

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой К.Т.Н.  
доцент Кибарин А.А.  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

«    »      20   г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение Экибастузской ГРЭС-2  
до мощности 1500 МВт

Специальность 5В071400 - Теплоэнергетика

Выполнил (а) Тимоневский М.С. ТЭС-12-2  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель ст. преподаватель Ем Т.М.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

к.э.н. профессор Тарамонов С.Г.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
С.Г. «09» июни 2016 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст. преподаватель Мананбаева С.Е.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
С.Е. «8» 06 2016 г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

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

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

Нормоконтролер: ст. преподаватель Ем Т.М.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
Ем Т.М. «8» 06 2016 г.  
(подпись)

Рецензент: зам. начальника ТО АО Алматыские эл. станции ТЭЦ-1  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
А.А. «10» 06 2016 г.  
(подпись)

Алматы, 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет теплоэнергетический  
Специальность теплоэнергетика  
Кафедра тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Тимошевский Игорь Сергеевич  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта "Расширение Жибасгузской ГРЭС-2  
до мощности 1500 МВт"

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.

Срок сдачи законченной работы «   » 20 г.

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

Турбина К-500-240-4; генератор ТВВ-500;  
котлоагрегат П-57р, паропроизводительностью 1650 т/ч.  
Жибасгузский уголь класса В, влажность "влажность"  
валовой влажности со средней зольностью 48,5% на  
сухую массу.

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

1. Тепловой расчет блока 500 МВт.
2. Выбор вспомогательного оборудования.
3. Безопасность жизнедеятельности.
4. Экономическая часть.
5. Заключение.

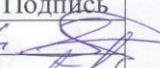
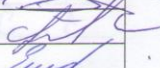
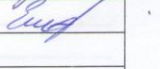
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Тепловая схема энергоблока 500 МВт
2. Ген. план.
3. Поперечный разрез главного корпуса.

Рекомендуемая основная литература

1. Методические указания к дипломному проектированию "Минэнерго", 1986г.
2. Методические указания к дипломному проектированию "Минэнерго" АИЭС, 1998г.
3. Учебное пособие для вдов. "Энергоатомиздат", 1989.
4. Методические указания к выполнению раздела "Охрана труда и окружающей среды" в дипломном проекте.
5. Методические указания по дисциплине "Экономика отрасли" для студентов специальности "Теплоэнергетика".

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Манабаева С.Е	15.02 - 8.06/16	
Эконом. часть	Паромолов С.Г.	09.06.16	
Основная часть	Им Т.М.	08.06.16	

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

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Тепловой расчёт блока БООМ	15.01 - 29.01.16	
2.	Выбор вспомогательного БООМ	01.02 - 18.02.16	
3.	Выбор БООМ, котельного отделения	22.02 - 26.02	
4.	Заполнение	02.03 - 10.03	
5.	Технические характеристики	14.03 - 18.03	
6.	Безопасность низкотемпературной	21.03 - 08.04	
7.	Разработка чертежей	15.04 - 15.05	
8.	Экономическая часть	23.05 - 09.06	

Дата выдачи задания «15» декабря 2015 г.

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

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

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

## **Аннотация**

В данном дипломном проекте был рассмотрен вопрос расширения Экибастузской ГРЭС-2 до мощности 1500 МВт путем добавления энергоблока на 500 МВт. Произведен выбор основного и вспомогательного оборудования, общестанционных объектов.

В разделе безопасности жизнедеятельности представлен анализ условий труда, расчет искусственного освещения главного корпуса и расчет зануления насоса штока машзала.

В разделе экономики произведен расчет себестоимости отпуска электроэнергии до и после расширения, полученные результаты подлежали сравнению.

## **Annotation**

In this diploma project it addressed the issue of expansion of Ekibastuz power plant 2 to the power of 1500 MW by adding 500 MW power unit. Selections of primary and secondary equipment, general object were made.

In the Life Safety presents an analysis of working conditions, artificial lighting calculation of the main building and the calculation of zeroing pump turbine building stock.

In the Economics part the cost of electricity supply before and after the expansion was calculated. The results were to be compared.

## **Аңдатпа**

Бұл дипломдық жобада Екібастұз ГРЭС 2 қуаттылығын 500МВт-тан 1500МВт-қа дейін ұлғайту арқылы күшейту қарастырылған. Жалпы станциялық нысандардың негізгі және қосалқы құрылғылары таңдалды.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде еңбек шарттарына талдау жасалып, бас корпусстың жасанды жарықтануы мен машзал штокының жерленуіне есептеулер жүргізілді.

Экономикалық бөлімінде кеңейтуге дейінгі және кейінгі электроэнергияны жіберудің өздік құны есептеліп, алынған нәтиже салыстыруға жатқызылды.

## Содержание:

1. Тепловой расчет блока 500 МВт
  - 1.1. Описание тепловой схемы блока 500 МВт.
  - 1.2. Расчет тепловой схемы блока
2. Выбор вспомогательного оборудования
  - 2.1. Выбор вспомогательного оборудования турбинного цеха
  - 2.2. Выбор оборудования котельного отделения
  - 2.3. Выбор системы золоулавливания
  - 2.4. Выбор системы химводоочистки
  - 2.5. Выбор системы гидрозолоудаления
  - 2.6. Технические характеристики выбираемого оборудования
3. Безопасность жизнедеятельности
  - 3.1. Экологический паспорт
  - 3.2. Анализ условий труда
  - 3.3. Расчет искусственного освещения
  - 3.4. Расчет зануления электродвигателя насоса стока машзала
4. Экономическая часть
5. Заключение
6. Список использованной литературы

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ			
Разраб.		Тимошевский И.			Содержание	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ем Т.М.						
Реценз.		Тимченко А.В.						
Н. Контр.		Ем Т.М.						
Утверд.		Кибарин А.А.						
						АУЭС, каф. ТЭУ, ТЭС-12-2		

## Тепловой расчет блока 500 МВт

### Введение

Технический проект расширения Экибастузской ГРЭС-2 разработан в соответствии с заданием на разработку технического проекта Экибастузской ГРЭС-2,3 и 4 мощностью 4000 МВт, утвержденного Минэнерго 30 июня 1997 года.

ГРЭС располагается на восточном берегу озера Шандаксор, 39 км севернее города Экибастуза и 19 км севернее станции ГРЭС-1. При выборе площадки была выявлена возможность и доказана целесообразность строительства ГРЭС-3 на одной площадке с ГРЭС-2, поэтому все технические решения приняты с учетом строительства двух ГРЭС по 4 млн. кВт на общей площадке.

Выдача эклектической мощности предусматривается на напряжении 500 кВ на подстанцию переменного тока 1150 кВ и подстанцию постоянного тока 1500 кВ.

Основное оборудование аналогично установленному на ЭГРЭС-1: турбина К-500-240-4, генератор ТВВ-500, котлоагрегат П-57р паропроизводительностью 1650 т/ч.

Компоновка оборудования по блочной схеме. Компоновка главного корпуса аналогична ЭГРЭС-1.

Топливом служит экибастузский уголь пласта 3 разреза «Богатырь» валовой выемки со средней зольностью 48,5% на сухую массу. Доставка железнодорожным транспортом без выхода на пути МПС. Угольный склад оснащен механизмами непрерывного действия.

Газоочистка двухступенчатая с общим КПД 99,5%. Высота дымовой трубы 420 м. Золоудаление гидравлическое. Золоотвал единый для всех ГРЭС комплекса в котловине озера Карасор. Предусматривалась выдача сухой золы для использования в стройиндустрии.

Техническое водоснабжение оборотное, с созданием водохранилища-охладителя в котловине озера Шандаксор. Источником технического и хозяйственного водоснабжения является канал Иртыш-Караганда. Химводоочистка решена по схеме химического обессоливания.

Для обеспечения пусковых операций действует пусковая котельная.

В настоящее время станция принадлежит ЗАО «Экибастузский Энергоцентр». В ближайшем будущем планируется создание совместного

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ					
Изм.И	Лист/Л	№ докум.	Подпись/П	Дата						
Разраб.	Тимошевский И.					Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Ем Т.М.									
Реценз.	Тимченко А.В				Тепловой расчет блока 500 МВт			АУЭС, каф.ТЭУ,ТЭС-12-2		
Н. Контр.	Ем Т.М.									
Утверд.	Кибарин А.А.									

предприятия с РАО «ЕЭС».

## 1.1 Описание тепловой схемы блока 500 МВт

### 1.1.1 Турбина паровая К-500-240-4

Турбина паровая, конденсационная, одновальная, без регулируемых отборов, с одним промежуточным перегревом, номинальной мощностью 525 МВт, с частотой вращения 300 об/мин, предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока, монтируемого на общем фундаменте с турбиной.

Турбина рассчитана для работы при следующих параметрах:

абсолютное давление перед стопорными клапанами 23,54 МПа;

температура перед стопорными клапанами 540°C;

абсолютное давление на выходе из ЦВД 4,2 МПа;

температура пара на выходе из ЦВД 297°C;

абсолютное давление перед стопорными клапанами ЦСД 3,76 МПа;

температура пара после промежуточного перегрева 540°C;

расчетное средневзвешенное абсолютное давление в конденсаторе 3,5 кПа при температуре охлаждающей воды до температуры 271°C. Данные об отборах пара на регенерацию и турбоприводы приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1

Потребитель пара	Абсолютное давление в отборе, МПа	Температура в отборе, °С	Количество отбираемого пара, т/ч	Степень, за которой производится отбор
ПВД-8	6,13	346	101,7	9
ПВД-7	4,2	297	157,6	12
ПВД-6	1,87	446	88,5	15(26)
Турбопривод	1,187	383	97,7	17(28)
Деаэратор	1,187	383	19,0	17(28)
ПНД-4	0,473	267	50,0	21(32)
ПРД-3	0,263	203	60,4	23(34)
Собств. нужды станции	0,263	203	35,0	23(34)

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



ПНД-2	0,107	122	73,8	36(41) 46(51)
ПНД-1	0,0187	58,5	50,6	38(43) 48(53)

Кроме отбора на собственные нужды турбина допускает при снижении мощности до 515 МВт следующие дополнительные отборы:

- 1) Из отбора за 21(32) ступенями при давлении 0,018 Мпа на пиковый бойлер в количестве 26,3 т/ч;
- 2) Из отбора за 23(34) ступенями (за ЦСД) при давлении 0.223 Мпа на основной бойлер в количестве 56,7 т/ч.

Допускается без сохранения номинальной мощности увеличение теплофикационной нагрузки до 293 300 ГДж/ч (70 Гкал/ч) при условии отсутствия отбора на собственные нужды.

Максимальный расход пара на турбину составляет 1650 т/ч. При этом расходе, выключенных отборах на собственные нужды и теплофикацию без подпитки в конденсатор, при выключенной регенерации, номинальных параметрах пара, номинальном расходе и температуре охлаждающей воды может быть получена мощность 535 МВт.

Для подвода свежего пара от котла к двум отдельно стоящим блокам парораспределения турбины идут паропроводы свежего пара. Непосредственно перед стопорными клапанами выполнено присоединение общих подводящих паропроводов ПСБУ и ПСБУ СН. Для исключения попадания влаги в стопорные клапана турбины паропроводы после отбора пара на ПСБУ и ПСБУ СН имеют дренажные линии, по которым дренаж направляется в стационарный расширитель давления.

#### 1.1.2 Система промежуточного перегрева пара

Система промежуточного перегрева пара предназначена для перегрева отработавшего в ЦВД пара с целью повышения экономичности теплового цикла и надежности работы турбины.

Система включает в себя:

Паропаровые теплообменники;

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конвективные поверхности нагрева 1 и 2 ступеней, расположенные в газоходах котла;

Паропроводы горячего промперегрева от котлоагрегата до ЦСД, выполненного по двухниточной схеме.

Применение схемы моноблока позволило отказаться от установки отключающихся задвижек на холодных и горячих паропроводах промперегрева. Паропроводы объединены перемычкой, предназначенной для выравнивания давления в нитках. В эту перемычку врезаны паропровод от ПСБУ СН для нагрева системы промперегрева при пусках из холодного и неостывшего состояния, паропровод отбора греющего пара к ПВД-8.

Для предотвращения повышения давления на холодных нитках установлены 8 импульсно-предохранительных клапанов, пропускная способность которых рассчитана на полный пропуск пара.

Паропроводы горячего промперегрева объединены перемычкой, из которого отбирается пар в коллектор собственных нужд. Перемычка служит так же для выравнивания давления в нитках.

Из перемычки, которая находится в непосредственной близости перед стопорными клапанами турбины, предусмотрен сбросной паропровод, используемый при прогреве и обеспаривании. На сбросном трубопроводе установлены стопорный клапан сбросной задвижки горячего промперегрева и собственно задвижка горячего промперегрева (СК СЗГ и СЗГ соответственно).

Для предотвращения сброса влаги в цилиндр при пусках на паропроводах от стопорных клапанов к регулирующим в нижних точках выполнены дренажные трубопроводы, дренаж от которых отводится в расширитель перепускных труб ЦСД.

### 1.1.3 Система подпитки блока.

Система предназначена для восполнения обессоленной водой потерь пара и конденсата в цикле блока и включает в себя:

общестанционные коллекторы;

баки запаса конденсата (БЗК);

перекачивающие насосы БЗК (НЗК);

						ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

насосы аварийной добавки конденсатора;  
трубопроводы аварийной и постоянной добавки конденсата до БОУ;  
трубопроводы заполнения и подпитки контуров охлаждения статора и газоохладителей генератора.

Постоянная добавка химобессоленной воды восполняет потери воды на блоке до 35т/ч. Аварийная добавка компенсирует потери воды при пуске и останове блока до 500т/ч. Постоянная и аварийная добавка воды направлена в нижнюю часть конденсатора.

Регулирование добавки осуществляется регулирующими клапанами. Для сброса воды при отмывках проточной части турбины и котла предусмотрены линии от напора КЭН-1 в БГК и циркуляционный водовод, в этом случае подпитка блока организуется до БОУ, регулирование осуществляется регулирующим клапаном аварийной добавки.

#### 1.1.4 Пусковая схема блока.

Пусковая схема блока это совокупность устройств, обеспечивающих надежную совместную работу котельного агрегата и турбины в переменных режимах и при частичных нагрузках.

Элементами пусковой схемы являются: пусковой узел котла со сбросными трубопроводами; растопочный расширитель с трубопроводами отвода воды и пара; пускосбросное устройство собственных нужд с трубопроводами острого пара (ПСБУ СН); устройство для регулирования температуры свежего и вторично перегретого пара; коллекторы собственных нужд с трубопроводами острого пара.

#### 1.1.5 Система байпасирования турбины.

На блоке применена одnobайпасная система пуска. Применение данной схемы, как наиболее простой является возможным, так как промперегреватель котла расположен в зоне умеренных температур газа.

Отвод пара из котла в конденсатор при пусках и сбросах нагрузки осуществляется через пускосбросное устройство (ПСБУ) с пропускной способностью 740т/ч при расчётных параметрах пара 25МПа и 545°С. Привод ПСБУ осуществляется электродвигателем переменного тока с быстродействием 23 секунды.

												Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ							

Привод воды на охлаждение ПСБУ и ПСБУ СН предусмотрен от промступени ТПН. Для охлаждения сбросного пара предусмотрен отдельный охладитель пара с охлаждением водой от КЭН-3.

#### 1.1.6 Система паропроводов собственных нужд.

Система паропроводов собственных нужд блока рассчитана на обеспечение паром ТПН, деаэратора, системы концевых уплотнений турбин К-500-240 и ОК-18ПУ и других потребителей припусках, а также при сбросах нагрузки до собственных нужд или холостого хода, а также при отключении одного ТПН.

Система включает в себя:

2 коллектора собственных нужд 13атм. и 375° С;

один холодный коллектор собственных нужд 12атм. и 250° С;

пускосбросное устройство собственных нужд; редуционно-охладительная установка горячего промперегрева;

паропроводы подачи пара к трубопроводам питательных насосов, к деаэратору, к РОУ ДПТС, к РОУ ПСВ, к РОУ подачи пара в КСН-250;

паропроводы подачи пара от КСН-250 к концевым уплотнениям турбины, на ХВО, в электролизную, в бак реагентов.

#### 1.2 Расчёт принципиальной тепловой схемы блока.

Блок мощностью 500МВт с турбиной К-500-240-4 с прямоточным котлом П-57р. Турбина с промежуточным перегревом.

##### 1.2.1 Условия расчёта

Расход пара на подогреватели определяется без разделения их поверхностей нагрева на зоны; химочищенная вода для восполнения потерь конденсата в тракте подается в турбины; расчёт подогревателей сырой воды не производится; протечки через концевые уплотнения, штоки клапанов не учитываются; падение давления от камер отборов подогревателей не учитывается.

##### 1.2.2 Техническая характеристика турбины К-500-240-4

Турбина рассчитана для работы при следующих параметрах:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

абсолютное давление перед стопорными клапанами 23,54МПа;

температура перед стопорными клапанами 540° С;

абсолютное давление на выходе из ЦВД 4,2Мпа;

температура пара на выходе из ЦВД 297° С;

абсолютное давление перед стопорными клапанами ЦСД 3,76Мпа;

температура пара после промежуточного перегрева 540° С;

расчётное средне взвешенное абсолютное давление в конденсаторе 3,5 кПа, при температуре охлаждающей воды на входе в конденсаторы 12° С и расходе 51430м<sup>3</sup>/ч.

Турбина имеет 8 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды до температуры 271°С. Данные от отборов пара на регенерацию и турбоприводы приведены в таблице 1.1.

### 1.2.3 Построение процесса расширения пара в турбине.

Энтальпии и энтропии перегретого пара перед турбиной и в промежуточном перегреве определяем по таблицам состояния перегретого пара. Энтальпия конденсата в отборах определяется по is-диаграмме по давлению и температуре в каждом отборе. Энтальпия в конденсаторе определяется по давлению для таблиц состояния насыщенного пара. [11]

Полученные значения энтальпии и энтропии в таблице 1.2.

		Давление, МПа	Температура, °С	Энтальпия, кДж/кг	Энтропия, кДж/кг*К
1	Перед турбиной	22,4	540	3336,7	6,222
2	1 отбор	6,13	346	3028,9	6,306
3	2 отбор	4,2	297	2946,1	6,321
4	Промперегрев	3,76	540	3539	7,237
5	3 отбор	1,87	446	3350,7/3225,8*	7,306/7,354*
6	4 отбор	1,187	383	3224,7	7,329
7	5 отбор	0,473	267	2997	7,365
8	6 отбор	0,263	203	2873,8	7,39
9	7 отбор	0,107	122	2719,9	7,46
10	8 отбор	0,0187	58,5	2506,4	7,933
11	Конденсатор	0,0035	26,7	2991,6/2386*	8,523/7,812* <sup>1</sup>

1.2.4 Нахождение температур и энтальпии основного конденсата в системе регенерации низкого и высокого давления.

Условия нахождения: температуры за подогревателями принимаются по условию равномерного подогрева; энтальпия конденсата принимается как произведение теплоемкости воды на температуру; повышение энтальпии в питательном насосе учитывается.

Расчет представляем в виде таблицы 1.3

Таблица 1.3

	Раз-ть	Точки процесса по пару (верхние) и по конденсату (нижние)									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	к
Наимен.			8	7	6	тпн	4	3	2	1	к
N от-ра			1	2	3	4	5	6	7	8	
Давление	Мпа	22,5	6,13	4,2	1,87	1,187	0,473	0,263	0,107	0,019	0,004
I пара	кДж/кг	3337	3029	2946	3351	3225	2997	2874	2720	2606	2550
t к-та, пв	°С		266	234,3	202,7	171	157,5	124,8	92,1	59,4	26,7
I к-та, пв	кДж/кг		1179	1050	865,7	741,8	607,6	519,6	414,4	238,4	

1.2.5 Расчет тепловой схемы

Расчет представляем в виде таблицы 1.4

Таблица 1.4

№	Параметры	Об-ние	Раз-ть	Формула или обоснование	
1	Относительный расход питательной среды	$\alpha_{пв}$		$1+\alpha_{yt}=1+0,02$	1,02
2	Доля пара на ПВД-8	$\alpha_1$		$\frac{\alpha_{пв} \cdot \Delta i_{пвд}}{\Delta i_1 \cdot \eta_1}$	0,0763
3	Энтальпия ПВ после ПВД-8	$h_{по1}$	кДж/кг	таблица 2.3	1179,5
4	Доля пара ПВД-7	$\alpha_2$		$\frac{\alpha_{пв} \cdot \Delta i_{пвд} - \alpha_1 \cdot \Delta \tau \cdot \eta_2}{\Delta i_2 \cdot \eta_2}$	0,0803
5	Энтальпия ПВ после ПВД-7	$h_2$	кДж/кг	таблица 2.3	1050
6	Давление питательных насосов	$P_{пн}$	Мпа	Приложение 3.6	28

7	Удельный расход ПН	$V_{\text{пн}}$			0,00192
8	Давление на входе в ПН	$P_{\text{вс}}$	Мпа	Приложение 3.6	0,686
9	Уд. Расход ПН при $P_{\text{вс}}$	$V_{\text{вс}}$			0,0011
10	Средний удельный расход ПН	$V_{\text{ср}}$		$\frac{V_{\text{пн}} + V_{\text{вс}}}{2}$	0,00151
11	Повышение $i$ в ПН	$\Delta h$	кДж/кг	$\frac{V_{\text{ср}} * (P_{\text{пн}} - P_{\text{вс}})}{\eta_{\text{Нi}}}$	48,1
12	Энтальпия питательной воды в ПН	$h_{\text{пн}}$	кДж/кг	$h_{\delta} + \Delta h_{\text{пн}}$	741,8
13	Доля пара на ПВД-6	$\alpha_3$		$\frac{\alpha_{\text{пв}} * \Delta h_{\text{пвд}} - (\alpha_1 + \alpha_2) * \Delta \tau_{23} * \eta_3}{\Delta h_3 * \eta_3}$	0,0597
14	Энтальпия ПВ за ПВД-6		кДж/кг		865,7
15	Доля пара на Д-7*2	$\alpha_{\text{д}}$		$\alpha_{\text{пв}} - \sum \alpha_{1,2,3} - \alpha_{\text{к}}$	0,0121
16	Доля пара на кон-тор	$\alpha_{\text{к}}$		$\alpha_{\text{пв}} - \alpha_{\delta} - \sum \alpha_{1,2,3}$	0,8035
17	Доля пара на ТПН	$\alpha_{\text{тпн}}$		$\frac{\alpha_{\text{пв}} * V_{\text{ср}} * (P_{\text{пн}} - P_{\text{бн}})}{H_{\text{i}}^{\text{тпн}} * \eta_{\text{н}} * \eta_{\text{н}}^{\text{тпн}}}$	0,0720
18	Доля пара на ПНД-4	$\alpha_5$		$\frac{\alpha_{\text{к}} * \Delta h_{\text{пнд}}}{\Delta h_5 * \eta_5}$	0,0298
19	Доля пара на ПНД-3	$\alpha_6$		$\frac{\alpha_{\text{к}} * \Delta h_{\text{пнд}} - \alpha_5 * \Delta \tau_{43} * \eta_6}{\Delta h_6 * \eta_6}$	0,0331
20	Доля пара на ПРД-2*3	$\alpha_7$		$\alpha'_{\text{к}} - \alpha_{\text{к}} - \alpha_{\delta} - \alpha_5 - \alpha_6$	0,0511
21	Доля пара в ПНД-1	$\alpha_8$		$\frac{\alpha'_{\text{к}} * \Delta h_{\text{пнд}}}{\Delta h_8 * \eta_8}$	0,0242
22	Расход пара в К	$\alpha_{\text{к}}$		$\alpha_{\text{к}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_{\text{д}}$	0,5614
23	Расход пара при чисто конденсационном режиме	$D_{\text{к}}$	кг/с	$D_0 * \alpha_{\text{к}}$	321,8
24	Коэффициент недовыработки ТПН	$\gamma_{\text{тпн}}$			0,556
25	Произведение доли пара на коэффициент недовыработки $\alpha_1 \gamma_1$			$\gamma_1 = \frac{h_1 - h_{\text{хпп}} + h_{\text{гпп}} - h_{\text{к}}}{h_0 - h_{\text{хпп}} + h_{\text{гпп}} - h_{\text{к}}}$	0,062
26	То же для $\alpha_2 \gamma_2$			$\gamma_2 = \frac{h_{\text{гпп}} - h_{\text{к}}}{h_0 - h_{\text{хпп}} + h_{\text{гпп}} - h_{\text{к}}}$	0,061

27	То же для $\alpha_3\gamma_3$			$\gamma_3 = \frac{h_3 - h_k}{h_0 - h_{\text{ТПН}} + h_{\text{ТПН}} - h_k}$	0,038
28	То же для $(\alpha_d + \alpha_{\text{ТП}})\gamma_4$			см. выше	0,047
29	То же для $\alpha_5\gamma_5$			$\gamma_5 = \frac{h_5 - h_k}{H_i}$	0,012
30	То же для $\alpha_6\gamma_6$			$\gamma_6 = \frac{h_6 - h_k}{H_i}$	0,011
31	То же для $\alpha_7\gamma_7$			$\gamma_7 = \frac{h_7 - h_k}{H_i}$	0,012
32	То же для $\alpha_8\gamma_8$			$\gamma_8 = \frac{h_8 - h_k}{H_i}$	0,004
33	Сумма всех $\alpha_i\gamma_i$			$\sum \alpha_i\gamma_i$	0,248
34	Расход острого пара на Т	$D_0$	кг/с	$\frac{1}{1 = \sum \alpha_i\gamma_i}$	427,9
35	Расход пит. воды		кг/с		436,5
Расходы пара в отборы					
36	Регенеративный набор №1	$D_1$	кг/с	$D_0 * \alpha_1$	32,63
37	Регенеративный набор №2	$D_2$	кг/с	$D_0 * \alpha_2$	34,38
38	Регенеративный набор №3	$D_3$	кг/с	$D_0 * \alpha_3$	25,53
39	Регенеративный набор №4	$D_4$	кг/с	$D_0 * \alpha_4$	5,18
40	Регенеративный набор №5	$D_5$	кг/с	$D_0 * \alpha_5$	12,73
41	Регенеративный набор №6	$D_6$	кг/с	$D_0 * \alpha_6$	14,17
42	Регенеративный набор №7	$D_7$	кг/с	$D_0 * \alpha_7$	21,87
43	Регенеративный набор №8	$D_8$	кг/с	$D_0 * \alpha_8$	10,37
44	Расход пара в кон-тор	$D_k$	кг/с	$D_0 * \alpha_k$	240,3
45	Мощность привода ТПН	$N_{\text{ТПН}}^{\text{и}}$	МВт	$D_{\text{ТПН}} * [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_3) + (h_0 - h_4)]$	18,48
Мощность турбиной установки по потокам					
46	Мощность потока пара отбора 1	$N_1$	МВт	$D_1 * (h_0 - h_1)$	9,54
47	То же для отбора 2	$N_2$	МВт	$D_2 * (h_0 - h_2)$	13,83
48	То же для отбора 3	$N_3$	МВт	$D_3 * [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_3)]$	15,80
49	То же для отбора 4	$N_4$	МВт	$D_4 * [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_4)]$	25,82



	4				
50	То же для отбора 5	$N_5$	МВт	$D_5 * [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_5)]$	12,60
51	То же для отбора 6	$N_6$	МВт	$D_6 * [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_6)]$	15,67
52	То же для отбора 7	$N_7$	МВт	$D_7 * [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_7)]$	26,78
53	То же для отбора 8	$N_8$	МВт	$D_8 * [(h_0 - h_2) + (h_0 - h_8)]$	14,86
54	То же для конденсационного потока	$N_k$	МВт	$D_k * H_i$	373,3
55	Сумма мощностей потоков пара	$N_i$	МВт	$\sum N_i$	508
56	Мощность на клеммах генератора	$N_3$	МВт	$N_i * \eta_3$	498
57	Расход тепла ТУ		кДж/кг		1131846,6
58	КПД турбоустановки				0,4418
59	Паровая нагрузка $k, y,$		кг/с		442,4
60	Тепловая нагрузка $k, y,$		кДж/кг		1147751,3
61	КПД турбоприборов				0,968
62	КПЖ электростанции				0,395
63	Удельный расход условного топлива		г/кВтч		0,3116

<sup>2</sup>Находится по уравнению баланса для деаэратора

<sup>3</sup>Находится по уравнению для конденсатора

Допустимая погрешность расчета:

$$\frac{N_3}{N} = \left(1 - \frac{498}{500}\right) \times 100 = 0.432\%, \text{ что допустимо}$$

## 2. Выбор вспомогательного оборудования.

### 2. 1 Выбор вспомогательного оборудования турбинного цеха

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2. 1. 1 Выбор конденсационной установки.

Конденсатор входит в комплектующие турбины, поэтому, используя рекомендации ЛМЗ, выбираем конденсатор типа 500-КЦС-4. Согласно каталожным данным конденсатор комплектуется водоструйными эжекторами типа ЭВ-7-1000 (2 шт.) и эжекторами цирксистемы ЭВ-1-1000 (2шт.). Устанавливается один эжектор уплотнений. Рабочее давление воды на все эжектора равно 4 кг. Общий расход воды на эжектора  $D=D_{оэ}+D_{эц}+D_y=2000+460+230=2690 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Следует учитывать, что эжектора цирксистемы после пуска конденсационной установки в работу отключают, так что на деле реальный расход ниже. Условиям обеспечения расхода и давления на эжектора отвечает насос Д3200-75 (насос подъема эжекторов). На блоке устанавливаем два насоса, один из которых резервный.

Рассмотрим схему основного конденсата.

Для нормальной работы смешивающих подогревателей необходимо устанавливать на выходе из них насосы конденсата, поэтому целесообразней установить 3 ступени КЭН, по одной на выходе из каждого смешивающегося подогревателя и один на выходе из конденсатора. ПНД-3, 4 объединяем в единую группу ПНД поверхностного типа.

Необходимый напор КЭНов-1ст:

$$H_1 = H_{\text{бюу}} + H_{\text{тр}} = 65 + 10 = 75 \text{ м. вод. ст.} \quad (2.1)$$

Необходимый напор КЭНов-2ст:

$$H_2 = H_{\text{тр}} + H_{\text{под}} = 10 + 15 = 25 \text{ м. вод. ст.} \quad (2.2)$$

Необходимый напор КЭНов-3ст:

$$H_3 = H_{\text{д}} + H_{\text{тр}} + H_{\text{пнд}} = 27 + 10 + 6,9 + 8,1 = 52 \text{ м. вод. ст.} \quad (2.3)$$

Расход через ПНД:

Из конденсатора в ПНД-1

$$D = D_{\text{к}} - D_{\text{пвд}} - D_{\text{пнд}} \quad 3,4 - D_7 - D_8 = 1650 - 106,4 - 148,2 - 69,5 - 52,2 - 53 - 78,6 - 47,2 = 1095 \text{ т/ч} \quad (2.4)$$

Из ПНД-1 и ПНД-2

$$D_2 = D_1 + D_8 = 1142,2 \text{ т/ч} \quad (2.5)$$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Из ПНД-2, проходя через ПНД-3, 4 в деаэрактор

$$D_3 = D_2 + D_7 + D_{\text{пнд } 3,4} = 1326 \text{ т/ч} \quad (2.6)$$

Данным условиям соответствуют насосы:

КЭН-1ст-КсВ-1000-95

КЭН-2ст-КсВ-1600-90

КЭН-3ст-КсВ-1500-140

## 2. 1. 2 Выбор подогревателей системы регенерации

Производительность и число ПНД и ПВД определяется числом отборов турбины. Турбина К-500-240-4 оснащена 8 отборами, из которых 4 отбор оставляется на привод турбины питательного насоса и деаэрактор. Число ПНД до деаэрактора равно 4, ПВД-3.

Регенеративные подогреватели поверхностного типа поставляются комплекте с турбиной, без резервирования и возможности замены. Принимая во внимание, что при номинальной нагрузке и номинальных параметрах пара давление в отборах выше 0 (избыточ.), можно предположить, что возможно применение в отборах только поверхностных подогревателей, но при резком снижении нагрузки, что предусматривается инструкцией по эксплуатации турбины, до 300 МВт, в 7 и 8 отборах создается разрежение, до  $-0,4 \text{ кгс/см}^2$  и  $-0,9 \text{ кгс/см}^2$  соответственно, для которых температура насыщения составит  $t_7 = 80,1^\circ\text{C}$  и  $t_8 = 45,6^\circ\text{C}$ . Температура за ПНД принимается по условию необходимого нагрева воды в деаэракторе по ГОСТу 6860-77.

$$t_4 = t_8^H - \Delta t = 164,17 - 14 = 150,17 \quad (2.7)$$

Нагрев основного конденсата в каждом ПНД по условию равномерного нагрева

$$\Delta t = \frac{t_4 - t_k}{4} = \frac{150,17 - 26,7}{4} = 31^\circ\text{C} \quad (2.8)$$

Отсюда  $t$  за ПНД-1, ПНД-2:

$$t_1 = t_k + \Delta t = 26,7 + 31 = 57,7^\circ\text{C}$$

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 57,7 + 31 = 88,7^\circ\text{C}$$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Допустим, на 7 и 8 отборе стоят поверхностные подогреватели. Примем температурный напор подогревателей равным  $5^{\circ}\text{C}$ , тогда:

$$t_{\text{гр. пара 1}} = 57,7 - 5 = 52,7^{\circ}\text{C} \quad (2.9)$$

$$t_{\text{гр. пара 2}} = 88,7 - 31 = 83,7^{\circ}\text{C} \quad (2.10)$$

Отсюда температура среды в паровом пространстве больше температуры насыщения в 7 и 8 отборах, что неминуемо приведет к вскипанию конденсата подогревателей и автоматическому их отключению, как возможная ситуация к забросу воды в турбину. Поэтому предлагается устанавливать смешивающиеся подогреватели, где греющий пар непосредственно контактирует с нагреваемым конденсатом.

Давление в 7 отборе номинальное  $1,10 \text{ кгс/см}^2$ , температура составляет  $121^{\circ}\text{C}$ , расход  $78,6 \text{ т/ч}$ . В 8 отборе давление  $0,195 \text{ кгс/см}^2$ , температура  $59^{\circ}\text{C}$  и расход  $47,2 \text{ т/ч}$ .

Расход через ПНД-1

$$Q_{\text{ок}} = Q_{\text{пв}} - Q_{\text{пвд}} - Q_7 = 1650 - (106,4 + 148,2 + 69,5) - 78,6 = 1248 \text{ т/ч} \quad (2.11)$$

Расход через ПНД-2

$$Q_2 = Q_{\text{пв}} - Q_{\text{пвд}} = 1326 \text{ т/ч} \quad (2.12)$$

Данным условиям отвечают подогреватели типа ПНСВ-2000-1,2, обеспечивающие необходимый расход и подогрев.

Заводом-изготовителем рекомендуются в качестве ПНД-3, 4:

ПН-1100-25-6-1,

ПН-850-25-6-1;

В качестве ПВД-6, 7, 8:

ПВ-1800-37-2, 0-6,

ПВ-1800-37-3, 5-7,

ПВ-1800-37-6, 5-8 для 6, 7, 8 соответственно.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 2.1.3 Выбор деаэратора питательной воды [1]

Найдем максимальный расход через ПВД:

$$D_{\text{ПВ}}^{\text{max}} = D_{\text{к}}^{\text{ном}} * (1 + \alpha + \beta) \quad (2.13)$$

Где  $\alpha$  - доля воды на уплотнения,

$\beta$  - доля воды на впрыски котла.

Принимаем  $\alpha = \beta = 0,01$ . Получаем:

$$D_{\text{ПВ}}^{\text{max}} = 1683 \text{ т/ч}$$

Минимальная вместимость аккумуляторного бака

$$U = \tau^{\text{min}} * \frac{V * D_{\text{ПВ}}}{60} \quad (2.14)$$

$$U = 4 * \frac{1.1 * 1683}{60} = 123.4 \text{ м}^3$$

Выбираем деаэратор типа ДП-2000-1.

### 2.1.4 Выбор питательных насосов [1]

Для электростанций с блочными схемами подача питательных насосов должна обеспечивать 5% запас. Для блока сверхкритических параметров устанавливаются два питательных насоса, предусматривается резервный подвод пара от КСН. Для обеспечения кавитационного запаса насосов устанавливаются предвключенные насосы (бустерные), по одному на каждый ПН.

Найдем  $P$  входе в бустерный насос:

$$P_{\text{вх}} = P_{\text{д}} - \Delta P_{\text{с}}^{\text{в}} + \frac{H * \rho_{\text{в}}}{102} \quad (2.15)$$

$$P_{\text{вх}} = 0,6 - 0,01 - \frac{190 * 00,0998}{102} = 7,8 \text{ кгс/см}^2$$

Суммарное гидравлическое сопротивление питательного тракта

$$P_{\text{с}} = P_{\text{рпк}} + P_{\text{тр}} + P_{\text{пвд}} = 0,01 + 0,25 + 0,9 = 1,25 \text{ Мпа} \quad (2.16)$$

Давление на выходе из насоса

																				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ															

$$P_{\text{вых}} = P_0^K + P_{\text{ка}} + P_c + \Delta P + \frac{H \cdot \rho_{\text{в}}}{102}$$

$P_c$  - суммарное гидравлическое сопротивление,

$P_{\text{ка}}$  - гидравлическое сопротивление котла,

$H$  - высота подъема воды на котел.

$$P_{\text{вых}} = 25,5 + 5 + 1,25 + 2,55 + \frac{57 \cdot 0,998}{102} = 34,45 \text{ Мпа}$$

Расчетное давление насоса

$$P_p = P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}} = 34,45 - 0,78 = 33,67 \text{ Мпа} \quad (2.17)$$

Расход питательной воды по данным котла принимаем равным 1650 т/ч.

Данным условиям отвечают:

Быстрые насос ПД-1600-18-М

Питательный насос ПН-1500-350

В качестве турбопривода берем турбину ОК-18 ПУ-500. Через редуктор Р-1А к турбоприводу подключаем бустерный насос, со стороны переднего стула. Питательный насос устанавливается со стороны ВПУ (валоповоротное устройство) для удобства эксплуатации.

Суммарный расход пара на привод двух ТПН составит 106 т/ч, что приемлемо для четвертого отбора, к которому привяжем ТПН.

Суммарный максимальный расход питательной воды более слабого бустерного насоса составит 3260 т/ч, что более чем достаточно для котла.

### 2.1.5 Техводоснабжение [1]

Техническое водоснабжение организуем аналогично первым двум блокам. В процессе эксплуатации данная схема показала свою надёжность, которая еще более повысится за счет применения поперечных связей. Для этого объединим системы технической воды в единый общестанционный коллектор технической воды с секционированными задвижками на случай вывода из работы (например: в ремонт). Для насоса подъема

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ				

маслоохладителей выбираем насос Д4000-95 с производительностью 3200 м<sup>3</sup>/с и напором 55 м.

Береговая насосная станция единая для четырех блоков. Давление, развиваемое циркулярными насосами, составляет 0,9 кг летом 1,1-1,2 кг зимой, что достаточно для кавитационного запаса насоса, составляющего 0,55 кг.

## 2.2 Выбор оборудования котельного отделения [2]

2.2.1. Определение максимального часового расхода топлива котлоагрегатом П-57 р.

Исходные данные:

паропроизводитель котлоагрегата  $D_{пс}=1650$  т/ч;

давление пара за паровой задвижкой  $P=23,5$  МПа;

температура перегрева пара  $t_{пс}=540^{\circ}\text{C}$ ;

паропроизводительность по вторичному тракту  $D_{пн}=1320$  т/ч;

давление вторичного пара на входе  $P_{хпн}=4,125$  МПа;

давление вторичного пара на входе  $P_{гпн}=3,75$  МПа;

температура вторичного на входе  $t_{хпн}=299^{\circ}\text{C}$ ;

температура вторичного на выходе  $t_{гпн}=540^{\circ}\text{C}$ ;

температура питательной воды  $t_{пв}=276^{\circ}\text{C}$ ;

Топливо-Экибастузский уголь СС.

По виду котла и виду топлива выбираем среднеходовые мельницы и индивидуальную систему пылеприготовления с бункерами сырого угля.

Состав и технические характеристики топлива:

$A^P=38.1\%$        $C^P=43.4\%$

$W^P=7\%$        $H^P=2.9\%$

$V^T=30\%$        $N^P=0.8\%$

									Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

$$S_k^p = 0.4\% \quad O^p = 7\%$$

$$S_{op}^p = 0.4\% \quad Q_p^n = 4000 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}} = 16760 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$W^n = 1.75\% 10^3 \text{ кг/ккал} = 0,41\% \text{ кг/МДж}$$

$$A^n = 9,53\% 10^3 \text{ кг/ккал} = 2,27\% \text{ кг/МДж}$$

Температура уходящих газов принимается равной 130 С. Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель =30С.

По типу выбранного котлоагрегата и виду топлива принимается жидкое шлакоудаление. Температура горячего воздуха  $t=350^\circ\text{C}$ . По температуре горячего воздуха принимается одноступенчатый трубчатый воздухоподогреватель, водяной экономайзер. Расчет сводим в таблицу 2. 1.

Таблица 2.1

№	Наим-ние	Обоснование	Разм-ть	Расчет	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	B	$\frac{Q_{ка}}{Q_p^p * \eta_{ка}}$	кг/ч	271692	Часовой расход топлива
2	Q <sub>ка</sub>	D <sub>пе</sub> (h <sub>оп</sub> - h <sub>пв</sub> ) + D <sub>пп</sub> (h <sub>гпп</sub> - h <sub>хпп</sub> )	кДж /кг	4281420000	Полное количество тепла
3	H <sub>пв</sub>	[11]		3329	Энтальпия
4	H <sub>оп</sub>			1211,4	
5	H <sub>гпп</sub>			3536,4	
6	H <sub>хпп</sub>			2940	
7	Q <sub>p</sub> <sup>p</sup>	Q <sub>n</sub> <sup>p</sup> + Q <sub>в</sub> + h <sub>mn</sub> + Q <sub>ср</sub> - Q <sub>к</sub>		17110	Располагаемое тепло
8	Q <sub>в</sub>	Воздух не подогревается вне КА	248,8	Тепло воздуха, поступающего в КА	
9	H <sub>тп</sub>	Топливо предварительно подсушивается	0	Физическое тепло топлива	
10	Q <sub>ср</sub>	Паровое дутье отсутствует	0	Тепло, вносимое паровым дутьем	
11	Q <sub>к</sub>	Кабонаты в топке отсутствуют	0	Тепло, затраченное на разложение карбонатов	
12	η <sub>ка</sub>	$100 * \sum q$	%	92.1	КПД КА брутто
13	q <sub>2</sub>	$\frac{(I_{ух} - \alpha_{ух} * I_{хв}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	5.45	Потери тепла с уходящими газами



14	$q_3$	[13]		0.5	Химнедожог
15	$q_4$			1.5	Потери от мехнедожога
16	$q_5$	[13]	%	0.2	Потери в окружающую среду
17	$q_6$	$d_{\text{шл}} * (ct)_{\text{шл}} * \frac{A^p}{Q_p^p}$		0.249	Потери со шлаком
18	$D_{\text{шл}}$	$1 - \alpha_{\text{yh}}$		0.2	Доля шлака
19	$(ct)_{\text{шл}}$	[13]	кДж/кг	560.6	Теплосодержание шлака

## 2.2.2 Выбор тягодутьевых машин

Тягодутьевые машины предназначены для обеспечения тяги и дутья, транспорта пыли, вентиляции систем пылеприготовления, рециркуляции первичного воздуха.

Принимаем два дымососа и два вентилятора первичного воздуха. Выбор предварительно производился по сводным графикам характеристик ТДМ и затем окончательно по аэродинамическим характеристикам машин [14]. Расчеты сводим в таблице 2.2 и 2.3

Таблица 2.2

№	Н-ние	Обоснование	Разм-ть	Расчет	Примечания
1	2	3	4	5	6
1	$Q_p$	$\beta_1 * V * \frac{760}{h_{\text{бар}}}$	кДж/кг	1413500	Расчетная производительность машины
2	$V$	$V_p (V_{\text{гyx}} + \Delta\alpha * V^0) \frac{\theta_1 + 273}{273}$	м <sup>3</sup> /с	131100	Расход газов при номинальной нагрузке КА
3	$B_p$	$B \left( \frac{100 - q_4}{q_4} \right)$	кг/ч	267617	Расчетный расход топлива с учетом межнедожога
4	$\Delta\alpha$	[13]		0.02	Присос воздуха в газоходах
5	$\theta_d$	$t_{\text{yx}}$	°С	130	Температура думовых газов у дымососа
6	$V_{\text{гyx}}$	$V_r^0 + 1.0161V^0$	нм <sup>3</sup> /кг	6.45	Объем продуктов сгорания на 1 кг топлива
7	$V_r^0$	[13]		4.42	
8	$V^0$			4.79	
9	$\alpha_{\text{yx}}$			1.37	Коэффициент избытка

					воздуха за воздухоподогревателем
10	$H_p^{пр}$	$\kappa_p * H_p$	кг/м <sup>3</sup>	375	Приведенное расчетное полное давление дымососа
11	$\kappa_p$	[2]		1.04	Коэффициент приведения
12	$H_p$	$\beta_2 * \Delta H_n$	кг/м <sup>3</sup>	360	Расчетное полное давление дымососа
13	$\beta_2$			1.2	Коэффициент запаса по давлению
14	$\Delta H_n$	[2]	кг/м <sup>3</sup>	300	Перепад полных давлений в тракте при номинальной нагрузке КА

Рассматриваем дымосос ДОД-43, имеющий при номинальной нагрузке =0, 805, что составляет 98, 7% от максимального КПД. По технологии проектирования один дымосос должен обеспечивать 50% нагрузки котла, что данным дымососом обеспечивается согласно рисунку 7-67 [14]

Таблица 2.3

1	2	3	4	5	6
1	V	$\beta_1 * V^0 (\sum \Delta \alpha + \alpha_m) \frac{t_{зв} + 273}{273}$	м <sup>3</sup> /ч	1383500	Расход воздуха при номинальной нагрузке
2	$\alpha_m$	[13]		1,2	
3	$\Delta \alpha_m$			0,07	Присосы в топке
4	$\Delta \alpha_{плу}$			0,04	Присосы в пылеприготовителе
5	$\Delta \alpha_{вп}$			0,03	Присосы в ТВП
6	$Q_{дв}$	$\beta_1 * V * \frac{760}{h_{бар}}$	м <sup>3</sup> /кг	1522000	Расчетная производительность дутьевых вентиляторов
7	$H_p^{пр}$	$\kappa_p * H_p$	кгс/см <sup>2</sup>	380	Приведенное полное расчетное давление ДВ
8	$\kappa_p$	[2]		1	Коэффициент приведения
9	$H_p$	$\beta_2 * \Delta H_n$	кгс/см <sup>2</sup>	380	Расчетное полное давление ДВ
10	$\beta_2$	[2]		1,15	Коэффициент запаса по давлению
11	$\Delta H_n$			кгс/см <sup>2</sup>	330

Рассматриваем вентиляторы ВДОД-31, 5, имеющие при расчетной нагрузке  $\eta_{рас} = 0,753$ , что составляет 91%. Расход воздуха при половинной нагрузке составит 691,9 м<sup>3</sup>/ч, эту нагрузку ВДОД-31,5 обеспечит.

Исходя из типа котла ставим следующее оборудование:

- 2 центробежных вентилятора первичного воздуха типа ВДН-25-2-П производительностью 443000 м<sup>3</sup>/ч и напором 935 кгс/см<sup>2</sup>;
- центробежный вентилятор рециркуляции первичного воздуха типа ВГДН-21 производительностью 115000 м<sup>3</sup>/ч и напором 214 кгс/см<sup>2</sup>.

### 3.2.3 Выбор схемы пылеприготовления и ее оборудования.

По [2] принимаем индивидуальную замкнутую схему пылеприготовления с прямым вдуванием и сушкой горячим воздухом. К установке принимаем 6 валковых тихоходных мельниц.

Наибольшая производительность мельниц ограничивается условиями собственно размола и условиями сушки пыли.

Размольная производительность это наибольшее количество топлива, которое может быть размолото в данной мельнице за один час до требуемой тонины помола.

Сушильная производительность это наибольшее количество топлива, которое может быть высушено за один час до конечной влажности пыли.

Необходимая производительность одной мельницы

$$B_M^P = \frac{B}{z_M - 1} \quad (2.18)$$

$$B_M^P = \frac{271,1}{6-1} = 54,22 \text{ Т/ч}$$

Для выбора типоразмера мельниц по справочным данным производим перерасчет производительности мельницы по Подмосковному углю.

$$B' = B'' * \frac{K'_{ло} * \Pi'_{вл1} * \Pi'_{вл2} * \Pi''_{\delta 1} (\ln * \frac{100}{R'_{90}})^{0,6}}{K''_{ло} * \Pi''_{вл1} * \Pi''_{вл2} * \Pi'_{\delta p} (\ln * \frac{100}{R'_{90}})^{0,6}} \quad (2.19)$$

Коэффициент размолоспособности  $K_{ло}$  по таблице 1-1 [13]

						ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

$$K'_{\text{лю}}=1,7 \quad K''_{\text{лю}}=1,35$$

Коэффициент для Подмосковного Б

$$P'_{\text{вл1}} = \sqrt{\frac{K^2 - (W^{\text{ср}})^2}{K^2 - (W^{\text{гн}})^2}} \quad (2.20)$$

где  $K=1+1,07*W^{\text{п}}=36,3$

$$W^{\text{гн}} = 7,5\%$$

$$W^{\text{п}} = 33\%$$

$$W^{\text{н}} = 15\%$$

$$W^{\text{ср}} = \frac{W'_m + 4W^{\text{пл}}}{5} \quad (2.21)$$

где  $W'_m$  - влажность топлива перед мельницей,  $W^{\text{пл}}$  - влажность пыли.

$W^{\text{ср}} = 17,6\%$ . Подставляем данные в формулу и получим:

$$P'_{\text{вл}}=0,89$$

Аналогичным образом находим подобный коэффициент Экибастузского угля  $P''_{\text{вл}}=1,007$

Коэффициент  $P_{\text{вл2}}$  для Подмосковного Б

$$P'_{\text{вл}} = \frac{100 - W^{\text{ср}}}{100 - W^{\text{п}}} = \frac{100 - 17,6}{100 - 33} = 1,23 \quad (2.22)$$

Для Экибастузского СС

$$P''_{\text{вл}} = \frac{100 - 2,28}{100 - 7} = 1,05$$

Тонкость пыли для Подмосковного Б

Выбираем 6 валковых мельниц типа MPS.

Определяем ёмкости бункеров сырого топлива. Согласно [2] полезная ёмкость бункеров сырого угля принимается из расчета не менее 8 часового запаса. В индивидуальных схемах пылеприготовления на каждую мельничную установку предусматривается бункер сырого угля. Для каменных углей ёмкость БСУ

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

Где  $(Q_H^P)^{аш}$  – низшая теплота сгорания АШ;

$(\gamma_{тн})^{аш}$  – насыпной вес АШ, равный  $1,03 \text{ т/м}^3$

Z - число бункеров, равное 6;

м - число часов работы котлоагрегата на установленном запасе топлива,

$B=271,1 \text{ т/ч}$

$\Psi_6$  - коэффициент заполнения бункера, для приближённых расчетов принимаемый равным 0,8

Выбираем питатели сырого угля. Производительность ПСУ должна быть в 1,1 раза больше производительности мельницы.

#### 2.2.4 Выбор оборудования топливного хозяйства [2]

На станции уже существует первая очередь топливоподачи, рассчитанной на потребление угля 4 котлоагрегатами. Исходя из этого, можно утверждать, что мощности конвейеров подачи угля в БСУ хватает с избытком. Нет причин менять схему подачи топлива в БСУ, зарекомендовавшей себя в процессе эксплуатации с самой лучшей стороны. Достаточно указать, что за все время работы станции не было ни одной аварии 1 степени (посадка станции на ноль) по вине топливоподачи.

Уголь на ГРЭС доставляется железнодорожным транспортом. Тип разгрузочного устройства - вагоноопрокидыватель. На станции установлены 2 вагоноопрокидывателя бокового типа по одному на каждую очередь. Подача топлива осуществляется ленточными конвейерами, ширина ленты 1600 мм. Скорость лента 2,25 м/с, в пике до 3 м/с. В тракте до питателей сырого угля установлены последовательно подвесные и шкивные электрометаллоискатели. После дробилок установлены механические пробоотборники и уловители щепы.

### 2.3 Золоулавливание

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для котлоагрегатов П-57р, работающих на Экибастузском угле, тип электростанции КЭС, установленная мощность станции 1500 МВт эффективность золоулавливания должна быть не ниже 99%. Для очистки газов применяется комбинированный золоуловитель, состоящий из мокрой и сухой ступеней.

Для котлов большой мощности применяются электрофильтры с горизонтальным ходом типа УГ. Исходя из опыта станции выбираем электрофильтр ЭГА-2-88-12-6-4У с активной высотой электродов 12м; электрофильтр состоит из двух корпусов, каждый корпус делится на 4 полуполя и плюс одно поле форкамеры. Перед форкамерой устанавливается выравнивающая решетка для ламинирования потока дымовых газов.

Мокрая ступень КЗУ состоит из скрубберов ММК-4-2/7-3 в количестве 4 штук. Каждый скруббер оснащен четырьмя входными патрубками с двумя трубами Вентури на каждом, двумя гидрозатворами с побудительными соплами в каждом. Диаметр скруббера 7 метров, диаметр внутренней вставки 3 метра.

#### **2.4 Химводоочистка [1]**

Так как мощности химического цеха рассчитывались на 8 блоков, представляется возможным оставить схему химприготовления воды без изменений. Кратко опишем схему.

От химцеха двумя трубопроводами химочищенная вода поступает в баки запаса конденсата (2шт), расположенные у постоянного торца главного корпуса напротив ПОК. Из БЗК трубопроводами вода поступает на всасы насосов запаса конденсата (НЗК) и далее общий напорный коллектор, откуда двумя коллекторами подводится к потребителю. От обеих коллекторов вода подается на:

постоянный и аварийный добавок конденсата в конденсатор турбины;

охлаждение пробоотборных точек экспресс лаборатории;

гашение бака низких точек;

заполнение уравнительных бачков приборов КИП;

заполнение контуров НОС, НГО;

заполнение, промывку шахты БОУ.

							ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				

Также возможно подключение насосов подпитки теплосети (НПТС) из бака грязного конденсата, куда сбрасывается конденсат с напора КЭН-1 ст.

Расход подпитки теплосети до 30 т/ч.

Расход постоянного добавка 30 т/ч.

Расход аварийного добавка 500 т/ч.

Расход промывки БОУ до 100 т/ч.

Расход промывки шихты ФСД 900 т/ч.

В связи с тем, что в исходной воде содержание ионов сильных кислот на превышает 5 мг.экв/кг, на станции действует химическое обессоливание воды [8].

Оно организовано следующим образом [8]:

Вода обрабатывается коагуляцией железом;

Пропускается через осветительный фильтр;

Проходит первую стадию Н – катионирования;

Проходит через слабоосновной анионитный фильтр;

Проходит вторую стадию Н – катионирования;

Пропускается через Д – карбонизатор;

Вторую ступень слабоосновного анионитного фильтра;

3-хступенчатые ФСД.

После всех стадий солесодержание составляет 0,1мг/кг, кремнийсодержание 0,02 мг/кг.

Ионизация производится блочным способом, то есть последовательным включением в состав блока по одному фильтру каждой ступени. БОУ включена в работу на напоре КЭН-1ст. Очистка конденсата производится в ФСД с выносной регенерацией при расчетной скорости фильтрования 100 т/ч. На блок устанавливаются три фильтра. Высота загрузки шихты 1,2м, при отношении катионита и анионита 1,5/1,0. [8]

## 2.5 Гидрозолоудаление [2]

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Внутристанционное шлакоудаление организовано пневмогидравлическим способом.

На пристанционном узле установлены 4 насоса гидрозолоудаления (НГЗУ) и два насоса орошающей воды. По два ГЗУ и орошения идут в котельный цех, в скрубберное и подбункерное помещение электрофильтров. Система рассчитывалась на 8 блоков, так что мощности скрубберов, ШШУ и побудительных сопел, она перекрывает с запасом.

Пневмогидравлическое золоудаление принято из-за наличия сухих золоуловителей (электрофильтров). Надобность в багерных насосах отсутствует. Отвод пульпы осуществляется самотеком по золопроводам с уклоном в 1%. Шлаковые и золовые каналы выполнены отдельными. Уклон золовых каналов составляет 1%, шлаковых 1,8%.

Внешний транспорт золы осуществляется эрлифтами.

Найдем общий выход шлака и золы.

$$G_{\text{ш}} = 0,01 \cdot B \cdot n(1 - a_{\text{уН}}) \cdot \left( A^{\text{P}} + q_4 \frac{Q_{\text{h}}^{\text{P}}}{32680} \right), \text{т/ч} \quad (2.17)$$

$$G_{\text{з}} = 0,01 \cdot B \cdot n \cdot a_{\text{уН}} \cdot \left( A^{\text{P}} + q_4 \frac{Q_{\text{h}}^{\text{P}}}{32680} \right), \text{т/ч} \quad (2.18)$$

Где В-расход натурального угля, 156,6 т/ч,

n – количество котлов, равно 1,

$a_{\text{уН}}$  - доля золы топлива, уносимая газами, 0,8,

$A^{\text{P}}$  - зольность 35%,

$q_4$  - потери от мехнедожога,

$Q_{\text{h}}^{\text{P}}$  - теплота сгорание топлива, 18880 кДЖ/кг,

КПД кзу принимаем равным 99,5%.

Подставляем в формулы и получаем:

$$G_{\text{ш}} = 0,01 \cdot 156,6(1 - 0,8) \cdot \left( 35 + 1,5 \frac{18880}{32680} \right) = 11,283 \text{ т/ч}$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					



$$G_3 = 0,01 \cdot 156,6 \cdot 0,8 \left( 35 + 1,5 \frac{18880}{32680} \right) = 44,87 \text{ т/ч}$$

Исходя из полученных величин выбираем четыре шнека шлакоудаления с производительностью 3 т/ч каждый с одновалковой дробилкой на каждый шнек с производительностью до 3,5 т/ч. [2]

Радиус облицовки каналов шлакоудаления принимаем равным 200 мм, при наклоне 1,8% это обеспечивает до 500 м/ч, что достаточно. [2]

Диаметр побудительных сопел принимаем равным 18мм для мощных котлов при давлении смывной воды 0,5 Мпа.

Сопла устанавливаются в торце каналов, водном метре от выброса шлака, в одном метре от золоуловителей котла, в местах сопряжения каналов, на поворотах и по всей длине на расстоянии 7 метров друг от друга. [2]

Расход воды через побудительные сопла определяется числом сопел и в нашем случае равен 17 м/ч. [2]

Найдем расход шлаковой пульпы:

$$Q_{ш.п.} = Q_{ш} + Q_{охл} + Q_{тр}^{ш},$$

Где  $Q_{ш.п.}$  – объемный расход шлака,

$Q_{охл}$  - расход воды на охлаждение шлака,

$Q_{тр}^{ш}$  - расход воды на транспорт шлака.

$$Q_{ш} = \frac{G_{ш}}{\rho_{ш}} = \frac{11,3}{2,8} = 4,04 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_{охл} = G_{ш} + q_{охл} = 11,3 \cdot 12 = 135,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$Q_{тр}^{ш}$  рассчитываем по количеству сопел, 4 шнека, 4 сопла на каждый шнек, 2 канала, 2 сопла на каждый торец, 2 сопла на повороты каналов и 1 сопло на сопряжение каналов, до приямка эрлифтов 20 метров, устанавливаем еще 2 сопла, всего 11 сопел, по 17 м<sup>3</sup>/ч, общий расход равен 187 м<sup>3</sup>/ч.

$$Q_{ш.п.} = 4,04 + 135,6 + 187 = 326,64 \text{ м}^3/\text{ч}$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ				

Расход золовой пульпы:

$$Q_{з.п.} = Q_z + Q_{тр}^3 + Q_{ор},$$

Где  $Q_{з.п.}$  – объемный расход золы,

$Q_{тр}^3$  - расход воды на транспорт золы,

$Q_{ор}$  - расход воды на орошение.

$$Q_{з.п.} = \frac{G_z}{\rho_z} = \frac{43,1}{2,45} = 17,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$Q_{тр}^3$  находим по количеству сопел на транспорт. По 1 соплу на каждый гидрозатвор, всего 8, два поворота и одно сопряжение, всего 11 сопел, общий расход воды составит  $187 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

$Q_{ор}$  по количеству труб Вентури на скрубберах, получим 32 сопла, расход воды на сопла  $544 \text{ м}^3/\text{ч}$ , плюс  $120 \text{ м}^3/\text{ч}$ , итого  $664 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

$$Q_{з.п.} = 17,6 + 187 + 644 = 848,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$Q = Q_{ш.п.} + Q_{з.п.} = 848,6 + 328,6 = 1177,2 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для транспорта шлакозоловой пульпы используем два эрлифа, из которых один в резерве. Глубина зумпфа 18 метров, высота подъема пульпопровода 21 метр. Давление нагнетаемого воздуха равно 1,1 – 1,2 кгс/см<sup>2</sup>. После подъема в подбункерное помещение пульпа отделяется от воздуха и поступает в общий приямок золошлакоудаления, откуда самотеком уходит через золопроводы в золоотвал. Золопроводов 3, один в работе, два в резерве. Мощность золоотвала до 847000 тонн в год, площадь 282790 га, срок службы 50 лет с 1991 года по 2041 год.

## 2.6 Технические характеристики выбираемого оборудования [8]

Таблица 2.1 – Подогреватели поверхностного типа ПНД – 3,4.

Типоразмер	ПН-1100-25-6-1	ПН-850-25-6-1
Завод	ПО ТКЗ	ПО ТКЗ
Поверхность теплообмена	1100	850
Расход воды через подогреватель, кг/с	483,5	350

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тепловой поток, кВт	54,4	22,9
Температура пара максимальная, °С	310	200
Гидравлическое сопротивление воды, м.вод.ст.	3,3	1,5
Высота, мм	10100	9300
Диаметр, мм	2664	2632
Сухая масса, тонн	44,0	36,9

Таблица 2.2 – Подогреватели поверхностного типа ПВД – 6,7,8.

Типоразмер	ПВ-1800-37-2,0	ПВ-1800-37-4,5	ПВ-1800-37-6,5
Раход, т/ч	1700	1700	1700
Давление пара, кгс/см <sup>2</sup> (max)	20	45	65
Давление воды, кгс/см <sup>2</sup> (max)	370	370	370
Давление пара рабочее, кгс/см <sup>2</sup>	18,7	42	61,3
Давление воды рабочее, кгс/см <sup>2</sup>	300	300	300
Температура пара (max), °С	450	300	350
Температура пара рабочая, °С	440	295	345
Тепловой поток, МВт	69,1	88,5	57,9
Гидравлическое сопротивление, м.вод.ст.	39	6	45
Поверхность теплообмена полная, м <sup>2</sup>	1782	1890	1782
....ОК, м <sup>2</sup>	126	126	91
....ОП, м <sup>2</sup>	108	-	99
Температура питательной воды на выходе, °С	200	243	270
Диаметр корпуса,	2860	2910	2960

мм			
Общая масса, тонн	126,7	150,5	172,6
Объем водяного пр-ва, м <sup>3</sup>	8,7	8,9	8,6
Объем парового пр-ва, м <sup>3</sup>	38	36,8	33,5

Таблица 2.3 – Подогреватели смешивающегося типа ПНД – 1,2

Типоразмер	ПНСВ-2000-1	ПНСВ-2000-2
Расход воды кг/с	350,1	365,3
Температура на входе, °С	34	59
Температура на выходе, °С	59	103,8
Давление рабочее, кПа	20	114,7
Расход пара, кг/с	50	79,5
Температура пара, °С	59	121
Объем, м <sup>3</sup>	35,3	35,3
Масса воды, тонн	49,0	49,0

Таблица 2.4 – Насосы питательной деаэрационной установки.

Типоразмер	ПД-1600-180-М	ПН-1500-350
Расход, т/ч	1630	1800
Давление на всасе, кгс/см <sup>2</sup>	7,2	22
Давление на напоре, кгс/см <sup>2</sup>	23,5	400
Температура перекачиваемой среды, °С	165	165
Кавитационный запас, м.вод.ст.	12	
Число оборотов, об/мин	1890*	4665
Протребляемая мощность, МВт	0,885	16,25
КПД, %	82	83
Вес, т		27,93

\* Передаточное число редуктора Р-1А 2,46

Таблица 2.5 – Турбопривод.

Типоразмер	Мощность, кВт	Число оборотов в минуту	Давление пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура пара, °С	Расход пара, т/ч	Число ступеней давления
ОК – 18 – ПУ - 500	11350	4000	10,27	377	53,23	8

Таблица 2.6 – Насосы подъема маслоохладителей и эжекторов.

Типоразмер	Д4000-95	Д3200-75
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	3200	2500
Напор, м.вод, ст.	55	45
Число оборотов в минуту	730	750
Кавитационный запас, м.вод.ст	5,5	5,5
КПД насоса, %	88	87
Тип электродвигателя	ДА302-16-54-8	А4-450У-6У3
Мощность, кВт	630	400
Напряжение на клеммах двигателя, кВ	6	6

Таблица 2.7 – Вагоноопрокидыватели.

Характеристика	Боковой тип
Производительность при вагонах 60т.	25
То же при вагонах 93 т.	20
То же при вагонах 125 т.	
Угол поворота, град	170-175
Частота вращения, об/мин	0,702
Установленная мощность двигателя, кВт	200
Габариты, м	25,7/10,4/12,5
Масса, т	350,5

Таблица 2.8 – Тягодутьевые машины.

Тип	Подача м <sup>3</sup> /ч	Полное давление, Па	Температура газа, °С	КПД, %	п, об/мин	Мощность, кВт
ВДОД-31,5	800/850	5550/6250	30	82,7	596	1540/200
ВДН-25-2	500/400	3620/2550	30	82,7	735/590	650/290
ВДН-21	138	3050	400	83	980	190
ДОД-43	1335/1520	3500/4000	100	82,5	370	1570/250

### 3. Безопасность жизнедеятельности

#### 3.1 Экологический паспорт

##### 3.1.1 Общие сведения о ГРЭС-2.

Станция расположена к северо-востоку от города Экибастуза, в 4х километрах от посёлка энергетиков «Солнечный». В 50-ти километрах проходит канал Иртыш-Караганда.

Станция работает в конденсационном режиме, котлоагрегат сверхкритических параметров с жидким золо- и шлакоудалением. Жилищно-коммунальные потребители отсутствуют. Пусковая котельная работает на мазуте.

1 блок был пущен в эксплуатацию в 1990 году.

Применяется двухступенчатая комбинированная золоулавливающая установка, состоящая из мокрой ступени – скрубберов и электрофильтра.

На станции нет очистных сооружений, ввод которых предусматривался во второй очереди станции, то есть при вводе пятого блока.

Станция не имеет сброса сточных вод, все сбросы отправляются в

Золоотвал.				ДП.5В071700.ДО.ПЗ		
Изм.	Лист	3	№ 000001			
Разраб.	Тимошевский И.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Ем Т.М.					
Реценз.	Тимченко А.В.			Безопасность жизнедеятельности АУЭС, каф.ТЭУ, ТЭС-12-2		
Н. Контр.	Ем Т.М.					
Утверд.	Кибарин А.А.					

Станция расположена в районе с резко континентальным климатом с продолжительной суровой зимой и жарким засушливым летом. Регион характеризуется сильными ветрами.

Среднегодовая температура  $+2,3^{\circ}\text{C}$ . Самый жаркий месяц – июль, средняя температура  $+21,2^{\circ}\text{C}$ . Максимальная температура в этом месяце  $+43^{\circ}\text{C}$ . Самый холодный месяц – январь, от  $-13^{\circ}\text{C}$  до  $-21^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный минимум приходится на февраль –  $-45^{\circ}\text{C}$ .

Расчётная температура наиболее холодных суток  $-36^{\circ}\text{C}$ . Средняя температура отопительного периода  $-8,4^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность отопительного периода составляет 208 дней.

Электростанция расположена в зоне недостаточного увлажнения. Среднегодовые осадки составляют 334мм. Из них 96мм зимой. Летом наибольшее количество осадков выпадает в июле – 54мм. Зимой в феврале 12мм.

Среднегодовая относительная влажность 69%. Зимой 80-83%. Наиболее засушливые месяцы – май и август 52% и 58% соответственно.

Преобладающие ветра – юго-западные, повторяемость среднегодовая 31%, зимой 43%. Среднегодовая скорость ветра 4,1м/с. Наибольшие ветра в ноябре – декабре 4,7 – 4,8м/с.

19 дней в году пыльная буря.

Источником техводоснабжения служит канал Иртыш-Караганда, выдающий  $75\text{м}^3/\text{с}$  летом и  $43\text{м}^3/\text{с}$  зимой. Система водоснабжения обратная с водохранилищем – охладителем.

Таблица 3.1

Характеристики	Величина
Коэффициент стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1
Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца	$+27,5^{\circ}\text{C}$
Средняя температура наиболее холодного месяца	$-17,7^{\circ}\text{C}$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Посты наблюдения за выбросами расположены в 32км в г. Экибастузе.

Таблица 3.2

№ Поста	Концентрация, $C_{\phi}$ , мг/м <sup>3</sup>					
	Скорость ветра, м/с	0-2	3-9	3-9	3-9	3-9
	Направление	Штиль	Север	Восток	Юг	Запад
2	Пыль	0.4591	0.6074	0.5793	0.4197	0.4278
3	Пыль	0.4186	0.4186	0.4186	0.4186	0.4186
2	Оксиды серы	0.1079	0.1079	0.1079	0.1079	0.1079
3	Оксиды серы	0.1147	0.1934	0.1167	0.0888	0.1228
2	Оксиды азота	0.0647	0.0505	0.0518	0.0349	0.0423
3	Оксиды азота	0.0451	0.0451	0.0451	0.0451	0.0451
2	Сумма оксидов	0.2753	0.2753	0.2753	0.2753	0.2753
3	Сумма оксидов	0.2959	0.4579	0.2742	0.2302	0.3041

### 3.1.3 Использование земельных ресурсов.

Таблица 3.3

Всего, га	6941
Основные производства (главный корпус)	12,50
Вспомогательные производства	44-62,53
Административно-бытового назначения	0,27
Твёрдые покрытия территории	120*
Газоны, озеленения	8**
Санитарно-защитная зона	15000***
Золоотвалы	2827,98****

\*в том числе 32,69 железная дорога и 67,5 автомобильная дорога

\*\*защитная полоса водохранилища

\*\*\*по проекту

\*\*\*\*в постоянном использовании

В качестве золоотвала используется естественное озеро Карасор, расположенное в восьмидесяти километрах от станции.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Площадь золоотвала 282798га, размер санитарно-защитной зоны 2400га, мощность до 84700 тонн в год, срок службы – 50 лет, с 1991 по 2041 год. Фильтрация обеспечивается составом грунта, состоящего из палеоценовых глин. Для сбора стоков используется промливневый коллектор. Служба охраны окружающей среды осуществляет контроль за золоотвалом.

### 3.1.4 Характеристики топлива

Таблица 3.4

Вид топлива	Теплота сгорания	Зольность	Сернистость
Мазут – 100	9650	0,066	1,01
Мазут – 40	10575	0,05	1,33
Уголь	4327	38,6	0,53

Основными источниками выделения загрязняющих веществ на ГРЭС является топливо-сжигающее оборудование, а источниками выбросов – дымовые трубы. В настоящее время на ГРЭС дымовые газы удаляются через дымовые трубы  $H=100\text{м}$ ,  $d_y=3,8\text{м}$  и  $H=420\text{м}$ ,  $d_y=13,6\text{м}$ .

- при сжигании угля и мазута в атмосферу выбрасываются оксид азота, серы, углерода, пятиокись ванадия;

-При хранении мазута в мазутохранилище в атмосферу выделяются углеводороды.

Ввиду этого на ГРЭС-2 предлагалось установить комбинированные золоулавливающие установки, на которых заводом-изготовителем предусматривалась очистка дымовых газов с эффективностью 99,47%. Во второй очереди блоков предусматривается ввод очистных сооружений для улавливания оксидов азота и серы, для чего должны применяться рециркуляция дымовых газов и двухступенчатое сжигание топлива.

Для снижения выбросов диоксида серы и пятиокиси ванадия, образующихся при сжигании мазута рекомендуется использовать мазут только в качестве аварийного топлива, т.е. не более 5% от общего годового расхода топлива.

### 3.1.5 Характеристика основного оборудования.

Установленная мощность станции – 1500МВт

Генпроектировщик НОТЭП.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

Таблица 3.5

Наименование	Станционный №	Паропроизводительность или мощность	Год ввода в эксплуатацию
КВГМ-100	1	418 ГДж/кг	87
КВГМ-100	2	418 ГДж/кг	87
ГМ-50-1	3	50 т/ч	86
ГМ-50-1	4	50 т/ч	86
ГМ-50-1	5	50 т/ч	87
ГМ-50-1	6	50 т/ч	89
ГМ-50-1	7	50 т/ч	90
П-57р	1	500 МВт	90
П-57р	2	500 МВт	93
П-57р	3	500 МВт	-

## 3.1.6 Характеристика источников выделения вредных веществ.

Таблица 3.6

Источник	Вид энергии	Вещество	Кол-во, т/г	Приборы контроля	Мах, Г/с	Сумма, т/год	На, тут
Дымовая труба Н=100м	Тепло	Зола	44,17	Расчет	4,6	44,117	0,05
		Оксид серы	1173,22	Расчет	0,147	1173,32	1,63
		Оксид азота	384,186	Расчет	0,002	384,186	0,53
		Пятиокись ванадия	5,74	Расчет	0,05	5,74	
Дымовая труба Н=420	Э/э	Зола	12867800	Расчет	4,8	1286780	11,94
		Оксид серы	53149	Расчет	0,407	53149	11,94
		Оксид азота	10440	Расчет	0,011	10440	0,407
		Пятиокись ванадия	0,504	Расчет	0,021	0,504	0,0003

Степень очистки КЗУ 99,5 фактическая.

Параметры уходящих газов:

- для пусковой котельной удельный объем 107,4 м<sup>3</sup>/с, t=203°C,

- для главного корпуса t<sub>ух</sub>=104°C.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

### 3.1.7 Расход топлива.

Таблица 3.7

Энергия	Всего	Всего мазута, тут	На ед. продукции, кг/Гкал	Всего угля, тут	На ед. продукции, г/кВт*ч
Тепловая	2604438	780	200	24775,5	
Электрич.		4308		2571625,5	399

Расход натурального угля составляет всего за год 4493499,5 тонн, в том числе на отпуск тепловой энергии 43218 тонн, на отпуск электрической энергии 4489177,5 тонн.

### 3.2 Анализ условий труда.

Оптимальные и допустимые параметры для работы в соответствии с ГОСТ 12.1.055-88 приведены в таблице 8 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 11-5-79 «Естественное и искусственное освещение» и расчет производится с помощью коэффициента естественной освещенности.

Таблица 3.8

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный и переходный	17÷20	60÷40	0,2÷0,3
Теплый	20÷23	60÷40	0,3÷0,4

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-7, 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».

### 3.2.1 Меры противопожарной безопасности

На станции выполнена кольцевая замкнутая система пожарной воды. Используются 4 насоса пожаротушения (НПЖ). Насосы расположены на береговой насосной станции БНС. У каждого ряда основного корпуса имеется собственный коллектор пожарной воды, отдельные трубопроводы ведут на топливоподачу, транспорт, химцех, пусковую отопительную котельную, мазутное хозяйство и др.

Пожарные краны расположены равноудалённо друг от друга на всех отметках, имеющих статус пожароопасного места. В виде отдельной линии выполнены:

- пожаротушение кровли (внутренняя разводка);
- сухотрубы на тушение внешней части кровли;
- лафетные стволы на гашение очагов в случае возгорания кровли и невозможности подойти достаточно близко.

В котельном и турбинном отделении главного корпуса установлены пожарные посты, укомплектованные индивидуальными средствами пожаротушения, как то: огнетушители пенные и углекислотные, лопаты, песок, переходники, рукава и др.

### 3.3 Расчет искусственного освещения

Исходные данные:

					<b>ДП.5В071700.ДО.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Габариты турбинного отделения главного корпуса котлотурбинного цеха:

Длина  $A = 50$  м.

Ширина  $B = 30$  метр.

Высота  $h = 26$  метров.

Наименьшая освещенность = 75 ЛК

Разряд зрительной работы V

Нормируемая освещенность  $E = 100$  ЛК

Принимаем систему общего освещения с использованием светодиодных ламп последнего поколения в связи с их долговечностью, низким энергопотреблением и возможностью работать в самых суровых условиях.

Таблица 9.

Тип лампы	Мощность, Вт	Световой поток, Лм
Светодиодный	150	10000

Коэффициент отражения:

пола  $\rho_{\text{пола}} = 30\%$

стен  $\rho_{\text{стен}} = 50\%$

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

Расчётная высота подвеса.

Рабочие поверхности находятся на дистанциях от 1 до 16 метров. Лампы расположим на высоте 20 метров, т.к. выше неровная двускатная крыша. Далее по формулам из МУ [7]:

$$h_{\text{расч.}} = h_{\text{зд.}} - (h_{\text{р}} + h_{\text{св}}) = 26 - 20 = 6 \text{ метров} \quad (3.1)$$

Самое выгодное расстояние между источниками света определяем по формуле:

$$Z = N * h = 1,2 * 6 = 7,2 \text{ метров} \quad (3.2)$$

$$L = Z / 2 = 3,6 \text{ метров} \quad (3.3)$$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принимаем расстояние между лампами 7 метров, от стен 3 метра. Всего в турбинном отделении  $(50 - (3 * 2)) / 7 = 6,3 \sim 7$  рядов по  $(30/3)-1 = 9$  ламп в каждом ряду.

Определяем индекс помещения:

$$i = \frac{A*B}{h(A+B)} = \frac{50*30}{6(50+30)} = 3,125 \quad (3.4)$$

Коэффициент использования  $\eta = 45\%$

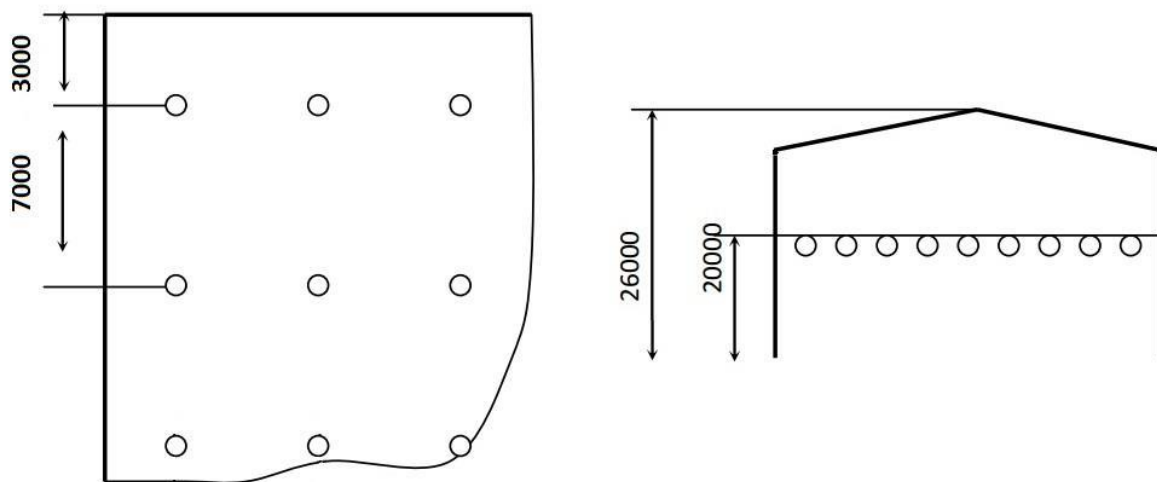
Коэффициент запаса  $K_3 = 1,2$

Световой поток:

$$\Phi = \frac{E_{min} * K_3 * S * Z}{N * \eta} = \frac{100 * 1,2 * 1500 * 1,5}{7 * 9 * 0,45} = 9524 \text{ Лм,}$$

Где  $Z$  – коэффициент неравномерности освещения = 1,2 для светодиодных ламп.

Наш расчёт подтверждает, что первоначальный выбор был сделан правильно. В турбинном отделении будут установлены светодиодные источники света мощностью 150 Ватт и световым потоком 1000 Люмен в 7 рядов по 9 ламп в каждом ряду.




### 3.4 Расчёт зануления электродвигателя насоса стока машзала.

Исходные данные:

$U_c = 0,4 \text{ кВ}$

10 кВ

0,4 кВ

					ДП.5В071700.ДОЛЗ 	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Из экономической целесообразности выбран ТМ-250:

Мощность трансформатора  $S_{тр}=250$  кВА

Мощность эл. Приемника  $P=75$  кВт

Ток нагрузки  $I_H=150$  А

$\ell_1=50$  м     $\ell_2=30$

Токи нагрузки определяем по формуле:

$$I_{дв} = \frac{P}{\sqrt{3}U_H \cos\varphi} = \frac{75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,93} = 117 \text{ А}$$

Где  $\cos\varphi=0,93$  согласно постановлению правительства от 29 декабря 2012 года #1765 Об утверждении нормативных значений коэффициента мощности в электрических сетях. Для сети 0,4 кВ,  $\cos\varphi=0,93$ .

$$I_{рпв} = \frac{K_n \cdot I_{дв}}{K_r} = \frac{6 \cdot 117}{2,5} = 279,67 \quad (3.5)$$

$I_{нпв}=350$  А

$I_{нсп}=450$  А

$I_{на}=450$  А

Активные и индуктивные элементы цепи  $Z_{тр}=0,195$  Ом (таб.) из МУ [6]:

Сопротивления:

$$R_{\phi 1} = 0,028 \cdot 20 / 240 = 2,3 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

$$R_{\phi 2} = 0,028 \cdot 60 / 95 = 1,77 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}$$

$$R_{н1} = 0,028 \cdot 20 / 120 = 4,67 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

Внутреннее индуктивное сопротивление трубы диаметром 70 мм, длиной 60 метров:

$$I'_к = 3 \cdot 350 = 1050 \text{ А}; \quad S_{тр} = 1571 \text{ мм}^2$$

Плотность тока:

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i = \frac{I'_k}{S_{тр}} = \frac{1050}{1571} = 0,668 \text{ А/мм}^2 \quad (3.6)$$

$$\tau_\omega = 0,84 \text{ Ом/км}; \quad X = 0,5 \text{ Ом/км}$$

$$R_{H2} = \tau_\omega \ell_2 = 0,84 * 0,06 = 0,05 \text{ Ом}$$

$$X_{H2} = X \ell_2 = 0,5 * 0,06 = 0,03 \text{ Ом}$$

$$X_{\phi 1} = 0; \quad X_{\phi 2} = 0;$$

$$X_{H1} = 0,1 * 10^{-3} * 20 = 0,002 \text{ Ом}$$

$$X_{H2} = 0,1 * 10^{-3} * 60 = 0,006 \text{ Ом}$$

Определение  $Z_{\pi}$  по формуле:

$$Z_{\pi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_H)^2 + (X_{\phi} + X_H + X_{\pi})^2} \quad (3.7)$$

$$Z_{\pi} = \sqrt{(0,0023 + 0,00467)^2 + 0,002^2} = 0,00725$$

-

$$Z_{\pi 2} =$$

$$\sqrt{(0,0023 + 0,0177 + 0,00467 + 0,05)^2 + (0,002 + 0,006 + 0,03)^2} = 0,0838 \text{ Ом}$$

Ток КЗ определяем по формуле:

$$I_{K3} = \frac{U}{Z_{\Sigma} + Z_{\pi 1}} = \frac{220}{\frac{0,195}{3} + 0,00725} = 3045 \text{ А}$$

$$I_{K3} = \frac{220}{\frac{0,195}{3} + 0,0838} = 1478 \text{ А}$$

Кратность тока:

$$\frac{I_{K3}}{I_{Hпо}} = \frac{1478,5}{350} = 4,2$$

Условие  $I_{K3} \geq I_{Hом} * K$

Время срабатывания аппарата защиты:

При  $I_{K3}/I_{Hом} = 6,76$ ;  $t_{ср} = 0,15 \text{ сек.}$

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ						



При  $I_{кз} = 1478$  А,  $I_{пнв} = 350$  А. Время отключения – 0,19 сек.

Время отключения автоматического выключателя 0,2 сек.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$I_{к2} = I_{кз} * Z_{н1} = 3045 * 0,00467 = 14,2 \text{ В} \quad (3.8)$$

$$I_{к3} = I_{кз} * Z_{н2} = 1478 * \sqrt{0,05^2 + 0,03^2} = 86,2 \text{ В}$$

Ток, проходящий через тело человека:

$$I_{h1} = \frac{I_{к1}}{R_h} = \frac{14,2}{1000} = 14,2 \text{ mA} \quad (3.9)$$

$$I_{h2} = \frac{86,2}{1000} = 86,2 \text{ mA} \quad (3.10)$$

Согласно ССБТ такие величины токов допускаются при воздействии во времени 1,0 и 0,5, то есть время срабатывания автоматического выключателя и предохранителя не превышает допустимой величины.

### **Вывод по разделу «Безопасность жизнедеятельности»**

В разделе безопасности жизнедеятельности были произведены расчеты искусственного освещения и зануления. В расчете искусственного освещения были выбраны светодиодные светильники СЭП.1.12.2.0, на которые устанавливается система защиты, предотвращающая отключение светильника из-за выхода из строя одного или нескольких светодиодов «Шунтирование группы светодиодов». Область применения которых – производственные помещения с повышенной влажностью, пыльностью и пр. Светильники расположены параллельно 7 рядами по 9 ламп. Расстояние между лампами – 7 метров, от стен 3 метра.

Расчет зануления удовлетворил требованиям ПУЭ, в которых говорится, что ток короткого замыкания должен превышать установку защиты. В результате расчета был выбран предохранитель ТМ-250. Время срабатывания аппарата защиты – 0,2 секунд, при этом ток, проходящий через тело человека 86,2 мА. Такая величина тока, при воздействии на тело человека в течение времени менее 0,5 секунд не превышает допустимой величины.

#### 4. Экономическая часть

Казахстан обладает крупными запасами энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь, уран) и является сырьевой страной, живущей за счет продажи природных запасов энергоносителей (80% экспорта - сырье, а доля промышленного экспорта сокращается ежегодно). До 2010 года Казахстан являлся нетто-экспортёром электроэнергии, а после 2010 года является нетто-импортером, то есть потребляет больше электроэнергии, чем производит. Север Казахстана экспортирует электроэнергию, производимую на построенной еще в советское время Экибастузской ГРЭС-1 в Россию, а юг покупает её у Киргизии и Узбекистана. [15]

Суммарная установленная мощность всех электростанций Казахстана составляет 21 тысяч МВт, а фактическая мощность — 16,5 тысяч МВт. Казахстан вырабатывает 92 млрд. КВт/час электроэнергии в год. [15]

ТЭС (тепловые электростанции) — 87,7 %, в том числе:

- КЭС (конденсационные электростанции) — 48,9 %
- ТЭЦ (теплоэлектроцентрали) — 36,6 %
- ГТЭС (газотурбинные электростанции) — 2,3 %
- ГЭС (гидроэлектростанции) — 12,3 %

ДП.5В071700.ДО.ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тимошевский И.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ем Т.М.					
Реценз.		Тимченко А.В.			Экономическая часть АУЭС, каф.ТЭУ, ТЭС-12-2		
Н. Контр.		Ем Т.М.					
Утверд.		Кибарин А.А.					

Около 72% электроэнергии в Казахстане вырабатывается из угля, 12,4% — из гидроресурсов, 10,7% — из газа и 4,8% — мазута. Таким образом, четырьмя основными видами электростанций вырабатывается 99,8% электроэнергии, а на альтернативные источники приходится менее 0,2% [15]

В данном разделе дипломной работы представлено ТЭО строительства дополнительного энергоблока ЭГРЭС-2 мощностью 500 Мвт.

### **Исходные данные**

Годовой объём выработки электрической энергии:  $\mathcal{E}_в = 10\,980$  млн. кВт\*ч.

Количество часов использования установленной мощности:  $T_м=7320$  часов.

Удельный расход топлива на выработку одного кВт\*ч электроэнергии:  $b_э=313$  гут/кВт\*ч.

Теплотворная способность топлива:  $Q_p=3830$  ккал/кг.

Цена топлива  $\mathcal{C}_т = 1800$  тенге/тнт.

### **Определение годового отпуска энергии**

При работе электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций. Этот расход электроэнергии зависит от типа оборудования и его единичной мощности агрегатов, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и правильного ведения технической и финансовой политики на станции. Технологический цикл производства электроэнергии на современных электростанциях полностью механизирован. Имеются многочисленные механизмы собственных нужд как основного энергетического оборудования (ядерные реакторы, парогенераторы, турбины), так и вспомогательных цехов станций.

В расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 7% ( $\mathcal{E}_{сн}$ ).

Годовой отпуск электрической энергии:

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в * (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 10980 * (1 - 0,07) = 10211$  млн. кВт\*ч,  $\mathcal{E}_в$  - годовая выработка электрической энергии.

Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии:

$$V_э = \mathcal{E}_{от} * b_э = 10211 * 313 = 3196,16 \text{ тыс. тут.}$$

Итого расход топлива КЭС составляет:

$$V_y = V_э = 3196,16 \text{ тыс. тут.}$$

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

Расход натурального топлива будет:

$$V_n = V_y * K_n = 3196,16 * 1,827 = 5839 \text{ тыс. тут.}$$

$K_n$  - коэффициент перевода условного топлива в натуральное. Определяется исходя из соотношения теплотворной способностей условного и натурального топлива:

$$K_n = Q^y / Q_p^н = 7000 / 3830 = 1,827$$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива:

$$Ц_{тр} = R * (0,8 - 1,0) = 500 * (0,8 - 1,0) = 450 \text{ тенге/тнт.}$$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$И_t = V_n * (Ц_t + Ц_{тр}) = 5839 * (1800 + 450) = 13\,295,4 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет КПД использования топлива

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

$$КПД_э = 123 : b_э * 100\% = 123 : 313 * 100\% = 39,3\%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = \frac{0,86 * \mathcal{E}_{от}}{7 * V} * 100\% = \frac{0,86 * 13\,295,4}{7 * 3196,16} = 0,511\%, \text{ где}$$

0,86 - коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

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

Расчет затрат на воду

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ					

Система технического водоснабжения обеспечивает подачу большого количества холодной воды для охлаждения конденсаторов турбин.

Системы разделяются на прямоточные, оборотные и смешанные. В прямоточных системах вода забирается насосами из естественного источника (обычно из реки) и после прохождения конденсатора сбрасывается обратно. При этом вода нагревается примерно на 8—12 °С, что в ряде случаев изменяет биологическое состояние водоёмов. В оборотных системах вода циркулирует под воздействием циркуляционных насосов и охлаждается воздухом. Охлаждение может производиться на поверхности водохранилищ-охладителей или в искусственных сооружениях: брызгальных бассейнах или градирнях. [10]

В маловодных районах вместо системы технического водоснабжения применяются воздушно-конденсационные системы (сухие градирни), представляющие собой воздушный радиатор с естественной или искусственной тягой. Это решение обычно вынужденное, так как они дороже и менее эффективны с точки зрения охлаждения.

В Северном Казахстане затраты на водоснабжения принято считать 0,12 тенге/кВт\*ч.

$$З_{\text{в}} = Э_{\text{в}} * (0,12) = 10\ 980 * 0,4 = 4392 \text{ млн. тенге.}$$

#### Расчет затрат на заработную плату

При расчете фонда оплаты труда предприятия, как правило, используют прямой метод исходя из общей численности работающих, объема выполняемых работ, тарифной системы и применяемых систем оплаты труда.

ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий персонал. Его количество зависит, в основном, от единичной мощности и количества основного энергооборудования, вида используемого топлива, способа проведения ремонтов. [10]

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

$$N_{\text{y}} = Э_{\text{в}} / T_{\text{м}} = 10\ 980 / 7320 = 1500 \text{ МВт.}$$

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ш} * N_y = 1,5 * 1500 = 2250 \text{ чел.}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

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

$$I_{зпо} = 1000 * 2250 = 2\,250 \text{ тыс. тенге.}$$

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

$$I_{зпд} = 2250 * 0,15 = 337,5 \text{ тыс. тенге.}$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} = 2250 + 337,5 = 2\,587,5 \text{ млн. тенге.}$$

#### Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления — это денежные средства, предназначенные для возмещения износа предметов, относящихся к основным средствам предприятия (основным фондам). Амортизационные отчисления распределяются на полное и частичное восстановление (капитальный ремонт). Амортизационные отчисления берутся в процентах от величины суммарных капитальных вложений в станцию. На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации в зависимости от срока службы и назначения производственных фондов в производственном процессе. [10]

Норма амортизации представляет собой установленный государством годовой процент погашения стоимости основных фондов и определяет сумму ежегодных амортизационных отчислений. Иначе говоря, норма амортизации — это отношение суммы годовых амортизационных отчислений к стоимости ОПФ, выраженное в процентах.

Нормы амортизации устанавливаются и периодически пересматриваются государством, они едины для всех предприятий и организаций независимо от их форм собственности и форм хозяйствования.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В расчетах примем величину  $K_{уд}$  для КЭС 1500 МВт - 2000 \$/кВт, установленной мощности. Стоимость доллара США примем из расчета 325 тенге.

$$K = K_{уд} * N_y * K_{изн} = 2\,000 * 325 * 1500 * (1 - 0,3) = 682,5 \text{ млн. тенге.}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 6-8%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений примем в размере 7% от величины  $K$ .

$$I_{ао} = 0,07 * K = 0,07 * 682,5 = 47,7 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Текущий ремонт и техническое обслуживание является вспомогательным, но очень важным элементом производственно-хозяйственной деятельности в энергетике. Эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере:

$$I_{рем} = 0,15 * I_{ао} = 0,15 * 47,7 = 7,2 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет платы за выбросы

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофилтры, эмульгаторы и др.). В нашем случае, эту составляющую целесообразнее всего определять методом аналогий по сравнению с действующими станциями. Установлено, что при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 110-120 тенге за тнт.

$$I_{выб} = (110-120) * V_{тн} = 115 * 5839 = 671,5 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

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

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП.5В071700.ДО.ПЗ						

$$I_{\text{общ}} = 0,25 * (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}}) = 0,25 * (47700 + 2\,587,5 + 7200) =$$

14,4 млн. тенге.

### Расчет себестоимости отпуска энергии

В связи с тем, что КЭС вырабатывает только электрическую энергию, то коэффициент распределения затрат:  $K_p = 1$ , который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы, или в %) израсходовано на отпуск электрической энергии.

Таблица 4.1. Составляющие затрат на производство энергии при 1000МВт и 1500 МВт

Составляющие затрат	1500МВт. И, млн. тг.	1000МВт. И, млн. тг.
Топливо $I_T$	13 295,4	9755
Вода $I_B$	4392	2938
Фонд зар.платы $I_{зп}$	2 587,5	1725
Амортизационные отчисления $I_{ао}$	47700	31855
Ремонт $I_p$	7200	4700
Общестанционные $I_{об}$	14400	9600
Плата за выбросы $I_{выб}$	671,5	447,5
Итого затрат	75860,8	61020,5

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется

$$S_3 = (I_T + I_B + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} = 75860,8 / 10980 = 6,9 \text{ тг/кВтч, - для 1500 МВт.}$$

$$S_3 = 61020 / 7320 = 8,33 \text{ тг/кВтч, - для 1000 МВт.}$$

### Вывод по экономической части

В данном разделе дипломной работы представлено ТЭО строительства дополнительного энергоблока ЭГРЭС-2 мощностью 500 МВт. В результате расчетов установлено, что объем отпуска электроэнергии после реконструкции увеличился на 3 миллиарда кВт.ч, а себестоимость отпуска электрической энергии снизилась с 8,33 до 6,9 тг на кВт.ч.



## Заключение

Технический проект расширения Экибастузской ГРЭС-2 разработан в соответствии с заданием на разработку технического проекта Экибастузской ГРЭС-2,3,4 мощностью 4000 МВт., утвержденного Минэнерго 30 июня 1977 года.

В данном проекте приведен расчет тепловой схемы энергоблока 500 МВт. Произведен выбор основного и вспомогательного оборудования, компоновка главного корпуса. Рассчитаны части безопасности жизнедеятельности, экономической части. В экономической части дипломного проекта получена себестоимость отпуска электроэнергии с учетом установки дополнительного энергоблока, произведено сравнение.

Результатами реализации проекта по расширению Экибастузской ГРЭС-2 до мощности 1500 МВт являются:

- обеспечение надежного электроснабжения потребителей Республики Казахстан;
- увеличение занятости населения, т.к. предполагается создание 1 210 рабочих мест в период строительства и 383 в период эксплуатации;
- укрепление технического, производственного, экспортного потенциала РК.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### Список использованной литературы:

1. Выбор оборудования тепловых схем ТЭС и их расчет. Методические указания к дипломному проектированию. Минэнерго, 1986.
2. Выбор вспомогательного оборудования котельного отделения ТЭС. Методические указания к дипломному проектированию. Минэнерго, 1986.
3. Кузембаева Р.М., Карамышева Т.А., Оржанова Ж.К. Электрическая часть станции. Методические указания к дипломному проектированию. АИЭС 1998.
4. Неклаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для дипломного проектирования. Учебное пособие для ВУЗов. Энергоатомиздат, 1989.
5. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. Энергоатомиздат, 1989.
6. Т.С. Санатова, С.Е. Манабаева. Безопасность жизнедеятельности «Расчет зануления». Методические указания к выпускной работе для студентов – бакалавров всех специальностей и форм обучения. Алматы: АУЭС, 2011 -26с.
7. Производственное освещение. Методические указания к выполнению раздела «Охрана труда» в дипломном проекте: Алма-ата, 1989.
8. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник. Энергоатомиздат. 1982.
9. Правила устройства электроустановок. Издание 7. 2015.
10. Парамонов С.Г. Методические указания для курсовых работ по дисциплине «Экономика отрасли» для студентов специальности Теплоэнергетика. Алматы: АУЭС. 2013.
11. Ривкин А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Энергоиздат. 1983.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тимошевский И.			Список использованной литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ем Т.М.						
Реценз.		Тимченко А.В.						
Н. Контр.		Ем Т.М.						
Утверд.		Кибарин А.А.						
						АУЭС, каф.ТЭУ, ТЭС-12-2		

12. Расчёт и проектирование пылеприготовительных установок котлоагрегатов. Нормативные материалы. Энергия. 1971.

13. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Энергия. 1973.

14. Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод. Энергия. 1977.

15. <http://bourabai.kz/toe/kazenergy.htm>

16. Экономика промышленности. Под ред. А.И. Барановского. М. МЭИ. 1997.-Т.1. 1998.-Т.2.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		