 принимаем в 1,6 больше, чем в П6 и в Д. Из величины подогрева

$$\Delta t = t_{п7} - t_{п4} = 243,45 - 143,3 = 100,15 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (1.2.15)$$

Необходимо вычесть повышение температуры в питательном насосе $\Delta t_{п.н}$. Повышение энтальпии в питательном насосе:

$$\Delta t_{п.н} = \frac{\mathcal{G}' \Delta P_{п.н}}{\eta_{п.н}}; \quad \text{где } \mathcal{V}' - \text{удельный объем воды при температуре } t_{н.д};$$

$\Delta P_{п.н}$ – повышение давления в питательном насосе, Н/м².

$$\Delta i'_{п.н} = \frac{0,0011 \cdot 30,5 \cdot 10^6}{0,8 \cdot 10^3} = 42 \text{ кДж/кг.} \quad (1.2.16)$$

Это соответствует повышению температуры $\Delta t_{п.н} = 6,0$ °С. Тогда имеем:

$$\Delta t = \frac{t_{п7} - t_{п4} - \Delta t_{п.н}}{2,6} = \frac{243,45 - 143,3 - 6,0}{2,6} = 36,21 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (1.2.17)$$

$$t_{п6} = t_{п5} + \Delta t_{см} + t_{п.н} = 143,3 + 36,21 + 6,0 = 185,51 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (1.2.18)$$

$$t_{н,п6} = t_{п6} + \mathcal{G}_{п6} = 185,51 + 3,0 = 188,51 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$P'_{п6} = 1,312 \text{ МПа}; \quad P_{п6} = 1,08 \cdot P'_{п6} = 1,08 \cdot 1,312 = 1,45 \text{ МПа}.$$

$$\Delta t_{п6} = 185,51 - 163,5 - 6 = 16,46 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

1.3 После определения давлений отборов переходим к построению процесса расширения пара в hs-диаграмме

Начальная энтальпия пара при $P_0=24,5$ МПа и $t_0=550$ °С $i_0=3345,1$ кДж/кг.

Построение процесса проводится от начальной точки 0 при постоянной энтальпии к точке 0' (начальное дросселирование пара в регулирующих клапанах):

$$\Delta P_0 = 0,04 \cdot P_0 = 0,04 \cdot 24,5 = 0,98 \text{ МПа. } P'_0 = 23,52 \text{ МПа.} \quad (1.3.1)$$

Принимаем изохронное теплопадение в регулирующей ступени 100 кДж/кг. Откладываем это теплопадение в is-диаграмме для водяного пара по вертикали и получаем точку пересечения с изобарой за регулирующей ступенью $P_{р.с}=17$ МПа. Принимаем КПД регулирующей ступени $\eta_{oi}^{p.c} = 0,7$, тогда:

$$i_{p.c} = i_0 - h_{a,p.c} \eta_{oi}^{pc} = 3345,1 - 100 \cdot 0,7 = 3245,8 \text{ кДж/кг.} \quad (1.3.2)$$

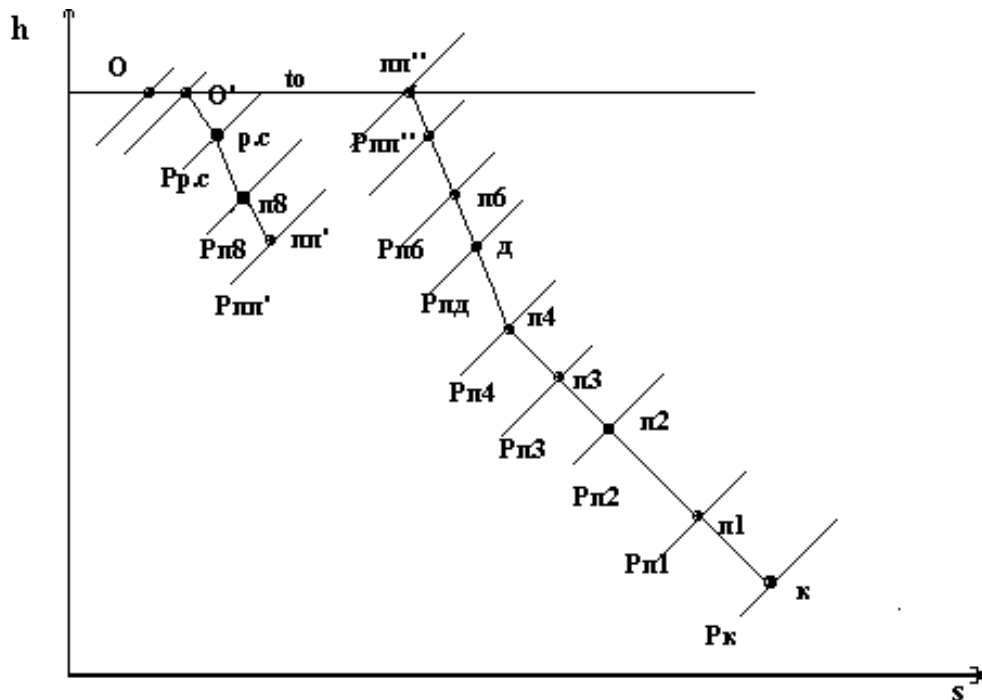


Рисунок 1.2 - Процесс расширения пара в турбине К-300-240 в h-s диаграмме

Далее по изоэнтропе из точки p.c определяем располагаемое тепловыделение остальных ступеней ЦВД до $P_{п.п} = 4,05$ МПа; $h_{a,v,d} = 381,12$ кДж/кг. Энтальпия пара за ЦВД равна:

$$i'_{п.п} = i_{p.c} - h_{a,v,d} \cdot \eta_{oi}^{6,d} = 3245,8 - 381,12 \cdot 0,82 = 2940,91 \text{ кДж/кг} \quad (1.3.3)$$

Соединим точки p.c и п.п' на is-диаграмме прямой линией. Пересечение линии расширения пара в ЦВД с изобарой $P_{п8} = 6,1$ МПа дает значение энтальпии пара в отборе на П8: $i_8 = 3226,76$ кДж/кг; $t_{п8п} = 345^\circ\text{C}$ – температура пара в отборе. Далее строим процесс расширения пара в ЦСД и ЦНД. Начальная точка имеет параметры пара.

$$P''_{п.п} = 3,65 \text{ МПа; } t''_{п.п} = 550^\circ\text{C; } i''_{п.п} = 3563,51 \text{ кДж/кг.}$$

Дросселирование пара в дроссельных клапанах на входе в ЦСД обычно принимают 0,1 МПа. Определяем изоэнтروпийное теплопадение в ЦСД до давления 0,22 МПа: $h_{a,c,d} = 767,6$ кДж/кг. Принимаем $\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,9$:

$$i_3 = i''_{п.п} - \eta_{oi}^{ЦСД} \cdot h_{a,c,d} = 3563,51 - 767,6 \cdot 0,9 = 2872,67 \text{ кДж/кг} \quad (1.3.4)$$

Проводим линию расширения пара в ЦСД, соединяя точки п.п'' и п3. Пересечение с изобарами $P_{п6}, P_{пд}, P_{п4}$ дает энтальпии

$$i_6 = 3316,96 \text{ кДж/кг; } i_7 = 3231,63 \text{ кДж/кг; } i_4 = 3039,1 \text{ кДж/кг.}$$

Определяем изоэнтروпийное теплопадение ЦНД до $P_k=0,0035$ МПа;
 $h_{a,n,d}=703,34$ кДЖ/кг. Принимаем $\eta_{oi}^{p,c} = 0,8$.

$$i_k = i_3 - h_{a,n,d} \eta_{oi}^{ЦНД} = 2872,67 - 703,74 \cdot 0,8 = 2309,95 \text{ кДж/кг}$$

$$x_k = 0,922$$

(1.3.5)

Таким образом, все необходимое исходные данные получены. Для удобства последних расчетов сводим эти данные в таблицу параметров (таблице 1.3)

Таблица 1.3 - Параметры пара и воды

Точка процесса	P	T	i	P'	th'	ih'	t _{ни}	i _{ни}	t _{др}	i _{др}
	МПа	°C	кДж/кг	МПа	°C	кДж/кг	°C	кДж/кг	°C	кДж/кг
0	24,5	550	3345,1	-	-	-	-	-	-	-
0'	23,5 2	546,4	3345,1	-	-	-	-	-	-	-
РС	16	483	3245,8	-	-	-	-	-	-	-
П8	6,1	345	3026,8	4,11	252	1095,4	250	1085,7	236	1018,9
П7 (П П')	4,05	306,6	2940,9	3,73	246,3	2802,1	243,5	1054,1	206	880,38
ПП'	3,69	555	3563,5	-	-	-	-	-	-	-
П6	1,5	428	3316,9	1,45	194,2	826,4	193,1	821,5	182,2	772,88
Д	1,05	385	3231,6	0,68	163,5	690,8	163,5	690,7	-	-
П4	0,45	287	3039,1	0,42	145,3	611,9	143,3	603,4	129,3	543,5
П3	0,22	201,4	2872,7	0,2	120,2	503,8	115,2	483,4	120,2	504,6
П2	0,08	120	2718,7	0,08	92,2	386,2	87,2	365,2	92,2	386,2
П1	0,03		2487	0,03	64,2	268,7	59,2	247,8	64,2	268,7
К	0,00 35	26,7	2310 (x=0,9 22)	-	-		26,7	-	-	

Проводим в i -диаграмме линию расширения пара в ЦНД, соединяя точки ПЗ и К. Пересечение этой прямой линии с изобарамм $P_{п2}$ и $P_{п1}$ дает энтальпии пара в отборах: $i_2=2718,66$ кДж/кг; $i_1=2487$ Дж/кг.

Необходимо так же построение процесс расширения пара в приводной турбине питательного насоса. Пар берется из отбора на П6.

Падение давления в паропроводе до турбины принимаем 0,1 от $P_{п6}$

$$P_{т.н} = 0,9 \cdot P_{п6} = 0,9 \cdot 1,5 = 1,35 \text{ Мпа} \quad (1.3.6)$$

Противодавление равно $1,1P_{п3}$; $P_{п,т.н} = 1,1 \cdot 0,22 = 0,242$ МПа

Из i -диаграммы $h_{а.т.н} = 375$ кДж/кг; принимаем $\eta_{oi}^{мн} = 0,85$

$$i_{п,т.н} = i_6 - i_{а,т.н} \eta_{oi}^{мн} = 3290 - 375 \cdot 0,85 = 2971,3 \text{ кДж/кг} \quad (1.3.7)$$

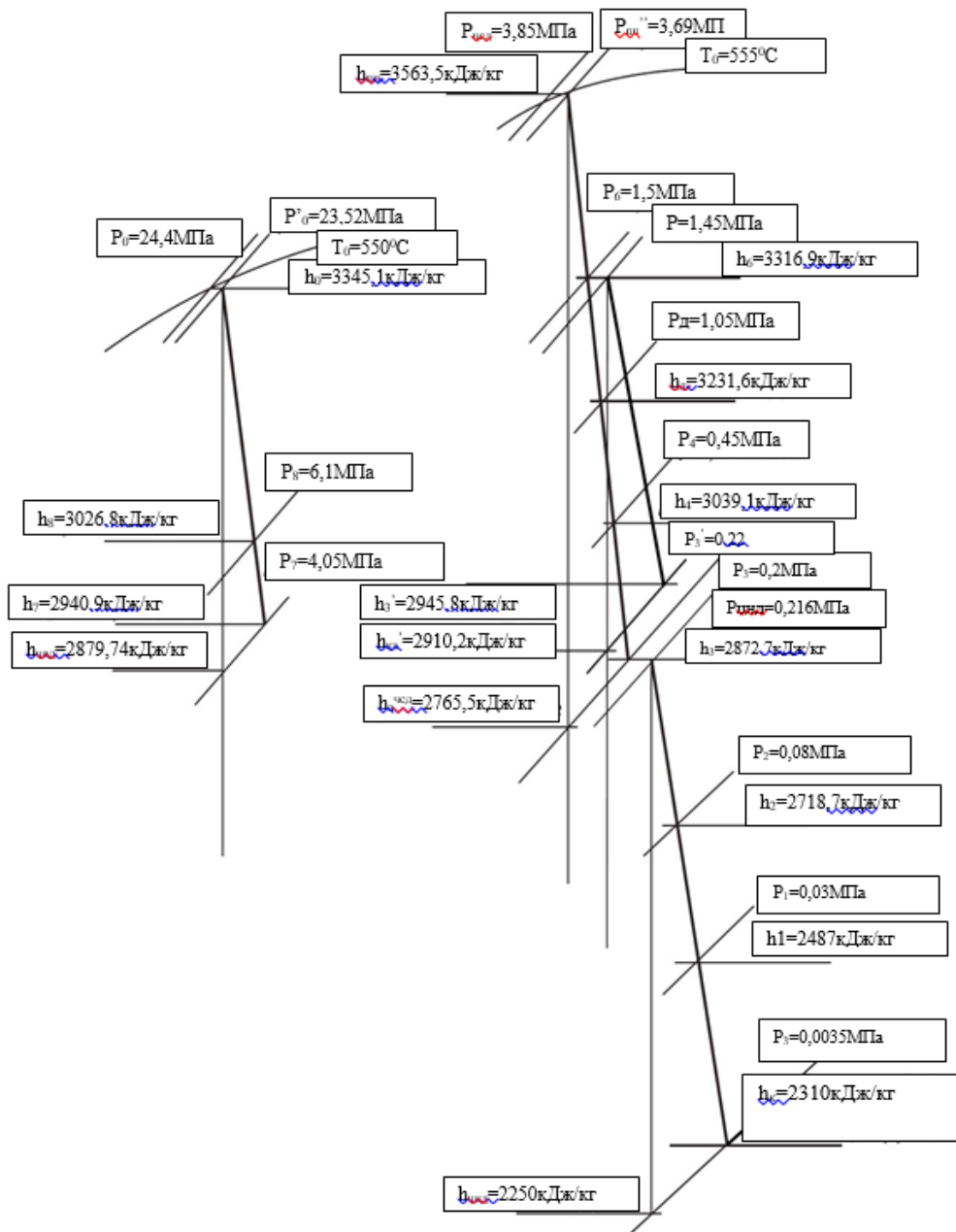


Рисунок 1.3 - h-s диаграмма процесса расширения пара в турбине и в турбоприводе

1.4 Определение долей отборов из тепловых балансов подогревателей

Последние составляются последовательно от П8 до П1. Составление тепловых балансов подогревателей начинаем с ПВД.

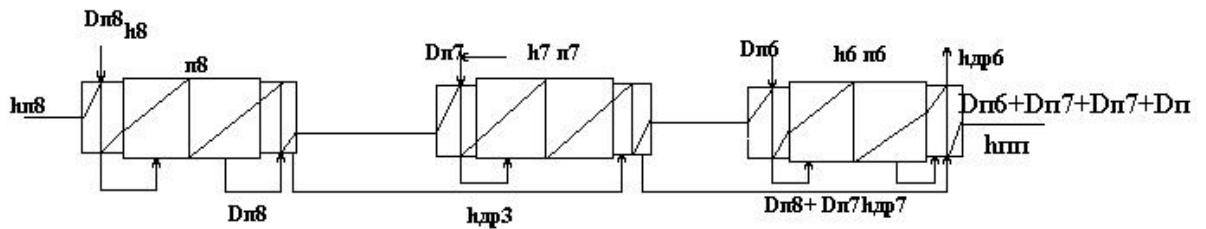


Рисунок 1.4 - Расчет группы подогревателей высокого давления

Подогреватель П8

$$D_{n8}(i_8 - i_{\text{оп}8})\eta_{n8} = D(i_{n8} - i_{n7})$$

$$\alpha_{n8} = \frac{D_{n8}}{D} = \frac{i_{n8} - i_{n7}}{(i_8 - i_{\text{оп}8})\eta_{n8}} = \frac{1085,7 - 1054,1}{(3026,8 - 1018,92) \cdot 0,99} = 0,0159 \quad (1.4.1)$$

Подогреватель П7 (в подогреватель сливается дренаж из П8 и поступает пар протечек уплотнений)

$$D_{n7}(i_7 - i_{\text{оп}7}) + D_{n7}^{np}(i_{n7}^{np} - i_{\text{оп}7}) + D_{ПВ}(i_{\text{оп}8} - i_{\text{оп}7}) = D(i_{n7} - i_{n6}) \frac{1}{\eta_{n7}};$$

$$\alpha_{n7} = \frac{(i_{n7} - i_{n6}) \frac{1}{0,99} - \alpha_{n8}(i_{\text{оп}8} - i_{\text{оп}7}) - \alpha_{n7}^{np}(i_{n7}^{np} - i_{\text{оп}7})}{(i_7 - i_{\text{оп}7})};$$

$$\alpha_{n7} = \frac{(1054,1 - 821,5) \frac{1}{0,99} - 0,0159(1018,92 - 880,38) - 0,007(3231,6 - 880,38)}{(2940,9 - 880,38)} = 0,105 \quad (1.4.2)$$

Подогреватель П6 (в подогреватель входит питательная вода после питательного насоса с температурой $t_{п.н}=170,2^{\circ}\text{C}$). Принимаем:

$$t_{\text{оп}6} = t_{п.н} + 12 = 170,2 + 12 = 182,2^{\circ}\text{C} \quad (1.4.3)$$

$$i_{п.н} = 720,47 \text{ кДж/кг}, \quad i_{\text{оп}6} = 773,14 \text{ кДж/кг}.$$

$$D_{n6}(i_6 - i_{\text{оп}6}) + (D_{n8} + D_{n7} + D_{n7}^{np})(i_{\text{оп}7} - i_{\text{оп}6}) = D(i_{n6} - i_{нн}) \frac{1}{\eta_n};$$

$$\alpha_{n6} = \frac{(821,5 - 720,47) \frac{1}{0,99} - (0,0158 + 0,105 + 0,007)(880,38 - 773,14)}{(3316,9 - 773,14)} = 0,0347 \quad (1.4.4)$$

В деаэраторе сливаются дренажи ПВД, а также подается греющий пар - протечки штоков клапанов ЦВД $-D_{шт}$, протечки уплотнений $D_{пр}^д$ и пар из отбора. Из ПНД в деаэратор поступает поток конденсата $D_{к.д}$. Из деаэратора подается пар на коллектор уплотнений, откуда через концевые

уплотнения попадает в сальниковый подогреватель и частично сбрасывается в конденсатор:

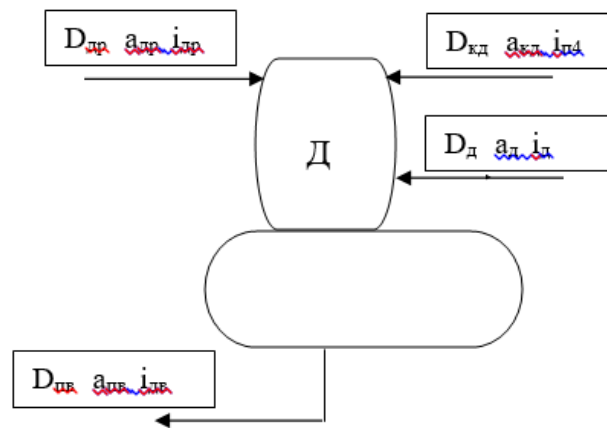


Рисунок 1.5 - Потoki, поступающие в деаэратор

$$\alpha_{к.у} = \alpha_{с.н} + \alpha_{к}^{np};$$

$$\alpha_{к.у} = 0,003; \alpha_{с.н} = 0,0016; \alpha_{к}^{np} = 0,0014. \quad (1.4.5)$$

Энтальпия пара протечек берется как средняя величина, так как протечки разных уплотнений имеют разную энтальпию: $i_{\delta}^{np} = 3231,6 \text{ кДж/кг}$. В уравнение теплового баланса введем только количество греющего пара $\alpha_{д}$ и протечки штоков:

$$\alpha_{\delta} i_{\delta} + \alpha_{шт} i_{\delta} + (\alpha_{n8} + \alpha_{n7} + \alpha_{n7}^{np} + \alpha_{n6}) i_{\delta p6} + \alpha_{к.д} i_{n4} = i_{\delta}' \cdot \frac{1}{\eta_{\delta}} \quad (1.4.6)$$

Выразим $\alpha_{к.д}$ из весового баланса:

$$\alpha_{кд} = 1 - \alpha_{шт} - \alpha_{n7}^{np} - \alpha_{n8} - \alpha_{n7} - \alpha_{n6} - \alpha_{\delta}' =$$

$$= 1 - 0,003 - 0,007 - 0,0159 - 0,105 - 0,0347 - \alpha_{\delta}' = 0,8344 - \alpha_{\delta}'$$

$$\alpha_{\delta}' = \frac{690,8 \cdot \frac{1}{0,99} - 0,003 \cdot 3345,1 - 0,205 \cdot 773,14 - 0,8344 \cdot 603,4}{3231 - 603,4} = 0,00981 \quad (1.4.7)$$

Баланс пара:

приход	расход
$\alpha_{д}^{np} = 0,014$	$\alpha_{д}' = 0,0098$
$\alpha_{шт} = 0,003$	$\alpha_{к.у} = 0,003$
$\sum \alpha = 0,017$	$\sum \alpha = 0,0128$

Следовательно, из отбора турбины на деаэратор берется $\alpha_{д} = 0,0042$. Тогда имеем: $\alpha_{к.д} = 0,8344 - 0,0042 = 0,8302$

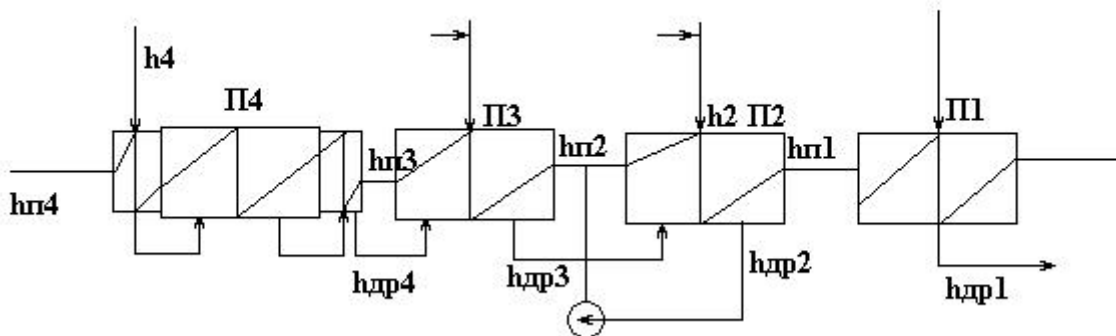


Рисунок 1.6 - Расчет группы подогревателей низкого давления
Тепловой баланс ПНД:

Подогреватель П4

$$\alpha_{n4}(i_4 - i_{dp4}) = \alpha_{к.д}(i_{n4} - i_{n3}) \frac{1}{\eta_{n4}};$$

$$\alpha_{n4} = \frac{0,8302(603,4 - 483,4) \frac{1}{0,99}}{3039,1 - 543,5} = 0,0403 \quad (1.4.8)$$

Подогреватель П3

Так как по ходу конденсата перед П3 имеется смеситель двух потоков – основного конденсата из конденсатора $\alpha'_{к} = \alpha_{к.д} - \alpha_{п4} - \alpha_{п3} - \alpha_{4.2}$ и дренажа из П2 $\alpha_{п4} + \alpha_{п3} + \alpha_{п2}$, в уравнении теплового баланса для П3 запишем отдельно подогрев каждого из этих потоков:

$$[\alpha'_{n3}(i_{n.m.n} - i_{dp3}) + \alpha_{n4}(i_{dp4} - i_{dp3})] \eta_{n3} =$$

$$\alpha'_{к}(i_{n3} - i_{n2}) + (\alpha_{n4} + \alpha_{n3} + \alpha'_{n2})(i_{n3} - i_{dp2}) \quad (1.4.9)$$

где $\alpha'_{п3}$ доля пара на П3 из противодействия паровой турбины питательного насоса:

$$\left[\alpha'_{n3} \left(\frac{2971}{3 - 504,6} \right) + 0,0403(543,5 - 504,6) \right] \cdot 0,99 =$$

$$(0,8302 - 0,0403 - \alpha_{n3} + \alpha'_{n2})(483,4 - 365,2) +$$

$$+ (0,0403 + \alpha_{n2} + \alpha'_{n2})(483,4 - 386,2).$$

$$\alpha'_{n3} - 0,0875\alpha'_{n2} = 0,03806.$$

Уравнение содержит два неизвестных и решается совместно с уравнением теплового баланса для П2.

Подогреватель П2

$$\begin{aligned} \alpha'_{n2} &= \alpha_{n2}^{np} + \alpha_{n2} = 0,008 + \alpha_{n2}; \\ \alpha_{n2} &= (i_2 - i_{dp2}) + \alpha_{n2}^{np}(i_{n2}^{np} - i_{dp2}) = \alpha'_k(i_{n2} - i_{n1}) \frac{1}{\eta_{n2}}; \\ \alpha'_k &= \alpha_{k.0} - \alpha_{n4} - \alpha_{n3} - \alpha_{n2}^{np} - \alpha_{n2}; \\ \alpha'_k &= 0,8302 - 0,0403 - 0,0381 - 0,0875\alpha_{n2} - \alpha_{n2} = 0,7518 - 1,0875\alpha_{n2} \quad (1.4.10) \end{aligned}$$

-доля потока, проходящего через П2.

Подставляем значения α'_k в уравнение теплового баланса П2:

$$\begin{aligned} \alpha_{n2}(27118,7 - 386,2) + 0,008(3231,6 - 386,2) &= (0,7518 - 1,0875\alpha_{n2})(365,2 - 247,8) \frac{1}{0,99}; \\ 2325,6\alpha_{n2} + 22,7632 &= 89,15 - 128,96\alpha_{n2} \\ 2454,56\alpha_{n2} &= 66,39 \\ \alpha_{n2} &= 0,02704 \\ \alpha'_{n2} &= 0,008 + 0,02704 = 0,03504; \\ \alpha'_{n3} &= 0,03806 + 0,0875\alpha'_{n2} = 0,03806 + 0,0875 \cdot 0,03504 = 0,0411 \\ \alpha'_k &= 0,7518 - 1,0875 \cdot \alpha_{n2} = 0,7518 - 1,0875 \cdot 0,02704 = 0,7224 \quad (1.4.11) \end{aligned}$$

Подогреватель П1 совместно с СП:

$$\begin{aligned} \alpha_{n1}(i_1 - i_{dp1}) + \alpha_{c.n}(i_{c.n} - i_{dp.c.n}) &= \alpha'_k(i_{g1} - i'_k); \quad (1.4.12) \\ \alpha_{n1}(2487 - 268,7) + 0,0016 \cdot 2300 &= 0,7224(247,9 - 26,7 \cdot 4,19) \\ \alpha_{n1} &= 0,04264; \\ \alpha_k &= \alpha'_k - \alpha_{n1} - \alpha_{c.n} - \alpha_k^{np} = 0,7224 - 0,04264 - 0,0016 - 0,0014 = 0,6778 \end{aligned}$$

-доля потока пара, поступающего в конденсатор.

Для определения расхода пара на турбину найдем приведенное теплопадение для всей турбины, как сумму произведений долей расхода пара на теплопадения отсеков турбины.

Отсек ЦВД до левого уплотнения:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 1 - \alpha_{umt} - \alpha_{en}^{np} = 1 - 0,003 - 0,018 = 0,979; \\ \Delta h_{i1} &= i_0 - i_{np.цвд}^{нес} = 3345,1 - 3100 = 245,1 \text{ кДж/кг}; \\ \alpha_1 \Delta h_{i1} &= 0,979 \cdot 245,1 = 239,95 \text{ кДж/кг}. \quad (1.4.13) \end{aligned}$$

Отсек ЦВД до отбора на П8

$$\alpha_2 = \alpha_1 - \alpha_{np.цвд}^{lee} + \alpha_{ен}^{np} = 0,979 - 0,015 + 0,018 = 0,982;$$

$$h_{i_2} = i_{np.цвд}^{lee} - i_8 = 3100 - 3026,8 = 73,2 \text{ кДж/кг};$$

$$\alpha_2 \Delta h_{i_2} = 0,982 \cdot 41 = 71,88 \text{ кДж/кг}. \quad (1.4.14)$$

Отсек ЦВД до отбора на П7:

$$\alpha_3 = \alpha_2 - \alpha_{n8} = 0,982 - 0,0159 = 0,9661;$$

$$\Delta h_{i_3} = i_8 - i_7 = 3026,8 - 2940,9 = 85,9 \text{ кДж/кг};$$

$$\alpha_3 \Delta h_{i_3} = 0,9661 \cdot 85,9 = 82,988 \text{ кДж/кг}. \quad (1.4.15)$$

Первый отсек ЦСД (до отбора на П6):

$$\alpha_4 = \alpha_3 - \alpha_{np.цвд}^{npав} - \alpha_{np}^{цсд} - \alpha_{n7} = 0,9661 - 0,008 - 0,006 - 0,105 = 0,8471;$$

$$\Delta h_{i_4} = i_{n,n}'' - i_6 = 3563,5 - 3316,9 = 246,6 \text{ кДж/кг};$$

$$\alpha_4 \Delta h_{i_4} = 0,8471 \cdot 246,6 = 208,89 \text{ кДж/кг}. \quad (1.4.6)$$

Второй отсек ЦСД (до отбора на Д) :

$$\alpha_5 = \alpha_4 - \alpha_{n6} - \alpha_{m,n} \quad (1.4.17)$$

Определяем расход пара на турбонасос из баланса мощности:

$$\alpha_{m,n} \Delta h_{im,n} \eta_{m,n} = \Delta i_{n,n}'$$

$$\alpha_{m,n} = \frac{\Delta i_{n,n}'}{\Delta h_{im,n}} = \frac{42}{362 \cdot 0,98} = 0,1184;$$

$$\alpha_5 = 0,8471 - 0,0347 - 0,1184 = 0,694;$$

$$\Delta h_{i_5} = i_6 - i_g = 3316,9 - 3231,6 = 85,3 \text{ кДж/кг};$$

$$\alpha_5 \Delta h_{i_5} = 0,694 \cdot 85,3 = 89,198 \text{ кДж/кг}. \quad (1.4.18)$$

Третий отсек ЦСД (до отбора на П4):

$$\alpha_6 = \alpha_5 - \alpha_o = 0,694 - 0,0042 = 0,652;$$

$$\Delta h_{i_6} = i_g - i_4 = 3231,6 - 3039,1 = 192,5 \text{ кДж/кг};$$

$$\alpha_6 \Delta h_{i_6} = 0,652 \cdot 192,5 = 125,51 \text{ кДж/кг}. \quad (1.4.19)$$

Четвертый отсек ЦСД (до отбора на П3)

$$\alpha_7 = \alpha_6 - \alpha_4 = 0,652 - 0,0403 = 0,6117;$$

$$\Delta h_{i_7} = i_4 - i_3 = 3039,1 - 2872,7 = 166,4 \text{ кДж/кг};$$

$$\alpha_7 \Delta h_{i_7} = 0,6117 \cdot 166,4 = 101,79 \text{ кДж/кг}. \quad (1.4.20)$$

Первый отсек ЦНД:

Часть пара из противодавления приводной турбины питательного насоса в количестве $\alpha'_{n3} = 0,0411$ поступает в ПЗ, а остальной пар в количестве $\alpha_{т.н}^{цнд} = \alpha_{т.н} - \alpha'_{n3} = 0,1184 - 0,0411 = 0,0773$ подается в ЦНД с энтальпией $i_{п.т.н} = 2971,3 \text{ кДж/кг}$

Энтальпия пара на входе в ЦНД определяется как средневзвешенная из энтальпий двух потоков пара:

$$\begin{aligned}\alpha_7 i_3 + \alpha_{т.н}^{цнд} i_{п.т.н} &= i_{цнд} \cdot \alpha_8 \\ \alpha_8 &= \alpha_7 + \alpha_{т.н}^{цнд} = 0,6117 + 0,0773 = 0,689; \\ i_{цнд} &= \frac{0,6117 \cdot 2872,7 + 0,0773 \cdot 2971,3}{0,689} = 2883,72 \text{ кДж/кг.}\end{aligned}\quad (1.4.21)$$

Таким образом, получаем, что повышение энтальпии пара на входе в ЦНД в результате возврата более горячего пара из приводной турбины питательного насоса незначительно составляет всего $\Delta h_i = 24 \text{ кДж/кг}$:

$$\alpha_8 \Delta h_{i8} = 0,689 \cdot (2883,72 - 2718,7) = 113,699 \text{ кДж/кг} \quad (1.4.22)$$

1 Второй отсек ЦНД:

$$\begin{aligned}\alpha_9 &= \alpha_8 - \alpha_{n2} = 0,689 - 0,02724 = 0,6618; \\ \Delta h_{i9} &= i_2 - i_1 = 2718,7 - 2487 = 231,7 \text{ кДж/кг}; \\ \alpha_9 \Delta h_{i9} &= 0,6618 \cdot 231,7 = 141,43 \text{ кДж/кг.}\end{aligned}\quad (1.4.23)$$

2 Третий отсек ЦНД:

$$\begin{aligned}\alpha_k &= \alpha_{10} = \alpha_9 - \alpha_{n1} = 0,6618 - 0,04264 = 0,6192; \\ \Delta h_{i10} &= i_1 - i_k = 2487 - 2310 = 177 \text{ кДж/кг}; \\ \alpha_{10} \Delta h_{i10} &= 0,6192 \cdot 177 = 109,598 \text{ кДж/кг.}\end{aligned}\quad (1.4.24)$$

Суммарное приведенное теплопадение равно:

$$\begin{aligned}\sum_1^{10} \alpha_j \Delta h_{ij} &= 239,95 + 71,88 + 82,988 + 208,89 + 89,198 + 125,51 + 101,79 + \\ &+ 141,43 + 109,598 + 113,699 = 1284,93 \text{ кДж/кг}\end{aligned}\quad (1.4.25)$$

Расход пара на турбину равен:

$$D = \frac{N_э + \Delta N_{м.э}}{\sum_1^{10} \alpha_i \Delta h_{ij}} = \frac{300 \cdot 10^3 + 5 \cdot 10^3}{1284,93} = 237,37 \text{ кг/с} \quad (1.4.26)$$

Зная расход пара на турбину, определяем отдельные потоки пара и воды (кг/с), используя полученные выше значения α :

$$\begin{aligned}
 D_{n8} &= \alpha_{n8} \cdot D = 0,0159 \cdot 237,37 = 3,77; \\
 D_{n7} &= \alpha_{n7} \cdot D = 0,105 \cdot 237,37 = 24,924; \\
 D_{n7}^{np} &= \alpha_{n7}^{np} D = 0,007 \cdot 237,37 = 1,664; \\
 D_{n6} &= \alpha_{n6} D = 0,0347 \cdot 237,37 = 8,237; \\
 D_g' &= \alpha_g' D = 0,0098 \cdot 237,37 = 2,326; \\
 D_g &= \alpha_g D = 0,0042 \cdot 237,37 = 0,997; \\
 D_{n4}^g &= \alpha_{n4} D = 0,0403 \cdot 237,37 = 9,566; \\
 D_{n3} &= \alpha_{n3} D = 0,03809 \cdot 237,37 = 9,041; \\
 D_{n2} &= \alpha_{n2} D = 0,0249 \cdot 237,37 = 5,911; \\
 D_{n2}^{np} &= \alpha_{n2}^{np} D = 0,008 \cdot 237,37 = 1,899; \\
 D_{n1} &= \alpha_{n1} D = 0,03794 \cdot 237,37 = 9,006; \\
 D_{\kappa} &= \alpha_{\kappa} D = 0,6416 \cdot 237,37 = 152,297; \\
 D_{n,n} &= \alpha_{n,n} D = (\alpha_4 + \alpha_{np}^{ИСП}) D = (0,8471 + 0,006) \cdot 237,37 = 202,5; \\
 D_{m,n} &= \alpha_{m,n} D = 0,1184 \cdot 237,37 = 28,1.
 \end{aligned}$$

$$\sum_1^{10} D = D_{n8} + D_{n7} + D_{n7}^{np} + D_{n6} + D_g' + D_g + D_{n4}^g + D_{n3} + D_{n2} + D_{n2}^{np} + D_{n1} + D_{\kappa} \quad (1.4.27)$$

$$\begin{aligned}
 \sum_1^{10} D &= 3,77 + 24,924 + 1,664 + 8,237 + 2,326 + 0,997 + 9,566 + 9,041 + 5,911 + 1,899 + \\
 &+ 9,006 + 152,297 = 229,638
 \end{aligned}$$

$$D = \frac{N_{\text{э}} + \Delta N_{\text{м.г}}}{\sum_1^{10} \alpha_i \Delta h_{ij}} = \frac{300 \cdot 10^3 + 5 \cdot 10^3}{1284,93} = 237,37 \text{ кг/с} \quad (1.4.28)$$

$$\Delta D = \frac{D - \sum_1^{10} D}{\sum_1^{10} D} * 100\% = \frac{237,37 - 229,638}{229,638} * 100\% = 3\% \quad (1.4.29)$$

1.6 Определение энергопоказателей турбины

Мощность турбопривода питательного насоса:

$$N_{m,n} = D_{m,n} \Delta h_{i,m,n} \eta_{m,m,n} = 28,1 \cdot 362 \cdot 0,98 = 9613,99 \text{ кВт} = 9,614 \text{ МВт} \quad (1.5.1)$$

Определим расход тепла на турбоустановку:

$$Q_3 = D(i_0 - i_{n8}') + D_{n.n} (i_{n.n}'' - i_{n.n}') = 237,37 \cdot (3345,1 - 1085,7) + 202,5(3563,5 - 2940,9) = 0,6624 \cdot 10^6 \text{ кВт} = 662,4 \text{ МВт}. \quad (1.5.2)$$
$$\eta_3^{\text{бп}} = \frac{N_3 + N_{\text{м.н}}}{\theta_3} = \frac{300 + 9,614}{662,4} = 0,467$$

Для энергоблока на твердом топливе при $\eta_{\text{ка}} = 0,9$ $\eta_{\text{т.п}} = 0,995$

$k_{\text{с.н}} = 0,05$ КПД нетто равен: $\eta_{\text{н}}^{\text{бп}} = 0,467 * 0,9 * 0,995 (1 - 0,05) = 0,391$

Удельный расход условного топлива:

$$b_y = 0,123 / \eta_c = 0,123 / 0,391 = 314,6 \text{ г}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}) \quad (1.5.3)$$

2 Выбор основного и вспомогательного оборудования блока

Таблица 2.1 - Основные расчетные характеристики турбины К-300-240-2

Номинальная мощность	МВт	300
Максимальная мощность	МВт	330
Номинальный расход свежего пара	т/ч	930
Максимальный расход свежего пара	т/ч	975
Расход пара на промперегрев	т/ч	1364
Температура питательной воды	т/ч	250
Давление пара перед ЦСД	МВт	0,25
Давление пара в конденсаторе	МВт	0,0035
Расход охлаждающей воды через конденсатор	м ³ /ч	36000
Номинальная температура охлаждающей воды	°С	12
Максимальная температура охлаждающей воды	°С	33
Общая длина турбины (без конденсатора)	м	22

Максимальный расход пара на турбину составляет 975 т/ч. При этом расходе, включенных отборах сверх регенерации, номинальных параметрах пара и температуре охлаждающей воды 12°С может быть получена мощность около 330 МВт. Для турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ ставится конденсатор типа 300-КЦС-1. Основные характеристики конденсатора приведены в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Техническая характеристика конденсатора

Поверхность охлаждения, м ²	Число ходов	Расход охлажденной воды, м ³ / ч
15400	2	36000

Для поддержания вакуума в качестве основных используются водоструйные эжекторы типа ЭВ-4-1400; в качестве пусковых – пароструйные эжекторы типа ЭП-1-600-3. На основании произведенного теплового расчета производим выбор котлоагрегата для работы в блоке с турбиной К-300-240-2, в котором в качестве топлива будет сжигаться Экибастузский уголь.

2.1 Выбор котлоагрегата

На КЭС с промежуточным перегревом пара применяются блочные схемы котел - турбина. Паропроизводительность энергетических котлов для таких моноблоков согласно “Нормам технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей” выбирается по максимальному пропуску пара через турбину с учетом расхода пара на собственные нужды и запасом в размере 3 %.

Параметры котла определяется выбранным типом турбины.

$$D_{пт} = D_{max} + 0,03 \cdot D_0 + D_{снр}$$

где $D_{сн} = 1 \%$, $D_{max} = 935,661 \text{ т / ч}$

$$D_{пт} = 935,661 + 28,07 + 9,357 = 973,088 \text{ т / ч} \quad (2.1.1)$$

Выбран котел типа Пп-1000-255

Таблица 2.3 - Технические характеристики котлоагрегата

Паропроизводительность, т/ч	Давление на выходе из котла, МПа	Температура пара, оС	Температура промперегрева, оС	Топливо	КПД бр, %
1000	25	545	545	уголь	93,8

2.2 Выбор регенеративных подогревателей

Тип и мощность турбины предопределяет тип отдельных элементов вспомогательного оборудования, так как завод - изготовитель турбины поставляет ее вместе со вспомогательным оборудованием в комплекте.

Производительность и число регенеративных подогревателей для основного конденсата определяется числом имеющихся у турбины для этих целей отборов пара. При этом каждому отбору соответствует один корпус.

Регенеративные подогреватели устанавливаются без резерва.

Основными параметрами выбора регенеративных подогревателей служат:

- Пропускная способность, т/ч ;
- давление греющего пара, МПа;
- давление воды, МПа;
- температура воды на входе и выходе подогревателя, оС;

Исходя из вышесказанного выбрана группа ПВД:

П1 ПВ-1250-380-17-1

П2 ПВ-1700--380-45

П3 ПВ-1550-380-70

Подогреватели низкого давления

П5 ПН-550-26-7-Инж

П6 ПН-550-26-7-Инж

П7 ПНСГ-800-2

П8 ПНСГ-800-1

Все подогреватели устанавливаются в одну нитку.

2.3 Выбор деаэратора питательной воды

Суммарная производительность деаэратора питательной воды выбирается по максимальному расходу воды.

На каждый блок устанавливается, по возможности, один деаэратор.

Суммарный запас питательной воды в баках основного деаэратора должен обеспечить работу блочных электростанций в течении пяти минут.

Для блока 300 МВт деаэратор с рабочим давлением 0,69 МПа устанавливают одну деаэрационную колонку типа ДП-1000, техническая характеристика которой приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Техническая характеристика деаэрационной колонки

Производительность, т/ч	Рабочее давление, МПа	Температура, °С	Наружный диаметр, мм	Высота, мм	Вес, кг
1000	0,69	164,2	2432	3150	7100

Выбор сетевых подогревателей

Тепловой схемой турбины предусмотрена подача пара на установку сетевых подогревателей (основного и пикового бойлеров), предназначенную для снабжения горячей водой с температурой до 130 °С (обратная подача – с температурой 70°С). При этом тепловая производительность бойлерной установки составляет 62,8 МДж/ч. Основной подогреватель ПСВ-126-7-15, пиковый подогреватель ПСВ-63-7-15. Подогреватели вертикального типа.

Выбор питательных насосов

Для электростанций с блочными схемами производительность насосов определяется максимальным расходом питательной воды на котел с запасом не менее 5 %. На блоках с критическими параметрами пара устанавливают насосы с турбоприводами. Для блока мощностью 300 МВт предусмотрен один насос с турбоприводом на 100% производительности и один с электроприводом и гидромуфтой на 50 % нагрузки служащий для резерва. Основное назначение этого насоса - участие в операциях пуска и останова блока, поэтому он называется пуско-резервным.

Необходимое давление в напорном патрубке насоса:

$$P_n = 1,3 \cdot P_0 = 1,3 \cdot 24,5 = 31,85 \text{ МПа} \quad (2.3.1)$$

Расход питательной воды при максимальной нагрузке станции с запасом 5 - 8 %:

$$D_{max} = 1,05 \cdot 948,6 = 996,03 \text{ т/ч} \quad (2.3.2)$$

Для предотвращения кавитации и повышения надежности работы высокооборотных питательных насосов с турбоприводом между ними и деаэратором устанавливаются предвключенные низкооборотные бустерные насосы.

По подсчитанной необходимой производительности и необходимому напору подбираем:

питательный турбонасос - СВПТ-350-1350;

питательный электронасос - СВПЭ-320-550;

приводная турбина насоса - Р-12-15П завод изготовитель КТЗ ЛО «Пролетарский завод».

Параметры питательного турбонасоса

1. Производительность 1350 м³/ч
2. Давление в нагнетательном патрубке 34,3 МПа
3. Частота вращения, номинальная 5500 об/мин
4. КПД насоса 83%
5. Подача 1500 м³/ч
6. Мощность привода 16,2 МВт

ПСБУ и РОУ

Предусмотрено пуско-сбросное устройство, дросселирующее свежий пар с 23,75 до 0,6 МПа со снижением температуры пара 545 до 200 °С за счет впрыска конденсата. Пропускная способность 300 т/ч. Редукционно-охлаждающая установка для прогрева системы промперегрева 23,75/0,6 МПа, 545/200 °С, 150 т/ч. Для обеспечения собственных нужд энергоблока и пусковых расходов паром установлены три РОУ: РОУ 4/1,3 МПа производительностью 20 т/ч, пар берется из холодной нитки промперегрева и подается в станционную магистраль 1,3 МПа; РОУ 1,06/0,6 МПа, 370/200 °С, 20 т/ч, пар берется из отбора 1,06 МПа на деаэратор и после РОУ поступает в станционную магистраль 0,6 МПа. Для резервирования этих РОУ предусмотрена РОУ 1,3/0,6 МПа. Две такие РОУ включаются между магистралями 1,3 и 0,6 МПа, производительность каждой по 40 т/ч.

Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы служат для подачи конденсата через подогреватели низкого давления в деаэратор. Они устанавливаются в две ступени. I ступень - насосы подают воду через конденсатоочистку - блочную обессоливающую установку, подогреватель уплотнений и регенеративный подогреватель смешивающего типа П8. II ступень - насос подают воду через регенеративные подогреватели поверхностного типа П5 и П6 в деаэратор.

Выбор конденсатных насосов, так же, как и питательных, осуществляется по значениям объемной производительности насоса Q , м³/ч и напора насоса ΔP .

Объемная производительность конденсатного насоса I подъема:
Принимаем среднюю плотность конденсата на участке конденсатор – деаэратор равной $\rho_k = 1000 \text{ кг/м}^3$. Тогда:

$$P_H = P_{H7} + \Delta P_{\text{БОУ}} + \Delta P_{\text{тр}} = 0,03 + 0,5884 + 0,098 = 0,716 \text{ МПа} \quad (2.3.3)$$

где $P_{H7} = 0,03 \text{ МПа}$ - давление насыщения в ПНД-1;

$\Delta P_{\text{БОУ}} = 0,5884 \text{ МПа}$ – гидравлическое сопротивление БОУ, принимаем согласно рекомендациям;

$\Delta P_{\text{тр}} = 0,098 \text{ МПа}$ - сопротивление участка трубопроводов от КН I до ПНД-7.

Давление перед КН I должно быть достаточным для предотвращения кавитации, для этого должен быть предусмотрен необходимый подпор на всасе в насос. $\Delta P_{\text{под1}} = 0,03 \text{ МПа}$. Тогда давление на всасе в насос:

$$P_B = P_K + \Delta P_{\text{под1}} = 0,0035 + 0,03 = 0,0335 \text{ МПа} \quad (2.3.4)$$

Тогда напор, развиваемый конденсатным насосом первого подъема:

$$\Delta P_{\text{кн1}} = P_H - P_B = 0,716 - 0,0335 = 0,6825 \text{ МПа} \quad (2.3.5)$$

Напор насоса в метрах водного столба:

$$H_{\text{кн1}} = \frac{\Delta P_{\text{кн1}}}{\rho_k * g} = \frac{0,6825 * 10^6}{1000 * 9,81} = 69,57 \text{ м в.ст} \quad (2.3.6)$$

Мощность, потребляемая насосом

$$N_H = \frac{Q * \Delta P_{\text{кн1}}}{\eta_H} = \frac{0,152 * 0,6825}{0,83} = 0,125 \text{ МВт} \quad (2.3.7)$$

Конденсатные насосы II ступени установлены после ПНД-7 и служат для перекачки конденсата от данного подогревателя через группу поверхностных ПНД в деаэратор. Принимаем высоту установки деаэратора $H_d = 25 \text{ м}$.

Объемная производительность конденсатного насоса II подъема:

$$Q_{\text{кн2}} = \frac{D_{ok}}{\rho_k} = \frac{152,297}{1000} = 0,152 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (2.3.8)$$

где $D_{ок} = 152,297 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ расход основного конденсата из расчета тепловой схемы.

Напор конденсатного насоса II ступени:

Давление нагнетания КН II ступени:

$$P_H = P_d + \sum \Delta P_c + H_d * \rho * g * 10^{-6} = 0,7 + 0,94 + 25 * 1000 * 9,8 * 10^{-6} = 1,89 \text{ МПа}, \quad (2.3.9)$$

где $P_d = 0,7 \text{ МПа}$ - давление в деаэраторе, из расчета тепловой схемы;

$$\sum \Delta P_c = \Delta P_{РПК} + 4 \cdot \Delta P_{ПНД} + \Delta P_{ТР} = 0,04 + 4 \cdot 0,2 + 0,1 = 0,94 \text{ МПа} \quad (2.3.10)$$

сумма гидравлических сопротивлений:

$\Delta P_{РПК} = 0,04 \text{ МПа}$ - сопротивление регулятора питания конденсата;

$\Delta P_{ПНД} = 4 \cdot 0,2 = 0,8 \text{ МПа}$ - сопротивление всех ПНД;

$\Delta P_{ТР} = 0,1 \text{ МПа}$ - суммарное гидравлическое сопротивление трубопроводов.

Давление перед КН II принимаем равным давлению, на которое рассчитана БОУ, т.е. не более 0,8 МПа.

Пусть $P_B = 0,7 \text{ МПа}$, тогда напор, развиваемый конденсатным насосом второй ступени:

$$\Delta P_{КН2} = P_H - P_B = 1,89 - 0,7 = 1,19 \text{ МПа} \quad (2.3.11)$$

Напор насоса в метрах водного столба:

$$H_{КН2} = \frac{\Delta P_{КН2}}{\rho_k * g} = \frac{1,19 * 10^6}{1000 * 9,8} = 121,43 \text{ м в ст} \quad (2.3.12)$$

Мощность, потребляемая насосом

$$N_H = \frac{Q * \Delta P_{КН2}}{\eta_H} = \frac{0,152 * 1,19}{0,83} = 0,218 \text{ МВт} \quad (2.3.13)$$

Конденсатные насосы устанавливаются с резервом. Выбираем 2 насоса по 100% производительности.

Таблица 2.5 - Основные технические характеристики конденсатных насосов

Наименование	КЭН-1ст.	КЭН-2 ст.	КЭН-3 ст.
Тип насоса	КСВ-1000-95	КСВ-1000-95	КСВ-1500-140
Производительность, м3/ч	1000	1000	1500
Напор, м	95	95	140
Частота вращения, об/мин	1000	1000	1480
Допустимый кавитационный запас относительно входного патрубка, мм.в.ст.	2,5	2,5	4,8
Давление во входном патрубке, МПа (кгс/см2)	0,59 (6,0)	0,59 (6,0)	0,39 (4,0)
Температура перекачиваемой жидкости, 0С	60	60	125
Мощность насоса, кВт	342	342	517
КПД насоса, %	76	76	80
Масса насоса, кг	5580	5580	7730
Количество ступеней, шт.	2	2	1
Тип электродвигателя	АВ400-1000У4	АВ400-1000У4	АВК-1000-1500-1
Мощность электродвигателя, кВт	400	400	1000
Напряжение, В	6000	6000	6000
Масса электродвигателя, кг.	3560	3560	4770

В каждой ступени устанавливается два рабочих и один резервный насос.

Циркуляционные насосы

На турбины устанавливается два циркуляционных насоса производительностью 50 %. Резервные циркуляционные насосы не используются.

Мощность циркуляционного насоса, кВт:

$$P_{\text{цх}} = \frac{D_{\text{цх}} \cdot v \cdot P_{\text{цх}} \cdot 10^3}{z \cdot \eta_{\text{цх}}}$$

где $D_{\text{кв}}$ - расход циркуляционной воды, кг/с (принимается равным расходу конденсата через конденсатор увеличенный в 70 раз);

$P_{\text{кв}}$ - расчетное давление, развиваемое циркуляционным насосом, МПа;

z - количество циркуляционных насосов;

$\eta_{\text{к}} = 0,85$ - КПД насоса.

Итак:

$$P_{\text{кв}} = \frac{166,08 \cdot 50 \cdot 0,150 \cdot 1000 \cdot 0,0011}{2 \cdot 0,85} = 805,976 \text{ кВт} \quad (2.3.14)$$

Выбраны два циркуляционных насоса типа Д12500-24, а к ним в электропривод АКНЗ-2-17-48-12У3 мощностью 1000 кВт.

Дутьевые вентиляторы и дымососы

Крупные котлы оснащают двумя дымососами и двумя дутьевыми вентиляторами. Отсос дымовых газов параллельно работающим дымососам и подача воздуха должны обеспечивать полную производительность котла с запасом 10 %. Один дымосос и один вентилятор должны обеспечивать не менее половинной нагрузки котла.

Объемный расход холодного воздуха, подаваемый вентиляторами, определяется выражением:

$$V_{\text{воз}} = B_{\text{р}} \cdot V^0 \cdot (\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{т}} + \Delta\alpha_{\text{вп}}) \cdot \frac{t_{\text{кв}} + 273}{273}, \quad (2.3.15)$$

где $B_{\text{р}}$ - расчетный расход топлива, кг/с;

V^0 - теоретическое количество воздуха, необходимое для сгорания 1 кг топлива, $\text{м}^3 / \text{кг}$;

$\alpha_{\text{т}}$ - избыток воздуха в топке, о.е.;

$\Delta\alpha_{\text{т}}$ - присос воздуха в топке, о.е.;

$\Delta\alpha_{\text{вп}}$ - перетечки воздуха в воздухоподогревателе, о.е.;

$t_{\text{кв}}$ - температура холодного воздуха.

С учетом установки двух рабочих дутьевых вентиляторов расход воздуха для одного вентилятора составит: 474372 $\text{м}^3/\text{ч}$. Таким образом, выбирается по производительности дутьевого вентилятора, равной 450 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ вентилятор типа ВДН-24Х2-11у, потребляемая мощность которого равна 650 кВт.

К вентилятору также подбирается асинхронный двигатель типа ДАЗО-2-17-44-8У1 с $P_{\text{ном}} = 800$ кВт. По производительности дымососа, равной 958 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$, выбирается дымосос типа ДОД-41, потребляемая мощность

которого равна 1880 кВт. К данному дымососу выбирается асинхронный двигатель типа АО2-21-39-16У1 мощностью 2000 кВт.

3 Безопасность жизнедеятельности

3.1 Природно-климатические условия района расположения станции

Климат области резко континентальный. Область имеет сухое и жаркое лето (средняя летняя температура + 31, самая высокая + 49), холодная зима (самая низкая температура – 38, средняя – 1,5). Среднегодовая температура + 12. Самый жаркий месяц – июль (средняя температура + 32), самый холодный месяц – январь (средняя температура – 2,7). В среднем солнечных дней 320. Среднее количество осадков 360 мм. Максимальное количество осадков (70%) выпадает в весенне-зимний период. Самый влажный месяц – апрель, самый сухой – август. Преобладающие ветра – северо-восточные и западные, часто довольно сильные.

3.2 Анализ условий труда на КЭС

На всех энергетических станциях в том числе и на КЭС имеются опасные и вредные производственные факторы. Вредными являются условия при которых уровень воздействия вредных или опасных производственных факторов превышает уровень установленных нормативами. Они делятся на 4 подкласса по степени воздействия. Опасные условия труда – это условия при которых на работника воздействуют вредные и опасные производственные факторы, уровни воздействия которых в течении всей рабочей смены или его части способны создать угрозу жизни работника, что обуславливает высокий риск развития острого профессионального заболевания. Принятые объемно-планировочные решения и специальные конструктивные решения имеют цель создать наиболее комфортные условия для персонала, работающего на своих постоянных местах, обеспечить безопасность труда и устранить возможные воздействия на организм человека. Оптимальные и допустимые параметры для работы в соответствии с ГОСТ 12.1.055-88 приведены в таблице и регулируются производственной системой общеобменной вентиляции. Стены и потолки сооружены из малотеплопроводных материалов, не задерживающих осажденную пыль. Наличие больших оконных проемов и фонарей обеспечивает хорошую освещенность. При нормировании освещения руководствуются СНиП 11-4-79 «Естественное и искусственное освещение» и производится с помощью коэффициента естественной освещенности.

Таблица 3.1 - Допустимые параметры при работе

Период года	Температура,	Относительная	Скорость движения

ДП.5В071700.ДО.ПЗ.

	°С	влажность, %	воздуха м/с
Холодный и переходный	17÷20	60÷40	0,2÷0,3
Теплый	20÷23	60÷40	0,3÷0,4

В целях создания благоприятных условий труда на рабочих местах и в рабочих зонах во всех зданиях и сооружениях КЭС предусматривается поддержание необходимой температуры в соответствии с требованиями строительных норм и правил, что обеспечивается системами отопления и вентиляции (естественной и приточной). В холодное время года приточный воздух подогревается до необходимой температуры.

Искусственное освещение оценивают по освещенности заданной поверхности. При этом учитываются 4 момента:

- характер зрительной работы;
- контраст объекта с фоном;
- фон;
- систему освещения.

В процессе производственной деятельности возможно прикосновение человека к металлическим поверхностям оборудования, которое может оказаться под действием электрического тока. Общими мерами защиты человека от поражения электрическим током: заземление, зануление, защитное отключение.

В цехе будет установлено защитное заземление согласно ПУЭ-85, исключающее применение дополнительных мер и средств защиты.

Отвод статического электричества на общий контур осуществляется с учетом требований ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества».

В местах образования вредных выбросов, загрязняющих воздух рабочей зоны, предусмотрены местные отсосы.

Для бытовых целей предусмотрено горячее водоснабжение. Проектом так же предусмотрены мероприятия по борьбе с шумом и вибрацией.

Объемно-планировочные и конструктивные мероприятия, предусмотренные в строительной и технологической частях проекта, позволяют снизить уровень шума в местах постоянного пребывания персонала до 60-90 дБА, что соответствует СНиП 245-71 и ГОСТ 12.1.003-83.

3.3 Мероприятия по защите от вредных и опасных факторов на рабочем месте

Звукоизоляция и защита от шума достигается следующими мероприятиями:

✓ блочные щиты, центральный щит управления вынесены в отдельное здание, имеющие, специальные звукоизолирующие конструкции стеновых ограждений и перекрытий;

✓ для защиты от шума персонала, находящегося непосредственно у работающего оборудования применяются индивидуальные средства защиты – противошумные наушники ЦНИИОТ и «Беруши»;

✓ на период ремонтов предусматривается защита ремонтного персонала с помощью шумопоглощающих экранов.

Для уменьшения шума, создаваемого работающим оборудованием проектом предусмотрено:

✓ вентиляционное оборудование вытяжных и приточных систем устанавливается в основном в отдельных выгороженных помещениях (венткамерах);

✓ вентиляционные и насосные агрегаты устанавливаются на виброизолирующих основаниях, присоединение воздухопроводов к вентиляторам осуществляется при помощи гибких вставок (компенсаторов);

✓ в системах кондиционирования воздуха предусматривается устройство шумоглушителей, а само оборудование устанавливается на амортизирующих прокладках;

✓ основное и вспомогательное оборудование в соответствии с техническими условиями заводов-изготовителей имеет конструкцию обеспечивающую выполнение требований ГОСТ 12.1.003-83 по уровню звука на постоянных рабочих местах;

✓ турбины и другие вращающиеся агрегаты, а так же трубопроводы имеют тепловую изоляцию, поглощающую также и шумы.

Проектом предусмотрено наличие свободных проходов и ремонтных площадок.

Мероприятия по защите персонала от вибрации состоят в следующем:

✓ в соответствии с техническими условиями заводов изготовителей на поставку турбинных агрегатов, уровень вибрации механизмов ограничен величиной, обеспечивающих на рабочих местах соблюдение ГОСТ 12.1.012.78;

✓ для ограничения возможной передачи вибрации к рабочим местам под все оборудование, являющееся источником вибрации, устанавливаются самостоятельные фундаменты островного типа.

Естественное и искусственное освещение выполняется в соответствии с действующими нормами СНиП II-4-79 «Естественное и искусственное освещение».

Электрическое освещение в помещения предусматривается двух видов: рабочее и аварийное. Напряжение осветительной сети в зданиях и сооружениях 380/220 В.

В помещениях, где постоянно находится рабочий персонал, применяются газоразрядные лампы. Общее освещение главного корпуса выполнено ртутными лампами в сочетании с лампами накаливания.

Освещение складов, железнодорожных путей осуществляется прожекторами. Дороги и проезды на территории станции освещены газоразрядными лампами.

Основным источником избыточного тепла на станции являются:

Нагретые поверхности парогенераторов, турбин, паропроводов, теплообменников, тепловыделения от электродвигателей и солнечной радиации через оконные проемы.

Согласно ГОСТ 12.4.123-83 ССБТ «Средства защиты от инфракрасного излучения» допустимое облучение составляет 350 Вт/м².

Для защиты обслуживающего персонала от избыточного тепла предусмотрены следующие мероприятия:

- ✓ покрытие излучающих поверхностей тепловой изоляцией;
- ✓ удаление избыточного тепла при помощи вентиляции;
- ✓ использование отражающих экранов.

3.4 Акустический расчет и расчет мер защиты от воздействия шума

Производственный шум - это совокупность звуков различной интенсивности и высоты, беспорядочно изменяющихся во времени, возникающих в условиях производства и неблагоприятно воздействующих на организм. Шум и вибрация ухудшают условия труда, оказывают вредное воздействие на организм человека. Согласно ГОСТ 12.1.003-76 допустимые уровни звука для постоянного шума на рабочих местах в производственных помещениях составляет 85 дБ А. Основными источниками шума в машинных залах являются турбоагрегаты и наносы с приводами. При длительном воздействии шума и вибрации на организм происходят нежелательные явления: снижение остроты зрения, слуха, повышается кровяное давление, снижается внимание. Сильные, продолжительные воздействия шума и вибрации могут быть причиной функциональных изменений сердечно-сосудистой и нервной систем.

Для защиты от шума, в цехе предлагаем:

- изменение направленности излучения шума по отношению к рабочим местам;
- уменьшение шума на пути его распространения путём установки звукопоглощающих преград;

Произвести акустический расчет шума, а также меры защиты от воздействия шума на персонал. Источники шума находятся на расстоянии r от расчетной точки, которая расположена на высоте 2 м от пола. Определить октавные уровни звукового давления в расчетной точке.

Данные расчета сравнить с нормируемыми уровнями звукового давления. В случае превышения уровня определить требуемое снижение звукового давления и рекомендовать меры защиты персонала от действия шума.

Исходные данные:

Вид оборудования: генератор;

Количество источников: 4;

Расстояние от источника шума до расчетной точки:

$$r_1 = r_2 = 11,2 \text{ (м);}$$

$$r_3 = 10,3 \text{ (м)}$$

$$r_4 = 12,3 \text{ (м);}$$

Объем помещения: 3000 м³;

Отношение $V/S_{\text{орг}} = 0,8$;

$$l_{\text{max}} = 1,2.$$

3.5 Определение уровня звукового давления в расчетных точках

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

$$L = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \lambda_i \cdot \Phi}{S_i} + \frac{4\Psi}{B} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta_i \right), \quad (3.5.1)$$

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

m – количество источников шума, ближайших к расчетной точке (т.е. источников, для которых $r_i < 5 \cdot r_{\text{min}}$, где r_{min} – расстояние от расчетной точки до акустического центра источника);

n – общее количество источников шума в помещении;

Φ – фактор направленности источника шума, определяемый по опытным данным. Для источников шума с равномерным излучением звука $\Phi = 1$;

S – площадь воображаемой поверхности правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящей через расчетную точку;

B – постоянная помещения в м²;

λ – коэффициент, учитывающий влияние ближнего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения расстояния r в (мм).

Таблица 3.2 - Уровни звукового давления (дБ), создаваемые генератором

Величина	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_{pi}	105	105	98	97	98	92	90	92
Δ_i	3,16	$3,16 \cdot 10^{10}$	$0,63 \cdot 10^{10}$	$0,5 \cdot 10^{10}$	$0,63 \cdot 10^{10}$	$0,16 \cdot 10^{10}$	10^9	$0,16 \cdot 10^{10}$

Для всех источников выполняется условие $2 \cdot l_{\text{max}} < r$; $2 \cdot 1,2 \text{ м} < 10,3 \text{ м}$, то можно принять $S_i = 2\pi r_i^2$:

$$\begin{aligned}
S_1=S_2 &= 2 \cdot 3,14 \cdot 11,2^2 = 787,76 \text{ (м}^2\text{)}; \\
S_3 &= 2 \cdot 3,14 \cdot 10,3^2 = 666,25 \text{ (м}^2\text{)}; \\
S_4 &= 2 \cdot 3,14 \cdot 12,3^2 = 950,1 \text{ (м}^2\text{)};
\end{aligned}
\tag{3.5.2}$$

Таким образом, по формуле $\sum_{i=1}^m \frac{\Delta i}{S_i}$ получаем: Для частоты 63 Гц:

$$\begin{aligned}
\sum_{i=1}^m \frac{\Delta i}{S_i} &= 2 \frac{3,16 \cdot 10^{10}}{787,76} + \frac{3,16 \cdot 10^{10}}{666,25} + \frac{3,16 \cdot 10^{10}}{950,1} = \left(\frac{2}{787,76} + \frac{1}{666,25} + \frac{1}{950,1} \right) \cdot 3,16 \cdot 10^{10} = \\
&= 0,005092 \cdot 3,16 \cdot 10^{10} = 1,609 \cdot 10^8
\end{aligned}
\tag{3.4.3}$$

Для частоты 125 Гц:

$$0,005092 \cdot 3,16 \cdot 10^{10} = 1,609 \cdot 10^8$$

Для частоты 250 Гц:

$$0,005092 \cdot 0,63 \cdot 10^{10} = 0,32 \cdot 10^8$$

Для частоты 500 Гц:

$$0,005092 \cdot 0,5 \cdot 10^{10} = 0,25 \cdot 10^8$$

Для частоты 1000 Гц:

$$0,005092 \cdot 0,63 \cdot 10^{10} = 0,32 \cdot 10^8$$

Для частоты 2000 Гц:

$$0,005092 \cdot 0,16 \cdot 10^{10} = 0,81 \cdot 10^7$$

Для частоты 4000 Гц:

$$0,005092 \cdot 10^9 = 0,51 \cdot 10^7$$

Для частоты 8000 Гц:

$$0,005092 \cdot 0,16 \cdot 10^{10} = 0,81 \cdot 10^7$$

По формуле:

$$V = V_{1000} \cdot \mu,$$

где V_{1000} – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц;
 μ – частотный множитель.

Определим постоянную помещения V_{1000} . Выбираем тип помещения 1 – с небольшим количеством людей (металлообрабатывающие цехи, вентиляционные камеры, машинные валы, генераторные, испытательные стенды), тогда:

$$B_{1000} = V / 20 = 3000 / 20 = 150 \text{ м}^2.$$

Приведем значение частотного множителя μ в таблице 4.2 для объема помещения $V=3000 \text{ м}^3$.

Таблица 3.3 - Значение частотного множителя

Частота	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0,5	0,5	0,55	0,7	1,0	1,6	3,0	6,0

Далее произведем расчет:

$$B = B_{1000} \cdot \mu,$$

где для $V = 3000 \text{ (м}^3\text{)}$ и для частоты 63 Гц $\rightarrow \mu = 0,5$.

Тогда получаем значения:

$$B_{63} = 150 \cdot 0,5 = 75;$$

$$B_{125} = 150 \cdot 0,5 = 75;$$

$$B_{250} = 150 \cdot 0,55 = 82,5;$$

$$B_{500} = 150 \cdot 0,7 = 105;$$

$$B_{1000} = 150 \cdot 1,0 = 150;$$

$$B_{2000} = 150 \cdot 1,6 = 240;$$

$$B_{4000} = 150 \cdot 3 = 450;$$

$$B_{8000} = 150 \cdot 6 = 900.$$

Далее считаем следующее:

$$\frac{4\Psi}{B_{63}} \cdot \sum_{i=1}^5 \Delta i = \frac{4 \cdot 0,56}{75} \cdot 3,16 \cdot 10^{10} = 9,43 \cdot 10^8$$

$$\frac{4\Psi}{B_{125}} \cdot \sum_{i=1}^5 \Delta i = \frac{4 \cdot 0,56}{75} \cdot 3,16 \cdot 10^{10} = 9,43 \cdot 10^8$$

$$\frac{4\Psi}{B_{250}} \cdot \sum_{i=1}^5 \Delta i = \frac{4 \cdot 0,56}{82,5} \cdot 0,63 \cdot 10^{10} = 1,71 \cdot 10^8$$

$$\frac{4\Psi}{B_{500}} \cdot \sum_{i=1}^5 \Delta i = \frac{4 \cdot 0,56}{105} \cdot 0,5 \cdot 10^{10} = 1,067 \cdot 10^8$$

$$\frac{4\Psi}{B_{1000}} \cdot \sum_{i=1}^5 \Delta i = \frac{4 \cdot 0,56}{150} \cdot 0,63 \cdot 10^{10} = 9,41 \cdot 10^7$$

$$\frac{4\Psi}{B_{2000}} \cdot \sum_{i=1}^5 \Delta i = \frac{4 \cdot 0,56}{240} \cdot 0,16 \cdot 10^{10} = 1,49 \cdot 10^7$$

$$\frac{4\Psi}{B_{4000}} \cdot \sum_{i=1}^5 \Delta i = \frac{4 \cdot 0,56}{450} \cdot 10^9 = 4,97 \cdot 10^6$$

$$\frac{4\Psi}{B_{8000}} \cdot \sum_{i=1}^5 \Delta i = \frac{4 \cdot 0,56}{900} \cdot 0,16 \cdot 10^{10} = 3,98 \cdot 10^6$$

Затем просуммируем значения и можем найти $L_{\text{общ}}$:

$$L_{\text{общ}} = 10 \cdot \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta i \cdot \chi \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4 \cdot \psi}{B_{63}} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta i \right) = 10 \cdot \lg(1,609 \cdot 10^8 + 9,43 \cdot 10^8) = 90,43 \text{ дБ}$$

Аналогично находятся для других значений.

3.6 Расчет требуемого снижения шума

Требуемое снижение уровня звукового давления в расчетной точке от одного источника шума определяется как разность ожидаемого уровня звукового давления в расчетной точке до осуществления мероприятий по снижению шума L и допустимого уровня $L_{\text{доп}}$.

$$\Delta L_{\text{тр}} = L - L_{\text{доп}}, \text{ дБ.}$$

Если в расчетную точку попадает одновременно шум от нескольких одинаковых источников шума, то снижение уровней звукового давления в расчетной точке каждого источника определяют по формуле:

$$\Delta L_{\text{тр}} = L - L_{\text{доп}} + 10 \lg n$$

где $L_{\text{доп}}$ – допустимый уровень звукового давления в расчетной точке;

L – ожидаемый уровень звукового давления, создаваемый источником шума в расчетной точке;

n – общее количество источников шума в помещении.

Для постоянных рабочих мест и рабочих зон в производственных помещениях и на территории предприятий допустимые уровни звукового давления, дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц:

Таблица 3.4 - Значения $L_{\text{доп}}$

f, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{\text{доп}}, \text{ дБ}$	99	92	86	83	80	78	76	74

Получаем окончательные расчеты:

$$\Delta L_{\text{тр} 63} = L_{\text{общ}} - L_{\text{доп}} = 90,43 - 99 = -8,57 \text{ дБ}$$

(аналогично для других вариантов)

Таблица 3.5 - Итоговая таблица:

Величина	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_{pi} , дБ	105	105	98	97	98	92	90	92
Δ_i	$3,16 \cdot 10^0$	$3,16 \cdot 10^1$	$0,63 \cdot 10^2$	$0,5 \cdot 10^{10}$	$0,63 \cdot 10^3$	$0,16 \cdot 10^4$	10^9	$0,16 \cdot 10^{10}$
μ	0,5	0,5	0,55	0,7	1,0	1,6	3,0	6,0
B	75	75	82,5	105	150	240	450	900
$L_{общ}$	90,43	90,43	83,07	81,19	81	73,62	70,03	70,82
$L_{доп}$	99	92	86	83	80	78	76	74
$\Delta L_{тр}$, дБ	-8,57	-1,57	-2,93	-2,81	1	-4,38	-5,97	-3,18

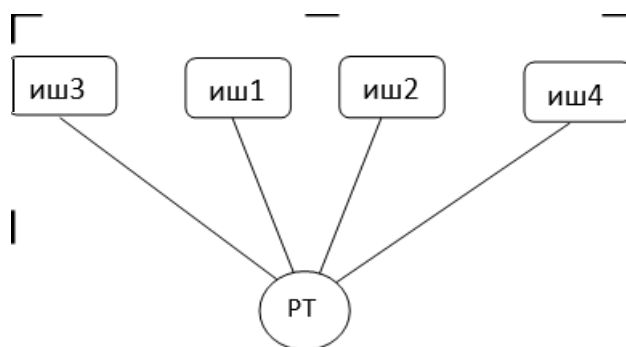


Рисунок 3.1 - Схема расположения источников шума и расчетной точки

3.7 Расчет мероприятий для снижения шума

Спроектировать стену (с окном и дверью) и перекрытием кабины наблюдения зала вибростендов, имеющего размер $14 \times 9 \times 5$ м. Площадь глухой стены S_1 и перекрытия кабины наблюдения S_2 , граничащих с залом вибростендов соответственно равны 70 и 126 м^2 , площадь двери $S_3 = 6 \text{ м}^2$, окна $S_4 = 5 \text{ м}^2$. Суммарный уровень звуковой мощности $L_{p\text{сум}}$, излучаемой всеми источниками шума, приведен в таблице 3.6

Таблица 3.6 - Суммарный уровень звуковой мощности, излучаемой всеми источниками шума

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{ш}$	93	90	91	108	117	116	115	117

Требуемую звукоизолирующую способность каждого элемента наблюдательной кабины рассчитаем по формуле

$$R_{тр} = L_{ш} - \lg B_{и} + 10 \lg S_1 - L_{доп} + 10 \lg n,$$

где $n=4$, $L_{ш}$ – октавный уровень звукового давления вне защищаемого от шума помещения, указанного в таблице 3.6; $B_{и}$ – постоянная защищаемого от шума помещения, m^2 , определяемая по формуле:

$$B = B_{и1000} \cdot \mu,$$

где $B_{и1000}$ – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц; μ – частотный множитель.

Определим постоянную помещения $B_{и1000}$. Выбираем тип помещения 2 – с жесткой мебелью и небольшим (или большим) количеством людей (лаборатории, кабинеты и т.д.), тогда

$$B_{и1000} = V / 10 = 14 \cdot 9 \cdot 5 / 10 = 63 \text{ м}^2 \quad (3.4.2)$$

Приведем значение частотного множителя μ в таблице 7 для объема помещения $V=63 \text{ м}^3$ (Данные взяты из таблицы 3.6)

Таблица 3. 7 - Значение частотного множителя

Частота	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0,5	0,5	0,55	0,7	1,0	1,6	3,0	6,0

Далее произведем расчет $B = B_{и1000} \cdot \mu$, где для $V=63 \text{ (м}^3\text{)}$ и для частоты 63 Гц $\rightarrow \mu = 0,5$;

Тогда получаем значения:

$$B_{63} = 63 \cdot 0,5 = 31,5; \quad B_{125} = 63 \cdot 0,5 = 31,5;$$

$$B_{250} = 63 \cdot 0,55 = 34,65; \quad B_{500} = 63 \cdot 0,7 = 44,1; \quad B_{1000} = 63 \cdot 1,0 = 63;$$

$$B_{2000} = 63 \cdot 1,6 = 100,8; \quad B_{4000} = 63 \cdot 3,0 = 189; \quad B_{8000} = 63 \cdot 6,0 = 378.$$

Частота 63:

Для S_1 :

$$R_{тр} = L_{ш} - \lg B_{и} + 10 \lg S_1 - L_{доп} + 10 \lg n = 93 - \lg(31,5) + 10 \lg(70) - 99 + 10 \lg 4 = 3,49;$$

(так же для других s);

Частота 125:

Для S_1 :

$$R_{тр} = L_{ш} - \lg B_{и} + 10 \lg S_1 - L_{доп} + 10 \lg n = 90 - \lg(31,5) + 10 \lg(70) - 92 + 10 \lg 4 = 7,49;$$

Частота 250:

Для S_1 :

$$R_{тр} = L_{ш} - \lg B_{и} + 10 \lg S_1 - L_{доп} + 10 \lg n = 91 - \lg(34,65) + 10 \lg(70) - 86 + 10 \lg 4 = 14,07.$$

И так далее...

Конечные результаты получены с помощью Microsoft Excel в виде таблицы.

Таблица 3.8 - Окончательные результаты

Величина	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0,5	0,5	0,55	0,7	1,0	1,6	3,0	6,0
$B_{и}$	31,5	31,5	34,65	44,1	63	100,8	189	378
L_w	93	90	91	108	117	116	115	117
$L_{доп}$	99	92	86	83	80	78	76	74
$R_{тр1}$	3,49	7,49	14,07	33,03	43,48	42,44	40,71	41,70
$R_{тр2}$	6,04	10,04	16,63	35,58	46,03	44,99	43,26	44,25

Для уменьшения шума, излучаемого промышленным оборудованием, предусматриваются, следующие мероприятия:

1. Применение таких материалов и конструкций при проектировании кровли, стен, фонарей, окон, ворот, дверей, которые могут обеспечить требуемую звукоизоляцию;
2. Устройство специальных звукоизолированных боксов и звукоизолирующих кожухов при размещении шумящего оборудования;
3. Экранирование источников шума;
4. Применение глушителей для снижения аэродинамического шума

3.8 Расчет искусственного освещения

Рациональное освещение помещений и рабочих мест - один из важнейших элементов благоприятных условий труда. При правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомляемость. При недостаточном освещении рабочий плохо видит окружающие предметы и плохо ориентируется в производственной обстановке. Успешное выполнение рабочих операций требует от него дополнительных усилий и большого зрительного напряжения. Неправильное и недостаточное освещение может привести к созданию опасных ситуаций.

Ограниченная прозрачность остекления светопроемов, их затеняемость, а зачастую и несоответствие их размеров площади и глубине помещений, вызывают повышенный дефицит естественного света в помещениях.

Недостаток естественного света восполняется искусственным освещением. Основные гигиенические требования к искусственному освещению производственных помещений сводятся к тому, чтобы: света было достаточно (он не должен слепить и оказывать иного неблагоприятного влияния на человека и на среду); осветительные приборы были бы легко управляемыми и безопасными, а их расположение способствовало функциональному зонированию помещений.

Исходные данные:

Габариты машинного зала турбинного цеха:

длина $A = 350$ метров

ширина $B = 50$ метр

высота $h = 26$ метров

Наименьшая освещенность 75 ЛК

Разряд зрительной работы V

Нормируемая освещенность $E = 100$ ЛК

Принимаем систему общего освещения с лампами накаливания в защитном корпусе. Принимаем газонаполненные лампы.

Таблица 3.9

Тип Лампы	Мощность, Вт	Световой поток при напряжении 220 В
Г	500	8300

Коэффициент отражения:

пола $\rho_{\text{пола}} = 30\%$

стен $\rho_{\text{стен}} = 50\%$

потолка $\rho_{\text{потолка}} = 70\%$

Расчетная высота подвеса

Рабочая поверхность находится на расстояниях от одного метра до шестнадцати метров, поэтому берем для расчета максимальную; высота свеса лампы 0,5 м по формуле из МУ

$$h_{\text{расч.}} = h_{\text{зд}} - (h_{\text{р}} + h_{\text{св}}) = 26 - (20 + 0,5) = 5,5 \text{ метра} \quad (3.5.1)$$

Наивыгоднейшее расстояние между светильниками определяются по формуле

$$Z = N \cdot h = 1,2 \cdot 5,5 = 7 \text{ м} \quad (3.5.2)$$

$$L = Z/2 = 3,3 \text{ м} \quad (3.5.3)$$

Принимаем расстояние между лампами 7,0 метра, от стен 3,0 метра. Всего в турбинном отделении $(350 - 3,0 - 3,0) / 7,0 = 49$ рядов по 13 ламп в каждом ряду.

Определение индекса помещения по формуле

$$i = \frac{A \cdot B}{n(A + B)} = \frac{350 \cdot 50}{8(350 + 50)} = 5,47 \quad (3.5.4)$$

Коэффициент использования $\eta = 81\%$

Коэффициент запаса $K_3 = 1,5$

Световой поток

$$\Phi = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{100 \cdot 1,5 \cdot 560 \cdot 6}{49 \cdot 13 \cdot 0,81} = 976,8 \text{ ЛМ} \quad (3.5.5)$$

где Z – коэффициент неравномерного освещения.

Выбор сделан правильно, что подтвердил расчет. Значит принимаем в турбинном отделении светильники с газонаполненными лампами накаливания в количестве 637 штук, расстояние между рядами 7 метров в ряду между лампами 3 метра.

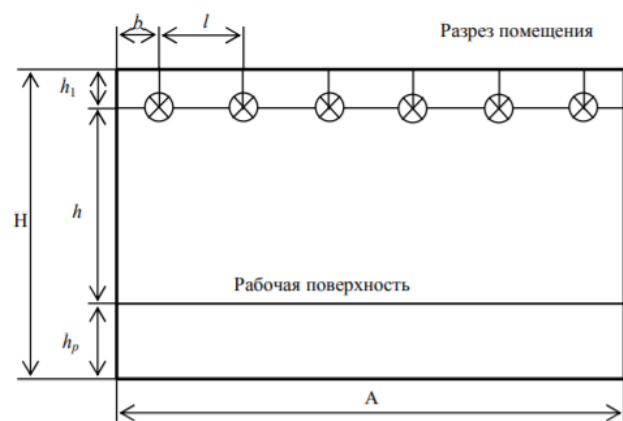


Рис. 3

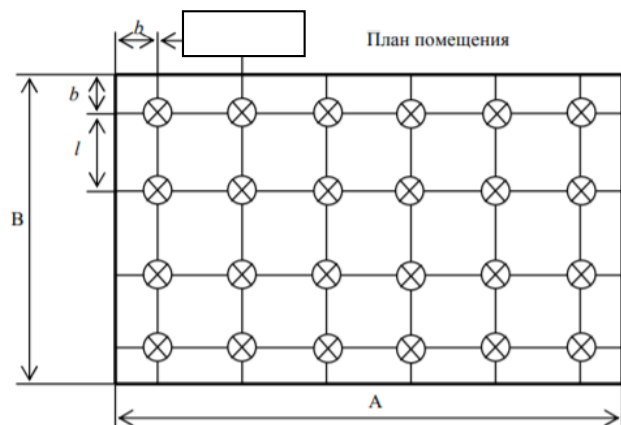


Рисунок 3.2 - Размещение лампочек в машинном зале

4 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта представляется бизнес-план строительства КЭС мощностью 1800МВт блоками К300 в Южно-Казахстанской области, где уже на данный момент существует дефицит электроэнергии. Составление бизнес плана является первым обобщающим документом содержащий обоснование инвестиционных вложений, объема выпускаемой продукции, срока окупаемости, спроса и поставку. Этот подход осуществляется посредством расчета затрат, который рассчитывается отдельно для каждого пункта таких как: затраты на топливо, воду, заработную плату, затраты на ремонт, общие расходы, расходы в связи с выбросами и т.д.

Исходные данные

$\mathcal{E}_в = 13680$ млн.кВтч - годовой объем выработки электрической энергии

$T_m = 7600$ - кол. часов использования уст. мощности

$b_y = 314,6$ г/кВтч -удельный расход условного топлива (посчитан в технической части проекта)

$\mathcal{E}_в$ – годовая выработка энергии, МВт*ч,

$$\mathcal{E}_в = N * T_{уст} * n * 10^{-3} \quad (4.1)$$

где N – установленная мощность одного блока, кВт,

n – количество блоков,

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

$$\mathcal{E}_в = 300000 * 7600 * 10^3 = 13680 \text{ млн. кВт*ч}$$

4.1 Определение годового отпуска электрической энергии КЭС

Часть выработанной электроэнергии на электростанции как правило расходуется на собственные нужды станции. Такой расход зависит от типа оборудования, мощности агрегатов, вида топлива и т.д. Этот расход составляет от 6 до 16%. Примем расход 6%.

Годовой отпуск электрической энергии определяем по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в * (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 13680 * (1 - 0,06) = 12859,2 \text{ млн. кВтч} \quad (4.1.1)$$

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии определяется по формулам:

$$B_э = \mathcal{E}_в * b_y / 1000 = 13680 * 314,6 / 1000 = 4303,728 \text{ тыс. туг} \quad (4.1.2)$$

С учетом расхода топлива на собственные нужды. Значения b_{yo} определяются:

$$b_{yo} = B_{yo} / \mathcal{E}_{от} = 4303728 / 12585,6 = 341,957 \text{ гут/кВт*ч} \quad (4.1.3)$$

Определение затрат на топливо:

Годовой расход топлива (с учетом на собственные нужды) на выработку электрической энергии определяется по формуле

$$B_{yo} = \mathcal{E}_в * b_{yo} = 13680 * 341,957 = 4677,965 \text{ тыс. гут} \quad (4.1.4)$$

Итого расход топлива КЭС составляет: $B_{yo} = 4677,965$ тыс. гут

Если принять, что на станции используется уголь Экибастузского месторождения, со средней по бассейну удельной низшей теплотой сгорания $Q_n^p = 4000$ ккал/кг.

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_{yo} * K_n = 4677,965 * (7000 / 4000) = 8186,887 \text{ тыс. тнт} \quad (4.1.5)$$

где $K_n = (7000 / Q_n^p)$ – коэффициент перевода условного топлива в натуральное.

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$Ит = B_n * Цт = 8186,887 * 9256,4 = 75777,1 \text{ млн. тенге} \quad (4.1.6)$$

где $Цт = 9256,4$ тенге – цена топлива с учетом его транспортировки (за тонну натурального топлива).

Расчет КПД использования топлива

Известно, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут, при КПД установок, равных единице. Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды определяется:

$$КПД_{yo} = 123 : b_{yo} * 100\% = (123 / 341,957) * 100\% = 36\% \quad (4.1.7)$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = \frac{0,86 * \mathcal{E}_{омн} * 100\%}{7 * B_{yo}} = \frac{0,86 * 12859,2 * 10^6}{7 * 4677,972 * 10^6} * 100\% = 33,8\% \quad (4.1.8)$$

где 0,86 – коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

7 – теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

Расчет затрат на воду

Основная часть воды идет на охлаждение конденсаторов турбин, а также на пополнение системы теплофикации, на подшипники, на маслоохладители, на гидрозолоудаление и другие механизмы системы.

Затраты на воду находятся в пределах 0,4 – 1,4 тенге/кВтч.

$$Ив = Эв * (0,13 - 0,15) = 13680 * 0,4 = 5472 \text{ млн. тенге} \quad (4.1.9)$$

Расчет затрат на заработную плату

Численность ППП можно определить через штатный коэффициент, который показывает, численность персонала приходящийся на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции $N_y = 1800$ МВт.

Установленная электрическая мощность станции:

$$N_y = \frac{\mathcal{E}_B}{T_M} = 13680 * 10^6 / 7600 = 1800 \text{ МВт} \quad (4.1.10)$$

Усредненные значения штатного коэффициента (Кш): для КЭС установленной мощностью 300 МВт – 1,1-1,3 чел/МВт.

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = Кш * N_y = 1,1 * 1800 = 1980 \text{ чел} \quad (4.1.11)$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату (Изпо);
- дополнительная заработная плата (Изпд);
- начисления на заработную плату (Изпн);

Для определения суммарного фонда заработной платы, формула будет следующей:

$$Изп = Изпо + Изпд + Изпн, \text{ млн. тенге} \quad (4.1.12)$$

Величина среднегодовой основной заработной платы Изпо принимается в размере 200 тыс. тенге на одного работающего:

$$Изпо = 1980 * 200000 = 396 \text{ млн тенге} \quad (4.1.13)$$

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

$$Изпд = 0,12 * 396 = 47,52 \text{ млн теге} \quad (4.1.14)$$

Начисления на заработную плату Изпн (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 21,5% от суммы Изпо и Изпд:

$$\text{Изпн} = 0,215 * (396 + 47,52) = 95,36 \text{ млн тенге} \quad (4.1.15)$$

Тогда:

$$\text{Изп} = 396 + 47,52 + 95,36 = 538,88 \text{ млн тенге} \quad (4.1.16)$$

Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления — это денежные отчисления для возмещения износа оборудования для его капитального ремонта или приобретение нового.

Амортизационные отчисления берутся в % от величины суммарных капитальных вложений в станцию (именуемые в литературе: основные производственные фонды, основные активы предприятия, основной капитал). На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации в зависимости от срока службы и назначения производственных фондов в производственном процессе.

Предельные нормы амортизации устанавливаются согласно Указа Президента РК, имеющего силу закона №2235 от 24.04.95г., выше которых норму амортизации использовать нельзя. Для определения стоимости основных производственных фондов широко используется показатель удельных капитальных вложений Куд. В расчетах принимаем величину Куд для КЭС 1800 МВт - 1000 \$/кВт. Стоимость одного доллара США принимаем 420 тенге.

$$K = \text{Куд} * N_y = 1000 * 1800000 * 420 = 756000 \text{ млн. Тенге} \quad (4.1.17)$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 6-8%. Поэтому норму амортизационных отчислений принимаем 6% от величины К:

$$\text{Иао} = 0,06 * K = 0,06 * 756000 = 45360,0 \text{ млн. тенге} \quad (4.1.18)$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонта

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

$$\text{Ирем} = 0,15 * \text{Иао} = 0,15 * 45360 = 6804 \text{ млн. тенге} \quad (4.1.19)$$

Расчет платы за выбросы

Плата за выбросы вредных веществ зависит от многих факторов, таких как: объем выбросов, это в свою очередь зависит от вида используемого топлива; от метода улавливания (электрофилтры, эмульгатор и т.д).

Мы определим методом аналогий сравнив с действующей станцией. Установлено, что при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 200-250 тенге за тнт, следовательно:

$$Ивыб = 115 * V_n = 115 * 8186451 = 941,442 \text{ млн. тенге} \quad (4.1.20)$$

Общестанционные и цеховые расходы

Представляют собой административно – управленческие затраты такие как: зарплата, командировочные, канцелярские. Общепроизводственные затраты: амортизация, испытания, исследования, рационализация и охрана труда. Целевые расходы покрывающие техническую пропаганду, содержание вышестоящих организаций и другое.

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$И_{общ} = 0,2-0,25 * (И_{ао} + И_{зп} + И_{рем}) = 0,2 * (45360,0 + 538,88 + 6804) = 10540,576 \text{ млн. тенге} \quad (4.1.21)$$

4.2 Расчет себестоимости отпуска энергии

Таблица 4.1 Составляющие затрат на производство электрической энергии

Составляющие затрат	И, всего, млн. тг	Иэ, эл. энергия млн. тг.
Топливо, Ит	75777,1	75777,1
Вода, Ив	5472	5472
Фонд заработной платы, Изп	538,88	538,88
Амортизационные отчисления, Иао	45360,0	45360,0
Ремонт, Ирем	6804	6804
Общестанционные, Иоб	10540,576	10540,576
Плата за выбросы, Ивыб	941,422	941,422
Итого	145433,978	141877,178

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_3 = \frac{I_T + I_B + I_{ЗП} + I_{АО} + I_P + I_{ОБ} + I_{ВЫБ}}{\mathcal{E}_{от}}$$
$$= 141877,178 * 10^6 / 12859,2 * 10^6 = 11,3 \text{ тенге/кВтч} \quad (4.2.1)$$

Экономическая оценка строительства и эксплуатации КЭС

Экономическая оценка строительства на этапе принятия решения производится на результатах составления бизнес плана. Это современный метод оценки ТЭО в следствии положительного результата которого разрабатывается инвестиционный проект. Такой метод учитывает весь комплекс затрат на реализацию проекта: цены и ценовая политика на перспективу; объем реализации продукции; доход и прибыль от реализации проекта; часть прибыли, идущая на возврат кредита; процентная ставка банка, под которую предприятие берет кредит; срок кредита.

При строительстве крупных энергоблоков встречаются сложности связанные с длительностью получения результатов от осуществления проекта. И имеет свои риски для сведения к минимуму которых на практике используют метод оценки инвестиционных проектов. Такой метод определяет чистую текущую стоимость (NPV), срок окупаемости проекта (PP), расчет внутренней нормы прибыли (IRR), расчет рентабельности инвестиций (PI) и определение бухгалтерской рентабельности инвестиций (ROI).

В нашем случае определимся так: 80% величины суммарных капитальных вложений в строительство КЭС (К) обеспечивает государство, а остальные 20% от К и вся сумма затрат на эксплуатацию станции обеспечивается льготным кредитом АО «Энергоинвест» под 10% годовых.

Из приведенных ниже формул по оценке инвестиционного проекта видно, что в них используются всего четыре показателя:

Io – первоначальные инвестиции (20% от К и суммарные эксплуатационные затраты);

CF – денежный поток, направляемый на возврат кредита;

r – процентная ставка банка по кредиту (10%);

n – календарный год кредита.

Очень сложными пунктами в реализации и анализе таких проектов является расчет прибыли и денежного потока CF, направляемого на возврат кредита.

Примем, что отпускной тариф электрической энергии нашей КЭС будет иметь рентабельность 30%, т.е.

$$T_{отэ} = S_3 * 1,3 = 11,3 * 1,3 = 14,69 \text{ тенге/кВт*ч} \quad (4.2.2)$$

Доход от реализации электрической энергии от КЭС составит:

$$D = T_{отэ} * Э_{от} = 14,69 * 12859,2 = 188901,648 \text{ млн. тенге} \quad (4.2.3)$$

Суммарные затраты определяются по выражению:

$$Z = S_{э} * Э_{от} = 11,3 * 12859,2 = 145308,96 \text{ млн. тенге} \quad (4.2.4)$$

Разница между ними дает прибыль:

$$ПР = D - Z = 188901,648 - 145308,96 = 43592,688 \text{ млн. тенге} \quad (4.2.5)$$

После оплаты налога на прибыль, в размере 30%, образуется чистая прибыль:

$$ЧП = ПР * (1 - 0,3) = 43592,688 * 0,7 = 30514,882 \text{ млн. тенге,}$$

которая целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток CF.

Метод определения чистой текущей стоимости NPV. Это метод анализа инвестиций, показывающий, на какую ценность фирма может прирасти в результате реализации инвестиционного проекта и определяется I_0 – первоначальное вложение средств

10% от К и 40% от всей суммы затрат на эксплуатацию станции составляет 132487 млн тенге, процентная ставка банка 10 %, тогда:

$$R = \frac{1}{(1+r)^n}$$
$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 \quad (4.2.6)$$

Полученные данные сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 Расчет NPV

Год	CF	R ₁₀	PV ₁₀
0	-132487	1	-132487
1	24888	0,90909	22625
2	24888	0,82645	20569
3	24888	0,75131	18699
4	24888	0,68301	16999
5	24888	0,62092	15453
6	24888	0,56447	14049
7	24888	0,51316	12771
8	24888	0,46651	11610
9	24888	0,4241	10555
10	24888	0,38554	9595
		Σ ₁₀	152926
		NPV ₁₀	20439

Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Это значение r , при котором $NPV=0$. Формализовано, это уравнение:

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0$$

решаемое относительно r .

IRR при $NPV=0$, - это проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведёт к её снижению. Этот коэффициент дисконта $R= 1: (1+r)^n$ разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учётом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент).

Таблица 4.3

Год	CF	R ₁₀	PV ₁₀	R ₂₀	PV ₂₀
0	-132487	1	-132487	1	-132487
1	30514,9	0,90909	27741	0,833	25429
2	30514,9	0,82645	25219	0,694	21191
3	30514,9	0,75131	22926	0,579	17659
4	30514,9	0,68301	20842	0,482	14716
5	30514,9	0,62092	18947	0,402	12263
6	30514,9	0,56447	17225	0,335	10219
7	30514,9	0,51316	15659	0,279	8516
8	30514,9	0,46651	14235	0,233	7097
9	30514,9	0,4241	12941	0,194	5914
10	30514,9	0,38554	11765	0,162	4928
		Σ_{10}	187501	Σ_{20}	127933
		NPV₁₀	55014	NPV₂₀	-4554

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 10 + \frac{55014}{55014 + 4554} \cdot 10 = 19,2\% \quad (4.2.7)$$

Метод расчёта окупаемости инвестиций PP

Метод состоит в определении того срока, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций:

$$PP = \frac{I_0}{CF_n} = \frac{132487}{30514,9} = 4,32 \text{ года} = 4 \text{ года } 3 \text{ месяца} \quad (4.2.8)$$

Вывод: Расчеты показывают, что себестоимость электроэнергии будет составлять 11,3 тенге/кВтч. Чистый доход станций составил 30514,882 млн. тенге, которая целиком будет идти на погашение кредита. Срок окупаемости проекта 4 года.

5 Установка частотных преобразователей на электродвигатели для регулирования производительности приводов: ДС, КЭН-1ст, КЭН-2ст

Наиболее энергоёмкими потребителями электроэнергии собственных нужд станции являются электроприводы среднего напряжения (6 кВ):

- Электроприводы дутьевых вентиляторов (2 вентилятора на котел);
- Электропривод дымососов (2 дымососа на котел);
- Электропривод циркуляционных насосов (2 циркуляционных насоса на блок);
- Электропривод конденсатных насосов первой ступени КЭН-1ст (2 КЭН-1ст на блок – в работе постоянно находится 1 насос);
- Электропривод конденсатных насосов второй ступени КЭН-2ст (2 КЭН-2ст на блок – в работе постоянно находится 1 насос).

В силу того, что указанные тягодутьевые и гидравлические машины были подобраны при проектировании блока под максимальные параметры функционирования, а также в силу изменений выходной мощности и соответствующих параметров потоков сред, можно сделать вывод о том, что оперативным персоналом станции постоянно производится регулирование производительности указанных электроприводов.

Регулирование производительности насосов производится преимущественно задвижками. Регулирование производительности тягодутьевых устройств – шиберами. Такой способ регулирования является неэкономичным.

В данном дипломном проекте предлагается возможность установления частотных преобразователей для качественного регулирования производительности тягодутьевых устройств и насосных агрегатов и получения дополнительной экономии потребляемой электроэнергии на собственные нужды станции.

5.1 Что представляет собой частотный преобразователь

Частотный преобразователь представляет собой устройство осуществляющее частотное регулирование насосов. Частотники дают возможность менять частоту и напряжение для увеличения эффективности и экономичности работы насосных оборудований систем водоснабжения, для улучшения износостойкости.

На практике показано, что насосы с частотными преобразователями могут экономить электроэнергию до 50% к тому же они упрощают эксплуатацию оборудований.

Многие современные электронасосы проектируются по принципу дросселирования. При таком раскладе мотор агрегатов всегда работает на максимальной мощности, где изменение давления и расхода реализуется посредством запорной арматуры, которая меняет сечение пропускного отверстия. Этот метод имеет несколько существенных недостатков, таких как

провоцирование появлений гидравлических ударов из-за перекачивания агрегата на максимальной мощности сразу после включения.

Более того высокое потребление энергии и быстрый износ механизмов насоса и запорной арматуры.



Рисунок 5.1 Частотный преобразователь

5.2 Сферы применения и преимущества использования

Частотники обеспечивают плавное регулирование скорости электродвигателя этим фактором определяются области применения: приводные механизмы, компрессоры, дымососы, конвейеры, вентиляционные системы, грузоподъемные оборудования и т.д. Современные модели имеют большой перечень функциональных возможностей, такое как сохранение работоспособностей при нестабильном питании, оптимальная работа систем автомат управления. Частотники применяются в разных приложениях промышленности и транспорта.

Общие сведения об энергосбережении при применении ЧРП

Наилучший экономический эффект при использовании частотников со стороны энергосберегающего эффекта, который достигается на квадратичных нагрузках. Количество оборотов двигателя пропорционально частоте питания.

Когда электродвигатель питается от сети 50Гц число его оборотов будет максимальным и неизменным. Однако, когда электродвигатель питается от преобразователя чистоты число его оборотов меняется от нуля до максимального значения. Изменение частот вращения рабочего колеса ведет к изменению всех его рабочих параметров, а именно:

- расход пропорционален числу оборотов.
- давление пропорционально квадрату числа оборотов.
- потребляемая мощность пропорциональна кубу числа оборотов. Эти отношения выражаются с помощью, так называемых формул приведения:

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{n}{n_0}; \quad \frac{H}{H_0} = \left(\frac{n}{n_0}\right)^2; \quad \frac{N}{N_0} = \left(\frac{n}{n_0}\right)^3$$

где Q – расход при максимальном числе оборотов;

Q₀ – расход при измененном числе оборотов;

H – напор при максимальном числе оборотов;

H₀ – напор при измененном числе оборотов;

N – мощность, потребляемая электродвигателем при максимальном числе оборотов;

N₀ – мощность, потребляемая электродвигателем при измененном числе оборотов;

n – максимальное число оборотов;

n₀ – измененное число оборотов.

Приблизительная характеристика потребления энергии при различных

5.3 Определение экономического эффекта при установке ЧРП на КЭН

Для расчета был выбран насос КСВ-1000-95. Тип двигателя АВ400-1000. Насосы КСВ – насос, предназначенный для перекачивания конденсата в пароводяных сетях ТЭС. Так же могут быть применены для перекачивания воды в системах тепловодоснабжения. Насос является вертикальным, двухкорпусным, секционным, с внутренним корпусом, состоящим из ротора, статорных деталей, концевых уплотнений, подшипников, с приводом электродвигателя.

Таблица 5.1 Исходные данные

Тип насоса	КсВ1000-95
Мощность насоса, кВт	342
Номинальная частота вращения, об/мин	1000
КПД насоса	76
Напор насоса, м	95
Тип приводного двигателя	АВ400-1000У4
Подача насоса, м ³ /ч	1000
Мощность двигателя, кВт	400
Номинальный ток двигателя А	47,1
Пусковой ток двигателя А	353
Сos φ	0,85
КПД двигателя	94

1) Определим требующуюся мощность ЧРП Р_{чп}, кВт:

$$P_{чп} = (1,1-1,2)P_{макс};$$

ДП.5В071700.ДО.ПЗ.

$$P_{чп} = 1,1 * 400 = 440 \text{ кВт}$$

Стоимость ЧРП при $C_p = 420 \$/\text{кВт}$:

$$Ц_{чп} = 420 * 440 = 184800\$ \quad (5.3.1)$$

3) Примем необходимый расход $Q_2 = 700 \text{ м}^3/\text{ч}$, тогда $P_{дв} = 400 \text{ кВт}$ при использовании ПЧ будет равно:

$$P_{дв}^{пч} = \frac{P_{дв}}{\frac{Q^3}{Q_2^3}} = \frac{400}{\frac{1000^3}{700^3}} = \frac{400}{1,43} = 279,72 \text{ кВт} \quad (5.3.2)$$

4) Сэкономленная электроэнергия :

$$dP = 400 - 279,72 = 120,279 \text{ кВт} \quad (5.3.3)$$

5) Примем тариф на отпуск электрической энергии $22,43 \text{ тг/кВт*ч}$ и часы работы насоса в год 7600 ч , тогда стоимость сэкономленной энергии будет равна:

$$Ст_{ээ} = dP * T * t,$$

где T – отпускной тариф, тг/кВт*ч ;
 t – часы работы насоса, ч .

$$Ст_{ээ} = 120,279 * 22,43 * 7600 = 20503209 \text{ тг} \quad (5.3.4)$$

6) Для того, чтобы определить срок окупаемости, а значит и оценки экономической эффективности использования ПЧ применяется формула:

$$T_{ок} = \frac{Ц_{чп}}{Ст_{ээ}} \quad (5.3.5)$$
$$T_{ок} = 184800 * 440 / 20503209 = 3,96 \text{ лет} = 4 \text{ года}$$

Выбранный ЧРП Delta VFD4000CP43C-21

Технические характеристики VFD4000CP43C-21:

- ✓ Мощность – $400,0 \text{ кВт}$
- ✓ Напряжение питания $50/60 \text{ Гц}$ – 3 фазы $380-460 \text{ В}$
- ✓ Номинальный выходной ток
- ✓ Легкий режим – $770,0 \text{ А}$
- ✓ Нормальный режим – $683,0 \text{ А}$

Сделаем выводы о целесообразности внедрения ЧРП, кроме экономического эффекта обеспечивается следующее:

- ✓ уменьшается износ запорной арматуры, потому что большую часть времени задвижки полностью открыты;

- ✓ уменьшается износ коммутационной аппаратуры т.к переключение происходит при отсутствии тока;
- ✓ понижается опасность аварий из-за отсутствия гидравлических ударов

- ✓ снижается уровень шума
- ✓ упрощается комплексная автоматизация и эксплуатация объектов.

Вывод: Проведенный расчет показывает эффективность внедрения ЧРП. Величина прибыли и период окупаемости свидетельствуют о экономической привлекательности предложенных мероприятий в рамках реализации технических решений по энергоэффективности и энергосбережения на КЭС.

7 Графическая часть проекта

7.1 Описание генерального плана

Генеральный план – это как правило план расположения основных и вспомогательных оборудования на площадке выделенной для сооружения станции. Он включает в себя следующие производственные и подсобные сооружения и постройки: главный корпус, который состоит из машинного зала, бункерно-деаэрационного и котельного отделения. Турбоагрегаты в машинном зале располагаются поперечно. В главный корпус подаются топливо для надлежащего использования, техническая вода для охлаждения отработавших паров турбоагрегатов и для других назначений. Через главный корпус отводится вода после конденсатора, удаляются шлаки и зола, дымовые газы котлов и выходит конечный продукт – электроэнергия. Компонировкой главного корпуса является взаимное размещение строительных сооружений и оборудования.

7.2 Компонировка главного корпуса

- ✓ надежность и экономичность технологических процессов электростанции, автоматизация и механизация процессов, удобность обслуживаний оборудования;
- ✓ Уменьшение затрат на строительные материалы, конструкции и связанные друг с другом оборудования, а также линии коммуникации
- ✓ Снижает срок строительства и монтажа станции, наладки оборудования;
- ✓ Соблюдение правил техники безопасности и противопожарной охраны.

Главный корпус включает в себя два основных помещения: котельный цех и машинный зал соединенных между собой бункерно-деаэрационное

отделение, в котором располагаются разные вспомогательные оборудования. БДО выполняются многэтажными, что обеспечивает устойчивость строительных конструкций. Котельные и турбинные оборудования располагаются в разных помещениях из-за необходимости обеспечения частоты турбогенераторного помещения, для наблюдения за состоянием зазоров и узлов вращения. Так же из-за разницы высоты котельного и турбинного оборудования, их габаритов и массы основных частей.

7.3 Описание принципиальной тепловой схемы

В принципиальную тепловую схему входят котельный и турбинный агрегаты с электрическим генератором и конденсатором. Она также состоит из насосов для перекачки рабочего тела (теплоносители, питательных насосов котлов, испарителей и паропреобразователей; конденсатных насосов турбин и регенеративных подогревателей).

Основные и вспомогательные оборудования объединены в принципиальной тепловой схеме линиями трубопроводов для воды и пара в соответствии с последовательностью движения рабочего тела в установке. В принципиальной тепловой схеме не показываются резервные оборудования.

Блок К-300 имеет промежуточный перегрев пара. Имеет три цилиндра. Котел прямоточного типа. Предусмотрено восемь регенеративных отборов пара из турбины.

В схему входят: три регенеративных подогревателя высокого давления; деаэратор 0.69 МПа, питающийся паром из четвертого отбора; два регенеративных подогревателя низкого давления поверхностного типа и два регенеративных подогревателя низкого давления смешивающего типа.

Из ПВД дренаж сливается каскадно в деаэратор, из ПНД № 5 и 6 - в ПНД №7. Имеется подогреватель уплотнений.

Паровоздушная смесь конденсатора турбины отсасывается пароструйным эжектором.

Заключение

В дипломной работе были рассмотрены вопросы технико-экономического обоснования строительства КЭС мощностью 1800 МВт блоками К-300-240. Станция будет предназначена для выдачи электроэнергии для потребителей промышленных предприятий и коммунально-бытового сектора. Выбранный район расположения станции Южно-Казахстанская область, где уже на данный момент существует дефицит электроэнергии.

Для установки на КЭС выбраны 6 турбин типа К-300-240ЛМЗ номинальной мощностью $N=300$ МВт. Произведены расчёты тепловой схемы станции и его энергопоказателей, выбраны основные и вспомогательные оборудования и приведены их основные технические характеристики, в разделе безопасности и жизнедеятельности были рассмотрены условия труда на КЭС.

Рассмотрены группы опасных и вредных факторов производства и их негативные действия на персонал. Приведены климатические условия района размещения станции. Произведен расчет шума и способы защиты, а также расчет производственного освещения в турбинном цехе.

В разделе экономики были рассчитаны себестоимость отпуска электрической энергии, рассчитаны все затраты строительства новой мощности. Также приведен расчет окупаемости инвестиционных вложений. В специальной части дипломного проекта рассмотрен вопрос повышения энергоэффективности насосного оборудования при установлении частотно регулируемых преобразователей.

Описаны сферы применения частотников, описание оборудования и произведен расчёт на примере одного из мощных насосов (КЭН). В последней части дипломного проекта приведены основные чертежи генеральный план станции, принципиальная тепловая схема, поперечный разрез главного корпуса.

Выполненный анализ текущего положения в отрасли, проведенные расчеты и описание основного и вспомогательного оборудования, а также расчеты экономического плана указывают о целесообразности предложенных технических мероприятий по строительству нового источника электрической энергии в дефицитной области Казахстана на ближайшую перспективу.

Список литературы

- 1 Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции. – М.: Издательство МЭИ, 2010
- 2 Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование. Кудинов, А.А. - М.: ИНФРА-М, 2014. 230 с
- 3 Елизаров Д.П. Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 2009. – 305 с
- 4 Тепловые и атомные электрические станции: Справочник. /под общ. ред. чл-корр. РАН А.В.Клименко и проф. В.М. Зорина. - 3-е изд. перераб. и доп. -М.: МЭИ, 2003, - 645 с.: ил. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3)
- 5 В.Я. Рыжкин Тепловые электрические станции, 1987 г
- 6 Ривкин С. Л., Александров А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1984.
- 7 В.Д.Огай., Н.Г.Борисова., А.А.Кибарин. Методические указания к выполнению дипломного проекта. 2011 г
- 8 Михайленко С.А., Цыганок А.П.. Тепловые электрические станции : Учебное пособие. 2-е изд. испр. – Красноярск : КРПИ, 2005. -302с
- 9 Бойко Е.А., Деринг И.С., Охорзина Т.И. Котельные установки и парогенераторы (Выбор и расчёт систем пылеприготовления и горелочных устройств котельных агрегатов) : Учебное пособие. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006
- 10 Гришфильд В. Я, Г.Н. Морозов. Тепловые электрические станции: Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1986
- 11 Парамонов С.Г. Экономика отрасли. Методические указания выполнению курсовой работы для студентов очной формы обучения по специальности 050717 Теплоэнергетика.- Алматы: АИЭС,-2007
- 12 Хакимжанов Т.Е. Охрана труда: Учебное пособие для вузов. – Алматы., 2006-264с
- 13 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
- 14 Дюсебаев М.К, Бегимбаева А.С Методические указания к выпускной работе. Безопасность жизнедеятельности. Алматы: АИЭС, 2008. – 10с.
- 15 Дайджест по системному анализу(электроэнергетика)
http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/sagatov1/docs/kaz_energy_resources_ru.pdf
- 16 Частотно – регулируемый электропривод – эффективная технология энергосбережения при техническом перевооружении и новом строительстве электростанций. <http://en-res.ru/wp-content/uploads/2012/12/lekc-8-9-09-2.pdf>
- 17 Лезнов Б.С Частотно-регулируемый электропривод насосных установок. – М.:Машиностроение, 2013. – 176с
- 18 Клименко А.В., Зорин В.М. Тепловые и электрические станции. М.: МЭИ 2003.

19 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.

20 Развитие топливно-энергетического комплекса РК до 2030 года: утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014

21 Каталог паровых турбин компании Турбопар: официальный сайт компании [<http://www.turbopar.ru/>].

22 ГОСТ 12.4.221-2002 Система стандартов безопасности труда «Одежда специальная для защиты от повышенных температур теплового излучения, конвективной теплоты».

23 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

24 Гигиенические нормативы «Предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

25 СН РК 2.04-XX-2011 «Естественное и искусственное освещение».

26 Данилюк М.А. Расчет естественного освещения помещений Ленинград-Москва: ГИСтройЛит, 1941. — 140 с.