

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт  
институт  
Тепловые электрические станции  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Е.А. Бойко  
подпись                      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект Хабаровской ТЭЦ-4 мощностью 324 МВт

тема

<u>Руководитель</u>	_____	<u>доцент, к.т.н</u>	<u>И.А. Иванов</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
<u>Выпускник</u>	_____		<u>С.А. Бусарев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
<u>Тех. контроль</u>	_____		<u>Е.А. Бойко</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
<u>Нормоконтролер</u>	_____		<u>П.В. Шишмарев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

---

институт

Тепловые электрические станции

---

кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Е.А. Бойко  
подпись                      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студенту Бусареву Сергею Александровичу  
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ17–01Б Направление(специальность) 13.03.01  
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект Хабаровской ТЭЦ-4  
мощностью 324 МВт

Утверждена приказом по университету № 19492/с от 30 дек. 2020 г.

Руководитель ВКР И.А. Иванов, доцент, к.т.н, кафедра ТЭС  
инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР г. Хабаровск, электрическая мощность 370 МВт,  
тепловая мощность 1374 Гкал/ч, бурый уголь Райчихинского месторождения

Перечень разделов ВКР вводная часть, расчетная часть, экономическая  
часть, заключение, электрическая часть

Перечень графического материала:

Лист 1. Принципиальная тепловая схема турбины Т-185/220-130

Лист 2. Генеральный план

Лист 3. Разрез главного корпуса

Лист 4. Электрическая схема выдачи мощности

Руководитель ВКР

подпись

И.А. Иванов

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

С.А. Бусарев

инициалы и фамилия

«06» июня 2021 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект Хабаровской ТЭЦ-4 мощностью 324 МВт» содержит 63 страницу текстового документа, 10 использованных источников, 4 листа графического материала.

Ключевые слова: Т-185/220-130, РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ, УГОЛЬ, КОТЛОАГРЕГАТ, ГРАДИРНЯ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ.

В данной бакалаврской работе представлен проект Хабаровская ТЭЦ-4 мощностью 324 МВт.

Целью данного проекта является покрытие отопительной нагрузки города.

В результате расчета определено число блоков, тип котлов и турбин, которые будут установлены. Рассчитана тепловая схема, подобрано современное вспомогательное оборудование. Дана оценка коммерческой эффективности проекта.

Полученные значения расчетов показали экономическую и техническую привлекательность проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Технико-экономическое обоснование строительства .....	6
1.1 Литературный обзор .....	6
1.2 Описание Хабаровской ТЭЦ-1 .....	8
1.3 Технические решения по строительству Хабаровской ТЭЦ-4.....	9
1.4 Экономический анализ вариантов основного оборудования .....	10
1.5 Расчёт капитальных вложений .....	11
1.6 Определение ежегодных издержек связанных с эксплуатацией .....	12
2 Расчётная часть.....	15
2.1 Расчёт тепловой схемы .....	15
2.1.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету .....	15
2.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды .....	17
2.1.3 Построение процесса расширения пара на $i$ - $s$ диаграмме .....	18
2.1.4 Определение параметров по элементам схемы .....	20
2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину.....	21
2.1.6 Баланс пара и конденсата.....	22
2.1.7 Расчет расширителей непрерывной продувки.....	23
2.1.8 Расчёт регенеративной схемы ПВД .....	24
2.1.9 Расчёт деаэрата.....	25
2.1.10 Расчёт регенеративной схемы ПНД.....	27
2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции .....	29
3 Общая часть .....	31
3.1 Выбор котлоагрегатов.....	31
3.2 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС .....	33
3.3.1 Регенеративные подогреватели .....	33
3.3.2 Деаэратор .....	34
3.3.3 Сетевые подогреватели .....	34
3.3.4 Выбор питательных насосов.....	34
3.3.5 Выбор конденсатных насосов.....	35
3.3.6 Выбор циркуляционных насосов .....	35

3.3.7	Выбор сетевых насосов .....	36
3.3	Генеральный план .....	37
3.4	Компоновка главного корпуса .....	38
3.5	Выбор градирен.....	39
4	Проектирование топливного хозяйства.....	40
4.1	Определение расхода топлива на ТЭС .....	40
4.2	Приемные разгрузочные устройства.....	41
4.3	Ленточные конвейеры .....	41
4.4	Дробилки.....	42
4.5	Топливные склады .....	42
4.6	Выбор механизмов системы пылеприготовления .....	43
4.7	Дутьевые вентиляторы и дымососы.....	43
4.8	Золоулавливание .....	46
4.9	Золоудаление .....	47
4.10	Расчёт выбросов и выбор дымовой трубы.....	48
5	Экономическая часть .....	50
5.1	Расчет себестоимости единицы тепловой и электрической энергии .....	50
5.2	Оценка экономической эффективности и капитальных вложений.....	53
6	Электрическая часть .....	56
6.1	Выбор основного электрического оборудования станции .....	56
6.2	Расчёт и выбор трансформатора.....	57
6.3	Выбор главной схемы электрических соединений и построение схемы .....	58
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	60
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	61

## ВВЕДЕНИЕ

Строительство новых и расширение имеющихся производств, увеличение общего потребления электроэнергии на душу населения в связи с ростом уровня жизни ведут к необходимости увеличения выработки тепловой и электрической энергии.

Поскольку возобновляемая энергетика на сегодняшний день не в состоянии полностью заменить традиционную или в лучшем случае покрыть возрастающие потребности, очевидным решением проблемы возрастающего потребления является строительство новых и расширение/модернизация имеющихся тепловых электрических станций.

Проектирование ТЭС начинается с выбора места строительства. Оно должно удовлетворять следующим требованиям: близость к потребителю тепловой и электрической энергии, источнику топлива и водоснабжения. Место размещения должно удовлетворять требованиям экологии по всем видам загрязнений (химическое, физическое, тепловое).

Место строительства проектируемой ТЭЦ – город Хабаровск. Паровые котлы работают на буром угле Райчихинского месторождения. Электрическая мощность станции 370 МВт. В машинном зале установлено две турбины Т-185/220-12,8. Максимальная отопительная нагрузка станции 1374 Гкал/ч.

Расчёт проектируемой ТЭС будет состоять из:

- составления принципиальной тепловой схемы;
- построения процесса расширения;
- расчёта принципиальной схемы;
- выбора основного и вспомогательного оборудования котельного и турбинного цехов, а также оборудования систем пылеприготовления;
- выбора системы пылеприготовления и расчёта мельничных устройств;
- выбора тягодутьевых механизмов;
- расчёта систем золоулавливания и золоудаления;
- выбора типоразмера дымовой трубы;
- составления генплана и разреза главного корпуса.

# 1 Технико-экономическое обоснование строительства

## 1.1 Литературный обзор

В отечественной теплоэнергетике в основном используется устаревшее оборудование. Встает остро вопрос обновления оборудования ТЭС. На рисунке 1, можно увидеть что к 2015 году, среднее число лет эксплуатации у котлов равняется 43 года, а у турбин 34 года. Это превышает их проектный ресурс.

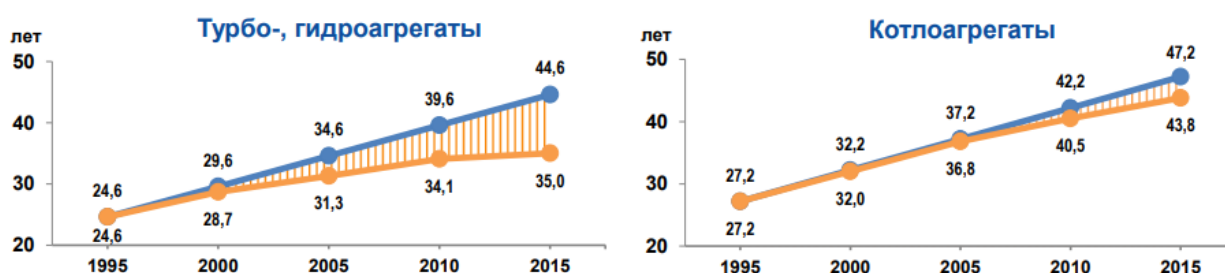


Рисунок 1 – Динамика изменения среднего срока службы основного оборудования

Энергетическая стратегия развития энергетики РФ до 2035 года (далее Стратегия) говорит нам о том, что необходимо решать следующие задачи:

Вывод из эксплуатации физически устаревшего энергетического оборудования, экономически неэффективного, с введением нужного объема новых мощностей на базе отечественных технологий и оборудования, с сохранением выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме.

В стратегии написано, что в целях стимулирования вывода устаревшего оборудования из эксплуатации, необходимо усиление ограничений по использованию не отвечающего современным требованиям оборудования.

Из 1000 теплофикационных турбин на ТЭС, 800 единиц находятся в эксплуатации более 30 лет, а 600 единиц отработали более 40 лет, и требуют незамедлительной замены в ближайшее время.



В стратегии поднимается проблема зависимости нашей страны от природного газа. Необходимо увеличивать долю угля, уменьшая газовую часть, это позволит не допустить дефицит газа для других нужд.

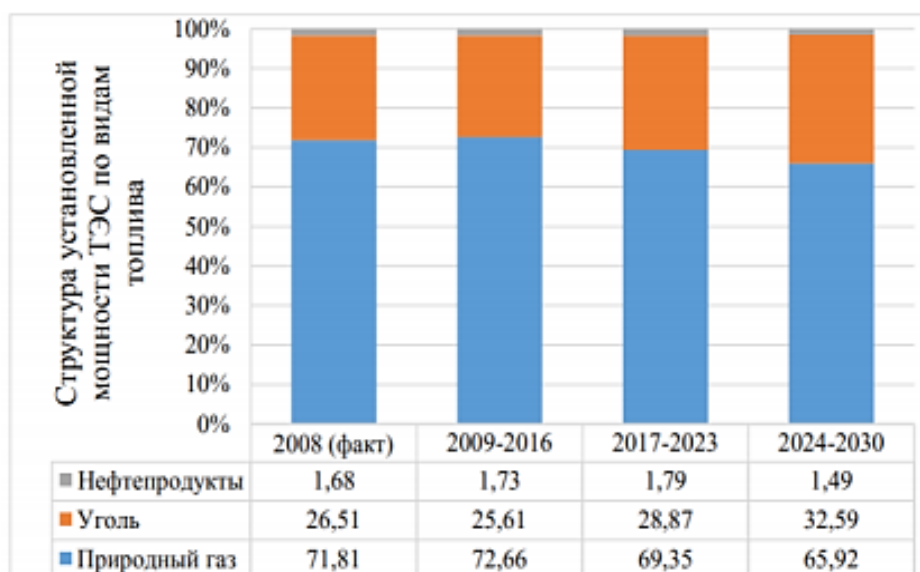


Рисунок 2 – Прогноз изменения структуры потребления органического топлива по минимальному сценарию

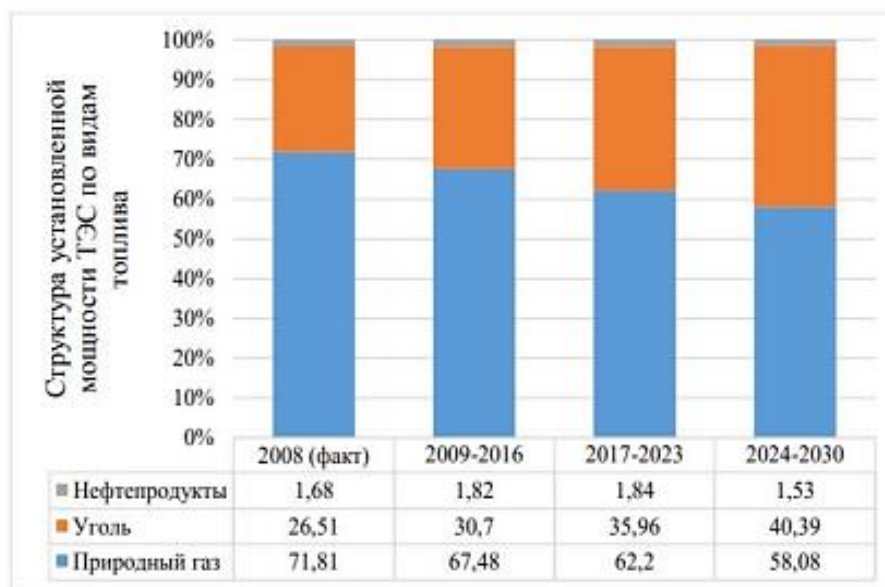


Рисунок 3 – Прогноз изменения структуры потребления органического топлива по максимальному сценарию

На данный момент поставленная цель выполняется по минимальному сценарию, а в некоторых случаях даже, и он не выполняется, из-за удобства

газа, и ограниченной пропускной способностью железных дорог. Поэтому использование твердого топлива наиболее эффективно и как никогда актуально в настоящее время. Структура топливного баланса энергоисточников Дальневосточной генерирующей компании в 2019 году составила:

- природный газ 52,2%.
- уголь 47,3%.
- жидкое нефтяное топливо 0,5%.

Согласно этим тенденциям в энергосистеме Хабаровского края намечено поэтапное замещение выработавшего ресурс оборудования с морально устаревшими технологиями. Так, например планируется осуществить строительство Хабаровской ТЭЦ-4 и перевод Хабаровской ТЭЦ-1 в режим водогрейной котельной.

## **1.2 Описание Хабаровской ТЭЦ-1**

Хабаровская ТЭЦ-1 является одной из самых старых ТЭЦ данного региона, она была введена в эксплуатацию 28 сентября 1954 года. В настоящее время установленная электрическая мощность Хабаровской ТЭЦ-1 составляет 435 МВт.

- по группе оборудования с давлением 90 кгс/см<sup>2</sup> – 130 МВт;
  - по группе оборудования с давлением 130 кгс/см<sup>2</sup> – 305 МВт;
- Установленная тепловая мощность 1200,2 Гкал/ч.

Присоединённая тепловая нагрузка Хабаровской ТЭЦ-1 в горячей воде с учетом потерь, составила 950,08 Гкал/ч; присоединенная тепловая нагрузка в производственном паре составляет 46,4 Гкал/ч; суммарная тепловая нагрузка в паре и горячей воде составляет 996,48 Гкал/ч.

Расчетный температурный график теплосети для г. Хабаровска составляет 130/70 °С, фактический – 120/70 °С.

Хабаровская ТЭЦ-1 с поперечными связями. Всего на станции были введены в эксплуатацию 9 турбоустановок общей электрической мощностью 485 МВт. Станция имеет две группы оборудования – 90 кгс/см<sup>2</sup> (ТЭЦ-90) и 130 кгс/см<sup>2</sup> без промперегрева (ТЭЦ-130).

Местоположение ТЭЦ-1 в южной части г. Хабаровска обуславливает относительно высокий коэффициент использования установленной мощности по сравнению с другими станциями Филиала «Хабаровская генерация», который составляет до 43,72 %, что всего на 2,2 % ниже самой загруженной станции филиала Комсомольской ТЭЦ-2.

На ХТЭЦ-1 основным топливом является уголь и природный газ. Резервным топливом является мазут. Поставка угля и мазута на ТЭЦ осуществляется железнодорожным транспортом.

На ХТЭЦ-1 сжигает несколько марок углей: ургальский «ГР» и бурые переясловский, харанорский и райчихинский. Вместимость склада топлива составляет до 322. Тys. т, при длине склада до 478 м. и ширине 64,2 м.

На станции установлено 4 мазутных бака, в том числе: 3 бака емкостью по 2000 м<sup>3</sup> и 1 бак емкостью 3000 м<sup>3</sup>. В настоящее время, бак с емкостью 3000 м<sup>3</sup> выведен из эксплуатации.

Природный газ поступает на ХТЭЦ-1 по городскому распределительному газопроводу высокого давления второй категории от газораспределительной станции ГРС-1 п. Ильинка на ГРП ХТЭЦ-1. Максимальное давление газа в присоединенном газопроводе к ХТЭЦ-1 составляет 0,6 МПа. Расчетная производительность ГРП составляет 120 тыс. м<sup>3</sup>/ч. В настоящее время среднее потребление природного газа ХТЭЦ-1 составляет около 75-78 тыс.м<sup>3</sup>/ч.

Система технического водоснабжения Хабаровской ТЭЦ-1 оборотная. Охладителями воды являются: брызгальный бассейн емкостью 7280 м<sup>3</sup> и пять градирен площадью орошения по 1600 м<sup>2</sup> каждая.

### **1.3 Технические решения по строительству Хабаровской ТЭЦ-4**

Проект строительства Хабаровской ТЭЦ-4 представляется обоснованным с точки зрения необходимости замещения морально и технически устаревших мощностей существующей Хабаровской ТЭЦ-1, а также с точки зрения повышения надёжности энергообеспечения потребителей и ликвидации дефицита тепло и электроснабжения прилегающих к территории Хабаровской ТЭЦ-1, муниципальных образований и микрорайонов городского округа г. Хабаровск, в том числе его южной части.

Установленная электрическая мощность будущей ТЭЦ-4 составляет 370 МВт, тепловая – 1374 Гкал/час. По электрической мощности, это примерно пятая часть максимума нагрузки всего Хабаровского края. По тепловой мощности — около 65% базового уровня потребления тепловой энергии Хабаровска.

Место строительства новой ТЭЦ-4. Выбрана Юго-Восточная площадка города, на значительном удалении от жилых районов. Расстояние от Юго-Восточной площадки до площадки существующей Хабаровской ТЭЦ-1 по прямой составляет около 4 км. Ориентировочное время нахождения пожарных в пути, до места очага пожара составляет 10-15 минут.



Рисунок 4 – Место строительства новой ТЭЦ

Система технического водоснабжения новой ТЭЦ предназначена для забора и подачи технической воды для нужд станции, а также для компенсации потерь воды в системе охлаждения в результате ее испарения, уноса ветром и сброса в качестве продувки системы.

Источником технического водоснабжения новой ТЭЦ является техническая вода из р. Амур, поступающая от новой береговой насосной станции.

Система водоснабжения новой ТЭЦ будет включать в себя:

- Циркуляционное обратное техническое водоснабжение конденсаторов турбин.
- Систему охлаждения механизмов и оборудования (газоохладители генераторов, подшипники механизмов и т.д.)
- Систему подачи сырой (технической) воды на подпитку контура циркуляционного охлаждения конденсаторов турбин и на ХВО для подготовки подпиточной воды котлов и теплосети.

#### 1.4 Экономический анализ вариантов основного оборудования

Для экономического анализа основного оборудования, будут рассмотрены три возможных варианта:

1. Установка газовой ТЭС. Два блока ГТУ на базе ГТ GT13E2 Alstom + водогрейный котел утилизатор.

2. Установка газовой ТЭС. Два блока ПГУ (2хГТ 6 FA GE + 2 котла утилизатора + Т-63/70-7,5).

3. Установка угольной ТЭС. Два блока ПТУ (2хТ-185/220-12,8 + 2х Еп-670-13,8-545/545).

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование показателя	Значение показателя
Вид топлива	Уголь райчихинского месторождения
Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/час:	540
А) в паре	0
Б) в горячей воде	540
Число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год:	
А) в паре	0
Б) в горячей воде	6000
Электрическая нагрузка потребителей, МВт	370
Число часов использования номинальной установленной мощности ТЭЦ, час/год	7396
Производительность энергетического котла т/час	670
Коэффициент полезного действия котла, %	92
Число часов работы турбин, час/год	7200
Замыкающие затраты на уголь/газ, руб/т.у.т./м <sup>3</sup>	2000/7000
Замыкающие затраты на электроэнергию, руб/кВт*ч	1,85
Коэффициент удорожания капитальных вложений	1,18
Среднегодовой фонд оплаты труда одного работающего, руб/год	525206
Районный коэффициент	1,2
Страховые взносы, %	30,4

### 1.5 Расчёт капитальных вложений

Выбор рационального варианта решения осуществляют по основному критерию (минимуму приведённых затрат) и дополнительным критериям с учётом специального задания. Затраты рассчитывают по их составляющим (млн руб.):

$$Z_{\text{прив}} = E_n \cdot K + (I_{\text{ам}} + I_{\text{ЗП}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{пр}}) + Z_{\text{топ}} \pm \Delta Z_c \quad (1.1)$$

При расчёте первой составляющей затрат нормативный коэффициент эффективности  $E_n$  принимают равным 0,12.

Единовременные капитальные вложения:

$$K = (K_T + K_{\Pi} + K_N) \cdot k_k \cdot k_i \quad (1.2)$$

где  $K_T$  - затраты в узел турбоустановки, (входит стоимость именно турбины, генератора и взаимодействующего с ними вспомогательного оборудования, цена машинного отделения, оборудования технического водоснабжения, химической очистки воды и распределительного устройства);

$K_{\Pi}$  - затраты в узел парогенератора (входит стоимость котельного агрегата, взаимодействующего оборудования, тягодутьевых устройств, пылеприготовления, золоудаления и золоулавливания, цена сооружения котельной, деаэрационной, бункерной, дымовых труб, топливного склада, внешнего гидрозолоудаления);

$K_N$  – совокупные капитальные вложения, связанные с мощностью станции (входит коммуникации, подсобных и обслуживаемых объектов, проектно-испытательных работ и др.);

$k_k$  - коэффициент, учитывающий изменения условий строительства от принятых при расчёте нормативных показателей (местные условия, систему водоснабжения, вид топлива);

## 1.6 Определение ежегодных издержек связанных с эксплуатацией

Сумма амортизационных отчислений, млн руб./год:

$$U_a = K \cdot N_a \quad (1.3)$$

где  $N_a$  – средняя норма амортизации станции;

Для расчётов заработной платы работников по станции используют данную формулу, млн руб./год:

$$U_{\text{зп}} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot k_p \cdot (1 + k_{\text{сс}}) \cdot 10^{-6} \quad (1.4)$$

где  $n_y$  – штатный коэффициент;

$\Phi_{\text{зп}}$  – средняя заработная плата одного работника за год.

$k_p$  – районный коэффициент, которым учитывают увеличение фонда заработной платы в зависимости от климатических условий работы (для районов Восточной Сибири он равен 1,2, для Западной – 1,15);

$k_{\text{сс}}$  – коэффициент, учитывающий отчисления на социальное страхование.

Расходы по ремонту, млн руб./год:

$$U_{\text{тр}} = U_a \cdot N_{\text{тр}} \quad (1.5)$$

где  $N_{\text{тр}}$  – норма удержаний на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ТЭС, в среднем принимают 20%.

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные затраты;
- затраты по охране труда и ТБ;
- налоги и денежные сборы;
- и др.

Эта величина равняется 30 % от общих затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых вкладов во внебюджетные фонды, млн руб./год:

$$U_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{зп}}) \quad (1.6)$$

Топливная составляющая затрат:

$$Z_{\text{топ}} = V_{\text{год}} \cdot \zeta_{\text{топ}} \cdot 10^{-3} \quad (1.7)$$

где  $V_{\text{год}}$  – годовой расход топлива, тыс. т.у.т./год;

$\zeta_{\text{топ}}$  – замыкающие затраты на топливо.

Расход топлива на станции суммируется из его расхода на выработку тепловой энергии в горячей воде, паре и на выработку электроэнергии, тыс. т.у.т.:

$$V_{\text{ТЭЦ}} = V_{\text{ГВ}} + V_{\text{п}} + V_{\text{эл}} \quad (1.8)$$

где  $V_{\text{ГВ}}$  – потребление топлива на выработку тепловой энергии в горячей воде, тыс. т.у.т.;

$V_{\text{эл}}$  – потребление топлива на выработку электрической энергии, тыс. т. у.т.;

$V_{\text{п}}$  – потребление топлива на выработку тепловой энергии в паре, тыс. т. у.т.;

Расходы топлива на теплоэнергию определяют по удельным расходам топлива (тыс. т.у.т.):

$$V_{\text{п}} = b_{\text{отб}}^{\text{п}} \cdot Q_{(\text{год})\text{отб}}^{\text{п}} \quad (1.9)$$

$$V_{\text{ГВ}} = b_{\text{отб}}^{\text{ГВ}} \cdot Q_{(\text{год})\text{отб}}^{\text{ГВ}} \quad (1.10)$$

Удельные расходы топлива на отпуск пара и горячей воды из отборов рассчитывают по формулам (кг.у.т./Гкал):

$$b_{\text{отб}}^{\text{п}} = \frac{143}{\eta_{\text{к}}^{\text{п}}} \quad (1.11)$$

$$b_{\text{отб}}^{\text{ГВ}} = \frac{143}{\eta_{\text{к}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{то}}} \quad (1.12)$$

Годовой отпуск тепла в паре:

$$Q_{\text{год}}^{\text{п}} = Q_{\text{р}}^{\text{п}} \cdot h_{\text{max}}^{\text{п}} \cdot 10^{-3} \quad (1.13)$$

Годовой отпуск тепла в горячей воде:

$$Q_{\text{год}}^{\text{ГВ}} = Q_{\text{р}}^{\text{ГВ}} \cdot h_{\text{max}}^{\text{ГВ}} \cdot 10^{-3} \quad (1.14)$$

Расход топлива на выработку электроэнергии по ТЭЦ (тыс. т.у.т.):

$$B_{\text{эл}} = b_{\text{э}} \cdot \text{Э}_{\text{ТЭЦ}} \cdot 10^{-3} \quad (1.15)$$

Годовую выработку рассчитывают по формуле, млн. кВт ч:

$$\text{Э}_{\text{ТЭЦ}} = N_{\text{у}} \cdot h_{\text{у}} \cdot 10^{-3} \quad (1.16)$$

Выравнивание сравниваемых вариантов по электроэнергетическому эффекту (у потребителя) осуществляется через связь с системой, а в денежном выражении – через  $\Delta Z_{\text{с}}$ :

$$\Delta Z_{\text{с}} = \pm \Delta \text{Э}_{\text{с}} * \zeta_{\text{эл}} \quad (1.17)$$

Поступление электроэнергии от системы  $+\Delta \text{Э}_{\text{с}}$  или передача её от ТЭЦ в систему  $-\Delta \text{Э}_{\text{с}}$ :

$$\Delta \text{Э}_{\text{с}} = \text{Э}_{\text{потр}} - \text{Э}_{(\text{тэц})\text{отп}} \quad (1.18)$$

$$\text{Э}_{\text{потр}} = P_{\text{max}} * h_{\text{max}} * 10^{-3} \quad (1.19)$$

$\text{Э}_{(\text{тэц})\text{отп}}$  - считается с учетом собственных нужд станции (5%).

$$\text{Э}_{(\text{тэц})\text{отп}} = \text{Э}_{\text{ТЭЦ}} - \text{Э}_{\text{сн}} \quad (1.20)$$

Таблица 2 – Размер приведённых затрат по вариантам

Вариант	Приведённые затраты, млн.руб
№1 (ГТУ)	7239,2
№2 (ПГУ)	6404,2
№3 (ПТУ)	6231,1

Таблица 3 – Себестоимость за 1 кВт\*ч энергии

Тип станции	Себестоимость отпущенной электроэнергии, руб./кВт*ч
№1 ПГУ	4,73
№2 ГТУ	4,22
№3 ПТУ	3,61

Основываясь на приведенных затратах, и себестоимости отпущенной электроэнергии, а также на тенденциях в стремлении замены природного газа на уголь, выбираю 3 вариант. Установка угольной ТЭЦ на базе двух теплофикационных энергоблоков (Т-185/220-12,8 с Еп-670-13,8).



## 2 Расчётная часть

### 2.1 Расчёт тепловой схемы

#### 2.1.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету

Произвести расчет тепловой схемы и определить технико-экономические показатели турбины Т-185/220-12,8:

электрическая нагрузка  $W_{э} = 185$  МВт

максимальная отопительная нагрузка ТЭЦ  $Q_{от}^{мак} = 460$  МВт

коэффициент теплофикации ТЭЦ  $\alpha = 0,523$

Принципиальная тепловая схема с турбиной Т-185/220-12,8 представлена на рисунке 5. Как видно из тепловой схемы отпуск тепла осуществляется из двух теплофикационных, регулируемых отборов. Отборный пар поступает на сетевой подогреватель.

Система регенерации состоит из четырех подогревателей низкого давления (ПНД), деаэратора и трёх подогревателей высокого давления (ПВД). Слив конденсата из ПВД – каскадный в деаэратор. Слив конденсата из ПНД – с помощью дренажного насоса (ДН) в линию основного конденсата. В схеме используется котел барабанного типа, непрерывная продувка котла направляется в двухступенчатый расширитель. Для уменьшения тепловых потерь с продувочной водой используется поверхностный подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ) из химводоочистки (ХВО).

Пар из уплотнений поступает в сборник дренажей, а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара (ОЭ), что способствует дополнительному подогреву основного конденсата.

Заводские данные для турбины Т-185/220-12,8:

Электрическая мощность	$W_{э} = 185$ МВт;
Максимальная отопительная нагрузка	$Q_{от}^{мак} = 600000$ кВт;
Тепловая мощность отопительных отборов	$Q_{от}^{баз} = 314,010$ кВт;
Начальные параметры пара:	
Давление	$P_0 = 12,8$ МПа;
Температура	$t_0 = 540$ °С;
Давление в конденсаторе турбины	$P_к = 0,0036$ МПа;

Число отборов пара на регенерацию – 7;

Давление в отборах:

$P_{от1} = 4,21$  МПа;

$P_{от2} = 2,77$  МПа;

$P_{от3} = 1,29$  МПа;

$P_{от4} = 0,672$  МПа;

$P_{от5} = 0,264$  МПа;

$P_{от6} = 0,2$  МПа;

$P_{от7} = 0,15 \text{ МПа};$

Расчётные значения внутреннего относительного КПД турбины Т-185-220:

$\eta_{oi}^{ЦВД} = 84,5\%;$

$\eta_{oi}^{ЦСД} = 88,2\%;$

$\eta_{oi}^{ЦНД} = 87,6\%;$

КПД дросселирования по отсекам:

$\eta_{др}^{ЦВД} = 94,9\%;$

$\eta_{др}^{ЦСД} = 95\%$

$\eta_{др}^{ЦНД} = 97\%;$

Электромеханический КПД  $\eta_{эм} = 0,98.$

Расход продувочной воды;  $\alpha_{прод} = 1,5\%;$

Расход пара на собственные нужды машинного отделения;  $\alpha_{сн}^{МЗ} = 1,2\%;$

Расход пара на собственные нужды котельного цеха;  $\alpha_{сн}^{КЦ} = 1,2\%;$

Внутристанционные потери конденсата;  $\alpha_{ут} = 1,1\%;$

Температура химически очищенной воды;  $t_{хов} = 30 \text{ }^\circ\text{C};$

Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях;  $\Delta t_{эж} + \Delta t_{сп} = 15 \text{ }^\circ\text{C};$

КПД подогревателей поверхностного типа;  $\eta_{то} = 0,98.$

Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД;  $\vartheta_{пвд} = 2 \text{ }^\circ\text{C}.$

Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД;  $\vartheta_{пнд} = 5 \text{ }^\circ\text{C}.$

Температурный график сети для г. Хабаровска принимаем;  $130/70 \text{ }^\circ\text{C}.$

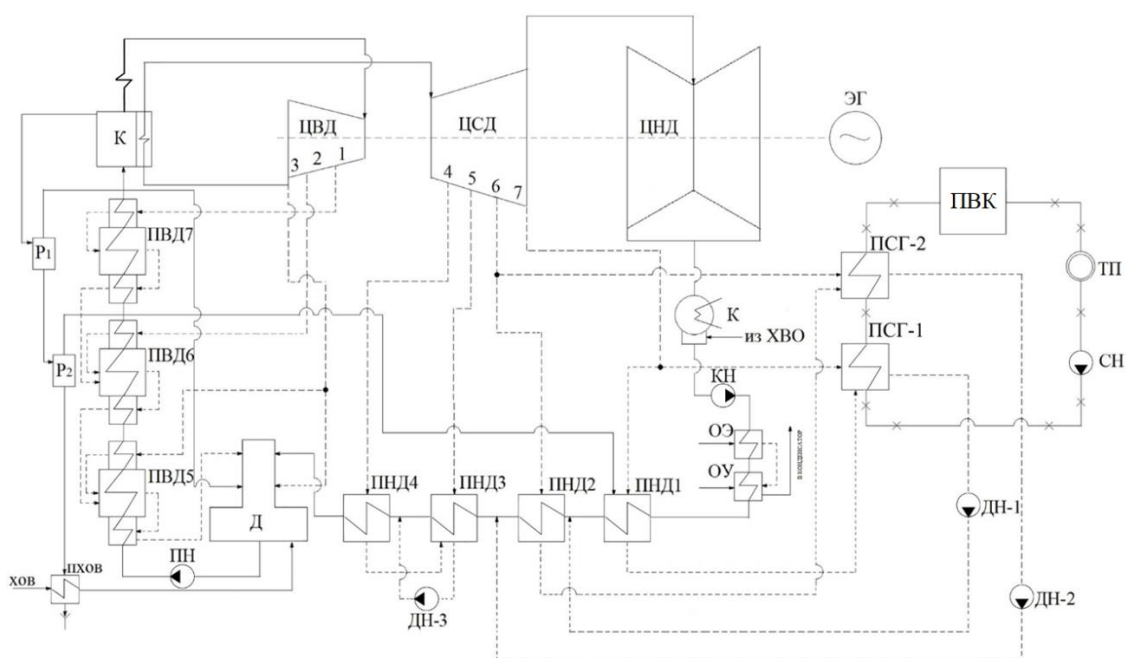


Рисунок 5 – Принципиальная тепловая схема турбины Т-185/220-12,8

### 2.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды

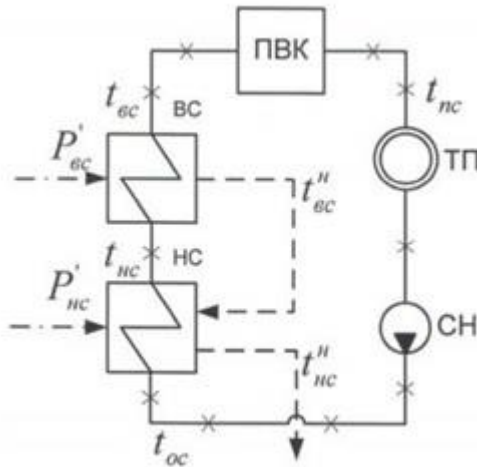


Рисунок 6 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{max}}}{C_{\text{в}} \cdot \Delta t} = \frac{600000}{4,186 \cdot (130 - 70)} = 1791,687$$

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = 0,523$$

Температура насыщения верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{\text{вс}} = 111,868$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{вс}}^{\text{H}} = 482,55$$

Давление пара в корпусе верхнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{\text{вс}} = 0,16918$$

Температура насыщения нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{\text{нс}} = 90,934$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}} = 398,1$$

Давление пара в корпусе нижнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{\text{НС}} = 0,08464$$

### 2.1.3 Построение процесса расширения пара на *i-s* диаграмме

Из характеристик турбины имеем:

Начальные параметры пара перед стопорным клапаном:

Давление  $P_0 = 12,8$  МПа;

Температура  $t_0 = 540$  °С;

Находим на *i-s* диаграмме (рисунок 7) точку  $A_0$ . С учётом дросселирования пара в регулирующих органах цилиндра давление пара на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦВД}} = 12,8 \cdot 0,949 = 12,1$$

Теоретический процесс расширения пара от давления  $P'_0$  до давления  $P=2,77$  изображается линией  $A_0B_0$ . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “В” можно определить, кДж/кг:

$$i_B = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} = 3447,7 - (3447,7 - 3014,4) \cdot 0,845 = 3081,561$$

где  $i_{B_0} = 3014,4$  кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$i_{A_0} = 3447,7$  кДж/кг – энтальпия острого пара;

$\eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} = 0,845$  внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

Получив значение давления в точке  $P'_1 = 2,507$ ; и через потерю давления на промперегрев, найденное как  $\Delta P_{\text{пп}} = 1 - 0,095 = 0,905$ . Где 0,095 это 9,5% потеря давления при промперегреве. Далее найдем давление для точки С, МПа:

$$P_c = P'_1 \cdot \Delta P_{\text{пп}} \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦСД}} = 2,507 \cdot 0,905 \cdot 0,95 = 2,382$$

При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке D можно определить, кДж/кг:

$$i_D = i_C - (i_C - i_{D_0}) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦСД}} = 3551,8 - (3551,8 - 2824,0) \cdot 0,882 = 2909,88$$

где  $i_C = 3551,8$  кДж/кг – энтальпия пара за ЦВД;  
 $i_{D_0} = 2824,0$  кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦСД;  
 $\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,882$  внутренний относительный коэффициент полезного действия для цилиндра среднего давления.

При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке Е можно определить, кДж/кг:

$$i_E = i_{D'} - (i_{D'} - i_{E_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2909,9 - (2909,9 - 2293,483) \cdot 0,8 = 2369,9$$

где  $i_{D'} = 2909,9$  кДж/кг – энтальпия пара перед ЦНД,  $i_{E_0} = 2293,483$  кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦНД;  $\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,876$  – внутренний относительный коэффициент полезного действия для цилиндра низкого давления.

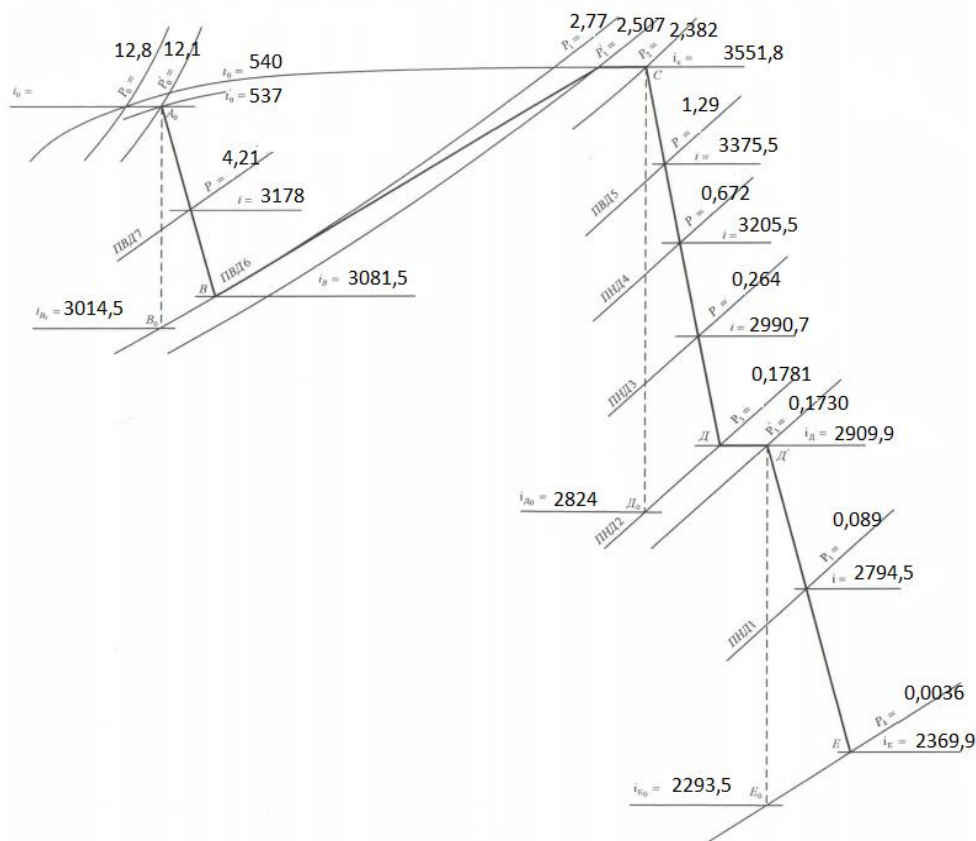


Рисунок 7 – Процесс расширения пара в турбине Т-185/220-12,8

Определим расход пара на сетевые подогреватели:

Расход пара на верхний сетевой подогреватель определяется, кг/с:

$$D_{BC} = \frac{G_{CB} \cdot \Delta t_{BC} \cdot C_B}{(i_6 - t_{BC}^H) \cdot \eta_{\Pi}} = \frac{1791,687 \cdot 20,934 \cdot 4,186}{(2909,891 - 482,55) \cdot 0,98} = 88,003 .$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{HC} = \frac{G_{CB} \cdot \Delta t_{HC} \cdot C_B}{(i_7 - t_{HC}^H) \cdot \eta_{\Pi}} = \frac{1791,687 \cdot 20,934 \cdot 4,186}{(2794,5 - 398,1) \cdot 0,98} = 89,139 .$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{BC} = G_{CB} \cdot (t_{BC} - t_{HC}) \cdot C_B = 1791,687 \cdot (111,8 - 90,9) \cdot 4,186 = 157005 .$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{HC} = G_{CB} \cdot (t_{HC} - t_{OC}) \cdot C_B = 1791,687 \cdot (90,9 - 70) \cdot 4,186 = 157005 .$$

#### 2.1.4 Определение параметров по элементам схемы

Подогреватель высокого давления (ПВД1). Давление пара в отборе 4,21 МПа. Принимая потерю давления 5 %, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{ПВД1} = 4,21 \cdot 0,95 = 4$$

Температура насыщения греющего пара, °С:

$$t_H = 250,358$$

Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг:

$$\bar{t}_i = 1087,43$$

Температура питательной воды за подогревателем с учётом недогрева, °С:

$$t_{ПВ} = t_H - \vartheta_{ПВД} = 250,358 - 2 = 248,358$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$\bar{t}_{ПВ} = t_{ПВ} \cdot C_B = 250,358 \cdot 4,000032 = 1001,44$$

Энтальпия греющего пара (из i-s диаграммы), кДж/кг:

$$i_{отб} = 3177,5$$

Использованный теплоперепад турбиной до отбора на ПВД, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{отб} = 3447,75 - 3177,5 = 270,25$$

Также определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД1	ПВД2	ПВД3	Деаэ-ратор	ПНД4	ПНД3	ПНД2	ВС	ПНД1	НС	Конден сатор
Давление отборного пара, МПа	4,21	2,77	1,29	1,29	0,672	0,264	0,178	0,178	0,089	0,089	0,0036
Энтальпия пара, кДж/кг	3177,5	3081,5	3375,9	3375,9	3205,36	2990,6	2909,9	2909,9	2791,8	2791,8	2369,9
Давление пара у подогревателя, МПа	4	2,63	1,226	0,7	0,638	0,251	0,169	0,169	0,085	0,085	0,0036
Температура насыщения греющего пара, °С	250,3	226,71	188,93	164,95	162,8	127,54	114,96	116,86	96,38	95,93	27,153
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1087,43	974,8	802,82	697,143	688,17	535,91	482,41	482,55	403,83	391,8	113,841
Температура воды за подогревателем, °С	248,3	224,71	184,9	164,95	158,8	123,54	110,96	111,86	92,38	90,934	27,153
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	1001,44	940,63	774,13	690,493	665,13	517,15	464,51	468,279	386,7	380,65	113,841
Использованн ый теплоперепад, кДж/кг	270,25	366,2	542,5	542,504	712,491	927,317	1008,10	1008,1	1123,5	1123,5	1548,1

### 2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:

для верхнего теплофикационного отбора:

$$y_{вс} = \frac{i_{вс} - i_k}{i_0 - i_k + q_{пп}} = \frac{2909,9 - 2369,9}{3447,75 - 2369,9 + 468,975} = 0,349$$

для нижнего теплофикационного отбора:

$$y_{нс} = \frac{i_{нс} - i_k}{i_0 - i_k + q_{пп}} = \frac{2791,8 - 2369,9}{3447,75 - 2369,9 + 468,975} = 0,273.$$

Принимая после уточнения коэффициент регенерации  $K_p = 1,1974$ , расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_T = K_P \cdot \left( \frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{вс} \cdot D_{вс} + y_{нс} \cdot D_{нс} \right) =$$

$$= 1,1974 \cdot \left( \frac{185000}{1548,104 \cdot 0,98} + 0,349 \cdot 66,002 + 0,273 \cdot 66,854 \right) = 195,435$$

где  $H_i = 1548,104$  кДж/кг – теплоперепад, срабатываемый турбиной;  
 $\eta_{эм} = 0,98$  – электромеханический КПД.

### 2.1.6 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят 0,5 % от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{эж} = 0,005 \cdot D_T = 0,005 \cdot 195,435 = 0,977$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 195,435 = 1,954$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{ут} = \frac{\alpha_{ум}}{100} \cdot D_T = \frac{1,1}{100} \cdot 195,435 = 2,15$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{мз} + \alpha_{сн}^{ко}}{100} \cdot D_T = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 195,435 = 4,69$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{пе} = D_T + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн} =$$

$$= 195,435 + 0,977 + 1,954 + 2,15 + 4,69 = 205,206$$

Расход продувочной воды, кг/с:

$$G_{пр} = \frac{\alpha_{пр}}{100} \cdot D_{пе} = \frac{1,5}{100} \cdot 205,206 = 3,078$$

Расход питательной воды с учетом продувки, кг/с:

$$G_{пв} = D_{пе} + G_{пр} = 205,206 + 3,078 = 208,284$$



## 2.1.7 Расчет расширителей непрерывной продувки

Расчетная схема расширителей непрерывной продувки представлена на рисунке 8.

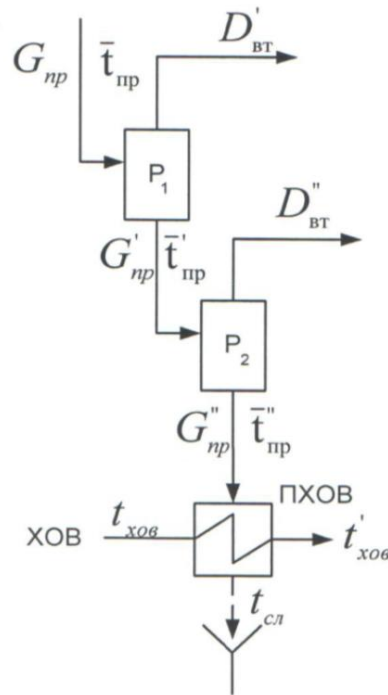


Рисунок 8 – Расчетная схема расширителей непрерывной продувки

Из уравнений материального и теплового баланса для расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D'_{вт} = \frac{G_{пр} \cdot (\bar{t}_{пр} - \bar{t}'_{пр})}{r_1} = \frac{3,078 \cdot (1570,8 - 705)}{2065,61} = 1,29$$

где  $\bar{t}_{пр} = 1570,8$  кДж/кг – энтальпия воды в барабане парогенератора при  $P_6 = 14$  МПа;  $\bar{t}'_{пр} = 705$  кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой расширителя;  $r_1 = 2065,61$  кДж/кг – теплота парообразования при давлении  $P_d = 0,7$  МПа.

Расход продувочной воды в расширитель второй ступени, кг/с:

$$G'_{пр} = G_{пр} - D'_{вт} = 3,078 - 1,29 = 1,788$$

Из уравнений материального и теплового баланса для расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D''_{вт} = \frac{G'_{пр} (\bar{t}'_{пр} - \bar{t}''_{пр})}{r_2} = \frac{1,788 \cdot (705 - 403,966)}{2265,908} = 0,238$$

где  $\bar{t}'_{пр} = 705$  кДж/кг – энтальпия продувочной воды, поступающей из первой ступени расширителя;  $\bar{t}''_{пр} = 403,966$  кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой из второй ступени расширителя;  $r_2 = 2265,908$  кДж/кг – теплота парообразования при давлении  $P_{пнд2} = 0,1781$  МПа.

Количество воды, сливаемой в техническую канализацию, кг/с:

$$G''_{пр} = G'_{пр} - D''_{вт} = 1,788 - 0,238 = 1,55$$

Количество химически очищенной воды, подаваемой в деаэратор, кг/с:

$$G_{хов} = G''_{пр} + D_{ут} + D_{сн} = 1,55 + 2,15 + 4,69 = 8,39$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ найдём температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя, °С:

$$t'_{хов} = t_{хов} + \frac{G''_{пр} \cdot (t''_{пр} - t_{сл})}{G_{хов}} = 30 + \frac{1,55 \cdot (96,411 - 60)}{8,39} = 36,728$$

где  $t''_{пр} = 96,411$  °С – температура продувочной воды расширителя второй ступени,  $t_{сл} = 60$  °С – температура продувочной воды сливаемая в тех. канализацию после подогревателя химически очищенной воды.

### 2.1.8 Расчёт регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 9.

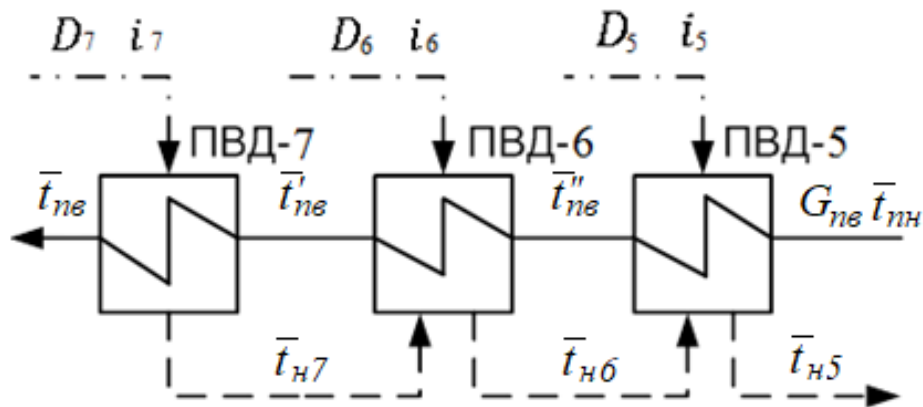


Рисунок 9 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7 \cdot (i_7 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta = G_{пв} \cdot (\bar{t}_{пв} - \bar{t}'_{пв})$$

Расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПВ}} - \bar{t}_{\text{ПВ}})}{(i_7 - \bar{t}_{\text{Н7}}) \cdot \eta} = \frac{208,284 \cdot (1039,6 - 940,63)}{(3177,5 - 1087,4) \cdot 0,98} = 10,064$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$(D_6 \cdot (i_6 - \bar{t}_{\text{Н6}}) + D_7 \cdot (\bar{t}_{\text{Н7}} - \bar{t}_{\text{Н6}})) \cdot \eta = G_{\text{ПВ}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПВ}} - \bar{t}_{\text{ПВ}})$$

Расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПВ}} - \bar{t}_{\text{ПВ}}) - D_7 \cdot (\bar{t}_{\text{Н7}} - \bar{t}_{\text{Н6}}) \cdot \eta}{(i_6 - \bar{t}_{\text{Н6}}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{208,284 \cdot (940,63 - 774,13) - 10,064 \cdot (1087,4 - 974,8) \cdot 0,98}{(3081,6 - 974,8) \cdot 0,98} = 16,259$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-5:

$$(D_5 \cdot (i_5 - \bar{t}_{\text{Н5}}) + (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{\text{Н6}} - \bar{t}_{\text{Н5}})) \cdot \eta = G_{\text{ПВ}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПВ}} - \bar{t}_{\text{ПН}})$$

Расход пара на ПВД-5, кг/с:

$$D_5 = \frac{(G_{\text{ПВ}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПВ}} - \bar{t}_{\text{ПН}}) - (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{\text{Н6}} - \bar{t}_{\text{Н5}})) \cdot \eta}{(i_5 - \bar{t}_{\text{Н5}}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{(208,284 \cdot (774,13 - 722,052) - (16,259 + 10,064) \cdot (974,8 - 802,8)) \cdot 0,98}{(3375,9 - 802,8) \cdot 0,98}$$

$$= 2,542$$

где  $\bar{t}_{\text{ПН}}$  – энтальпия питательной воды на входе в ПВД-3, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$t'_{\text{ПН}} = h_{\text{д}} + \frac{\Delta P_{\text{ПН}} \cdot V}{\eta_{\text{н}}} = 697,14 + \frac{17,3 \cdot 10^3 \cdot 0,00108}{0,75} = 722,052$$

где  $\Delta P_{\text{ПН}}$  – перепад давления питательной воды в питательном насосе, МПа;  
 $V = 0,00108 \text{ м}^3/\text{кг}$  – удельный объем питательной воды;  $\eta_{\text{н}} = 0,75$  - КПД насоса.

## 2.1.9 Расчёт деаэратора

Схема потоков воды и пара представлена на рисунке 10.

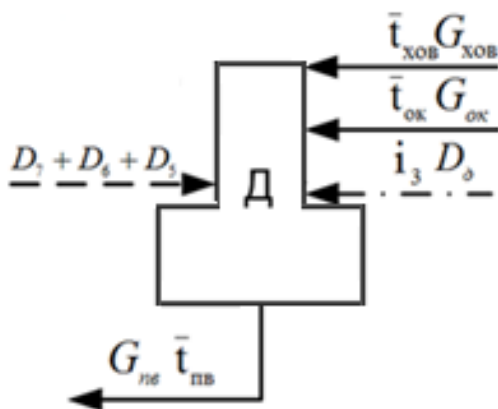


Рисунок 10 – Схема включения деаэратора

Уравнения теплового баланса:

$$G_{\text{пв}} \cdot \bar{t}_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) \cdot \bar{t}_{\text{н5}} + G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{ок}} + D_{\text{д}} \cdot i_3 + G_{\text{хов}} \cdot \bar{t}_{\text{хов}}$$

$$208,284 \cdot 690,49 = (2,542 + 10,064 + 16,259) \cdot 802,8 +$$

$$+ G_{\text{ок}} \cdot 665,13 + 8,39 \cdot 36,728 \cdot 4,186 + D_{\text{д}} \cdot 3375,9$$

Решив систему уравнений, получим, кг/с:

$$G_{\text{ок}} = 168,161$$

$$D_{\text{д}} = 1,578$$

## 2.1.10 Расчёт регенеративной схемы ПНД

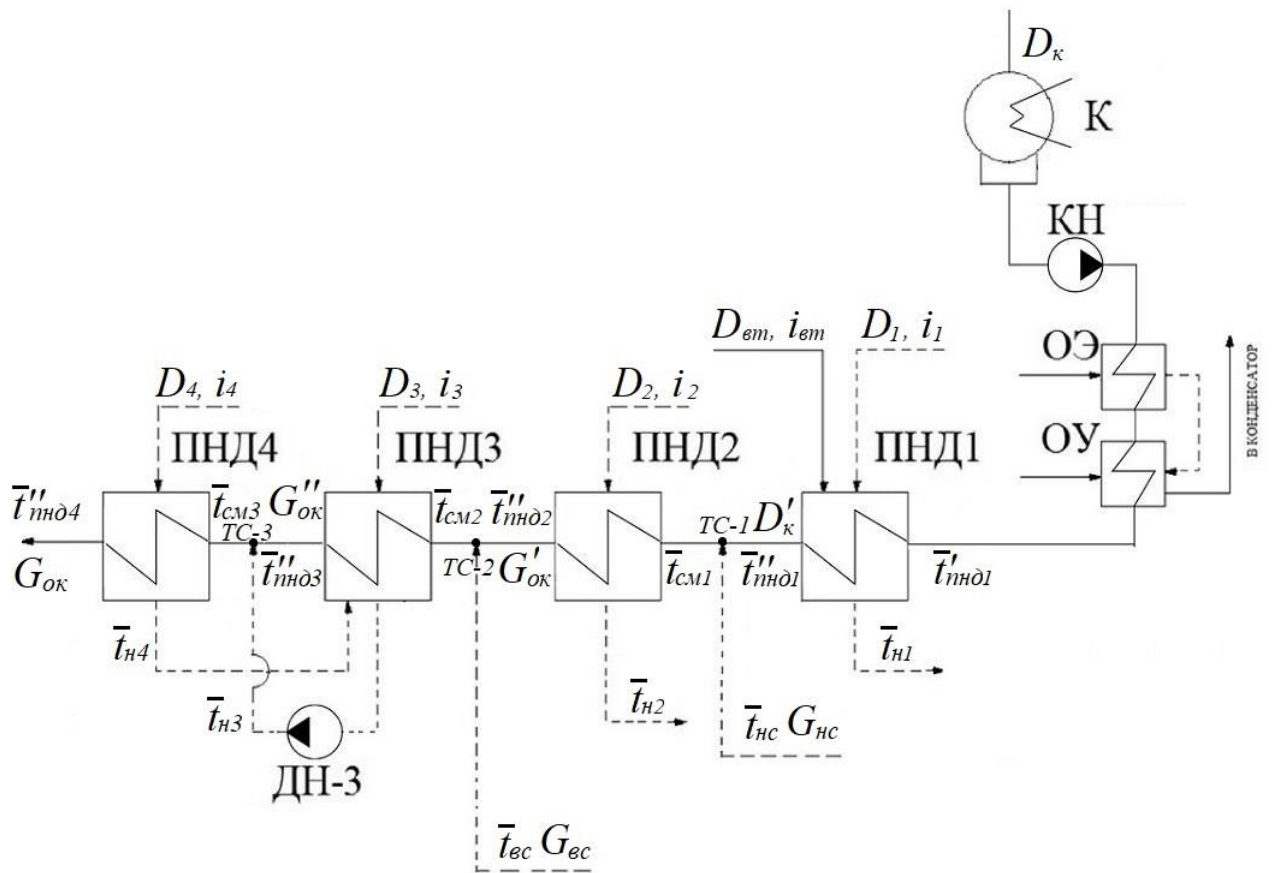


Рисунок 11 – Расчетная схема ПНД

Расчет ПНД4:

Уравнение теплового баланса и материального для ПНД4:

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_{н4}) \cdot \eta = G_{ок} \cdot (t_{пнд4}^{\bar{\cdot}} - \bar{t}_{см3})$$

$$D_4 = \frac{G_{ок} (t_{пнд4}^{\bar{\cdot}} - \bar{t}_{см3})}{(i_4 - \bar{t}_{н4}) \cdot \eta} = \frac{168,161 \cdot (631,5 - 450)}{(3205,36 - 688,17) \cdot 0,98} = 9,417$$

Уравнение теплового баланса и материального для ПНД3:

$$(D_3 \cdot (i_3 - \bar{t}_{н3}) + D_4 \cdot (\bar{t}_{н4} - \bar{t}_{н3})) \cdot \eta = G''_{ок} \cdot (t_{пнд3}^{\bar{\cdot}} - \bar{t}_{см2})$$

$$G_{ок} = G''_{ок} + D_3 + D_4$$

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_{см3} = G''_{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд3} + D_3 \cdot \bar{t}_3^H + D_4 \cdot \bar{t}_4^H$$

$$G''_{ок} = D_{вс} + G'_{ок} + D_2$$

$$G''_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{см2}} = D_{\text{вс}} \cdot \bar{t}_{\text{вс}}^{\text{H}} + G'_{\text{ок}} \cdot t''_{\text{пнд2}} + D_2 \cdot \bar{t}_2^{\text{H}}$$

Система уравнений для ПНД2, и ПНД1:

$$(D_2 \cdot (i_2 - \bar{t}_{\text{н2}}) \cdot \eta = G_{\text{ок}} \cdot (t''_{\text{пнд2}} - \bar{t}_{\text{см1}})$$

$$G_{\text{ок}} = D_{\text{к}} + D_{\text{нс}} + D''_{\text{вт}}$$

$$G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{см1}} = D_{\text{к}} \cdot t''_{\text{пнд1}} + (D_{\text{нс}} \cdot t_{\text{нс}}^{\text{H}} + D''_{\text{вт}} \cdot i''_{\text{вт}})$$

$$(D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_{\text{н1}}) + D''_{\text{вт}} \cdot (i''_{\text{вт}} - \bar{t}_{\text{н1}}) \cdot \eta = D_{\text{к}} \cdot (t''_{\text{пнд1}} - t'_{\text{пнд1}})$$

Решив данную систему уравнений, описанную выше, получим:

$$D_1 = 2,201 \text{ кг/с}; \bar{t}_{\text{см2}} = 472,388 \text{ кДж/кг}$$

$$D_2 = 2,503 \text{ кг/с}; D_4 = 9,417 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{к}} = 20,82 \text{ кг/с}; D_3 = 9,417 \text{ кг/с}$$

$$\bar{t}_{\text{см1}} = 396,771 \text{ кДж/кг}; D'_{\text{к}} = 20,82 \text{ кг/с}$$

$$\bar{t}_{\text{см3}} = 526,987 \text{ кДж/кг}; G_{\text{к}} = 87,912 \text{ кг/с}; G''_{\text{к}} = 156,418 \text{ кг/с}$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$\begin{aligned} D_{\text{к}} &= D_{\text{т}} - (D_7 + D_6 + D_5 + D_{\text{д}} + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_{\text{вс}} + D_{\text{нс}} + D_{\text{д}}) = \\ &= 195,435 - (2,201 + 2,503 + 2,326 + 9,417 + 2,542 + 16,259 + \\ &+ 10,064 + 66,002 + 66,854 + 1,578) = 15,689 \end{aligned}$$

$$D_{\text{к}} = D'_{\text{к}} - (D_{\text{эж}} + D_{\text{уп}}) = 20,82 - (0,977 + 1,954) = 17,888$$

Проверка по мощности:

$$W = \left( \sum_{i=1}^n D_i^{\text{отб}} \cdot H_i^{\text{отб}} \right) \cdot \eta_{\text{эм}} = 186796,686$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \left| \frac{W - W_{\text{п}}}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{185000 - 186796,686}{185000} \right| \cdot 100\% = 0,971\%$$

Погрешность составляет менее 2 %, что допустимо.

## 2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТУ}} &= D_{\text{T}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{пв}}) + D_{\text{шт}} \cdot (i''_{\text{нн}} - i'_{\text{нн}}) = \\ &= 195,435 \cdot (3447,7 - 1039,62) + 173,396 \cdot (3551,8 - 3081,5) = \\ &= 552171. \end{aligned}$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{от}} &= G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{вс}} - t_{\text{обс}}) \cdot 4,186 = 1791,687 \cdot (111,868 - 70) \cdot 4,186 = \\ &= 418679,924 \end{aligned}$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{от}} = 552171 - 418679,924 = 133491,329$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пе}} &= D_{\text{не}} \cdot (i_{\text{пе}} - \bar{t}_{\text{нв}}) + D_{\text{нн}} \cdot (t''_{\text{нн}} - \bar{t}'_{\text{нн}}) + D_{\text{прод}} \cdot (i'_{\text{прод}} - \bar{t}_{\text{нв}}) = \\ &= 205,2 \cdot (3447,7 - 1039,6) + 173,396 \cdot (3551,8 - \\ &3081,5) + 3,078 \cdot (1570,8 - 1039,62) = 577335,575 \end{aligned}$$

Полный расход условного топлива, кг/с

$$B = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{шт}}} = \frac{577335,575}{29300 \cdot 0,92} = 21,418$$

Принимая мощность собственных нужд блока 9 %, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{э}} \cdot e_{\text{сн}} = 185000 \cdot 0,09 = 16650$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{\text{эз}}^{\text{сн}} = e_{\text{эз}}^{\text{сн}} \cdot W = 0,04 \cdot 185000 = 7400;$$

где  $e_{\text{эз}}^{\text{сн}} = 0,04$  доля электроэнергии затраченная на производство электроэнергии.

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, кВт:

$$Q_{\text{ТГ}}^{\text{сн}} = 0,01 \cdot Q_{\text{ТГ}} = 0,01 \cdot 552171,254 = 5521,713$$

Коэффициенты ценности тепла:

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{пп}}} \cdot \left( 1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{\text{вс}} + \Delta i_{\text{пп}}}{i_0 - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{пп}}} \right)$$

$$= \frac{2909,9 - 2369,9}{3447,7 - 2369,9 + 470,3}$$

$$\cdot \left( 1 + 0,4 \cdot \frac{3447,7 - 2909,9 + 470,3}{3447,7 - 2369,9 + 470,3} \right) = 0,44$$

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{пп}}} \cdot \left( 1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{\text{нс}} + \Delta i_{\text{пп}}}{i_0 - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{пп}}} \right) = \frac{2791,8 - 2369,9}{3447,7 - 2369,9 + 470,3}$$

$$\cdot \left( 1 + 0,4 \cdot \frac{3447,7 - 2791,8 + 470,3}{3447,7 - 2369,9 + 470,3} \right) = 0,352$$

где  $K = 0,4$  – коэффициент, зависящий от давления.

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов пара, кВт:

$$\Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} = [Q_{\text{вс}} \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + Q_{\text{нс}} \cdot (1 - \xi_{\text{нс}})] \cdot \frac{Q_{\text{отб}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{ТГ}}^{\text{ТГ}}} =$$

$$= 157005 \cdot (1 - 0,44) + 157005 \cdot (1 - 0,352) \cdot 1 = 189740.$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ТГ}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{ТГ}}^{\text{сн}}}{Q_{\text{ТГ}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{ТГ}}^{\text{сн}} + Q_{\text{ТГ}}^{\text{ТГ}}} =$$

$$= \frac{133491,329 + 189740 + 5521,713}{133491,329 + 189740 + 5521,713 + 418679,924} = 0,44$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:



$$B_3 = B \cdot K_3 \cdot \frac{W_{отп}}{W - W_{3э}} = 21,418 \cdot 0,44 \cdot \frac{166500}{185000 - 7400} = 8,832$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T = B - B_3 + B_{пвк} = 21,418 - 8,832 + 6,727 = 19,313$$

$$\text{где } B_{пвк} = \frac{G_{св} \cdot c_6 \cdot (t_{nc} - t_{вс})}{Q_{нр} \cdot \eta_{пг}} = \frac{2388,915 \cdot 4,186 \cdot (130 - 111,868)}{29300 \cdot 0,92} = 6,727$$

– расход топлива ПВК, кг/с.

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч:

$$b_3 = \frac{B_3}{W_{отп}} \cdot 3600 = \frac{8,832}{166500} \cdot 3600 = 0,1909$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{от}^{max}} \cdot 10^6 = \frac{19,313}{600000} \cdot 10^6 = 32,188$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла блоком (без ПВК), кг/ГДж:

$$b_T = \frac{B - B_3}{Q_{от}^{баз}} \cdot 10^6 = \frac{21,418 - 8,832}{314010} \cdot 10^6 = 40,082$$

### 3 Общая часть

#### 3.1 Выбор котлоагрегатов

Выбираем котёл исходя из расчета ПТС по максимальному пропуску пара через турбину с запасом в 3%. Котлоагрегат марки Еп-670-140 представляет собой вертикально-водотрубный котёл с естественной циркуляцией, с промежуточным перегревом пара, однобарабанный, однокорпусный, П-образной компоновки, с уравновешенной тягой, в газоплотном исполнении. Имеется вариант для установки в сейсмичных районах. Топка оборудована пылеугольными горелками, сбросными горелками, воздушными соплами верхнего дутья и системой сопел нижнего дутья.

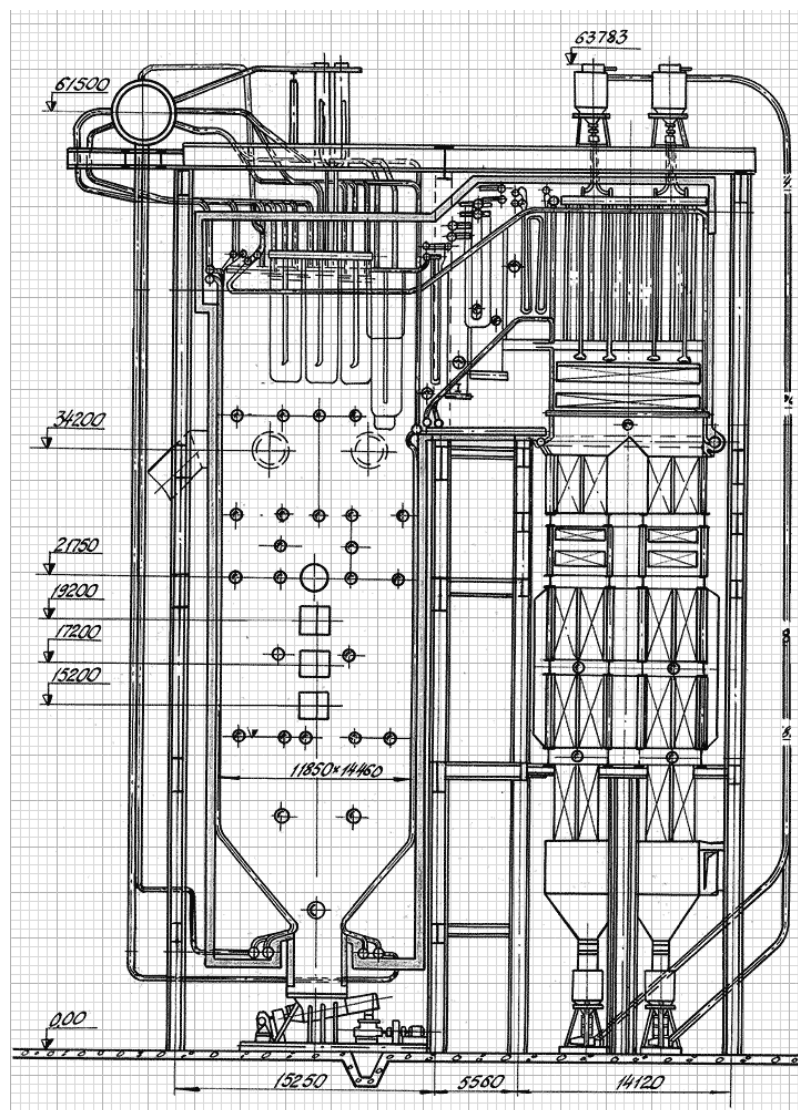


Рисунок 12 – Продольный разрез котельного агрегата Еп-670-140

Таблица 5 – Характеристики котельного агрегата Еп-670-140

Номинальная производительность, т/ч	670
Вид топлива	Бурый уголь Райчихинского месторождения
Температура (°С)	
Пара высокого давления	545
Пара промперегрева на выходе	545
Питательной воды	245
КПД (брутто), гарантийный %	90

Продолжение таблицы 5.

Размеры котла (по осям колонн), м	
Ширина	48
Глубина	54
Высота до верха хребтовой балки, м	64
Тепловое напряжение поперечного сечения топки, ккал/(м <sup>3</sup> ·ч)	3,22·10 <sup>6</sup>
Тепловое напряжение топочного объема, ккал/(м <sup>3</sup> ·ч)	76,4 ·10 <sup>3</sup>
Объем топочной камеры, м <sup>3</sup>	6,49·10 <sup>3</sup>
Теплопроизводительность, Гкал/ч	440

### 3.2 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС

#### 3.3.1 Регенеративные подогреватели

Выбор типа и размера подогревателей производится заводом изготовителем соответственно тепловому расчету турбинного агрегата и подогревателей. Основными параметрами поверхностных подогревателей, определяющими пригодность их для данной турбины, служат: пропускная способность (кг/с); давление греющего пара (МПа), давление воды (МПа) и поверхность нагрева (м<sup>2</sup>).

Подогреватель высокого давления выбираем по заводским данным, так чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

ПВД-3 : ПВ-775-265-45, где 775 – площадь поверхности теплообмена , м<sup>2</sup>; 265 – максимальное давление воды в трубной системе, бар; 45 – максимальное давление пара в корпусе, бар.

ПВД-2 : ПВ-775-265-31

ПВД-1 : ПВ-775-265-13

Подогреватели низкого давления:

ПНД1 - 4: ПН-350-16-7-I, где 350 – площадь поверхности теплообмена, м<sup>2</sup>; 16 – максимальное давление воды в трубной системе, бар; 7 – максимальное давление пара в корпусе, бар.

### 3.3.2 Деаэратор

По заводским данным выбираем деаэратор вакуумного типа ДП-1000 с характеристиками: давление 7 бар; производительностью – 1000 т/ч; аккумуляторный бак – емкость 150 м<sup>3</sup>.

### 3.3.3 Сетевые подогреватели

Подогреватели сетевой воды выбираем по расчетному пропуску воды, давлению пара в корпусе и температуры пара на входе и воды на выходе.

Расчетный пропуск сетевой воды  $G_{св} = 1791,687$  кг/с. Выбираем два сетевых подогревателя ПСГ-800-3-8-I с характеристиками: расчетный пропуск воды 1500 - 2000 т/ч; рабочее давление пара 0,39 МПа; рабочее давление воды в трубной системе 0,88 МПа; вес без воды 20,01 т.

### 3.3.4 Выбор питательных насосов

Для блочных электростанций производительность питательных насосов выбирают по расходу пара на блок с запасом 6-8%, т/ч:

$$G = G_{пв} \cdot 1,06 \cdot 3,6 = 208,284 \cdot 1,06 \cdot 3,6 = 794,812$$

Суммарное гидравлическое сопротивление тракта от барабана до питательного насоса имеет следующие составляющие:

$$\Delta p_c = \Delta p_{вэ} + \Delta p_{рпк} + \Delta p_{пвд} + \Delta p_{тр} = 0,5 + 0,1 + 1 + 0,25 = 1,85.$$

$$p_n = p_{пв} + \Delta p_c + 23 \cdot g \cdot 10^{-3} = 16,35 + 1,85 + 23 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 18,425$$

$$p_b = 0,7 + H_d \cdot g \cdot p \cdot 10^{-6} - \Delta p_c = 0,7 + 25 \cdot 9,8 \cdot 1000 \cdot 10^{-6} - 1,85 = -0,905$$

$$\Delta p_c = p_n - p_b = 18,425 - (-0,905) = 19,33$$

$$v = 0,0011 \frac{м^3}{кг}, \text{ по давлению гидравлического сопротивления.}$$

$$G_{пн} * v = 874,293 \frac{м^3}{ч}$$

На блоках с докритическими параметрами пара ( $p = 13,8$  МПа) на каждый блок устанавливают по одному питательному насосу на 100% производительности (без резерва). На складе предусматривается один резервный насос на всю электростанцию.

Выбираю 1 насос с электроприводом на 100% производительности ПН-1135-340 с характеристикой:

- Максимальная производительность – 1135 м<sup>3</sup>/ч

### 3.3.5 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы устанавливаются в количестве 2-3 на турбину, при двух – каждый на 100 %-ную производительность, а при трех – на 50 %-ную. Общая подача насосов  $D_{\text{кн}}$  рассчитывается по максимальному расходу пара в конденсатор  $D_{\text{к}}^{\text{max}}$ , известному из расчета тепловой схемы. Кроме того, учитываются дренажи подогревателей и турбоприводов, и т.п.

Таким образом найдем общую подачу насосов по следующей формуле,  $\frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ :

$$D_{\text{кн}} = (D'_{\text{к}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}}) \cdot 3,6 = (20,82 + 0,977 + 1,954) \cdot 3,6 \\ = 85,505$$

Давление конденсатных насосов  $p_{\text{н}}$  зависит от схемы установки насосов в тракте конденсата. При одноподъемной схеме, применяемой на блоках с барабанными котлами, давление нагнетания рассчитывается, исходя из давления в деаэраторе  $p_{\text{д}}$ , суммарного сопротивления тракта от конденсатора до деаэратора и разности уровней воды в деаэраторе  $H_{\text{д}}$  и насосов, МПа:

$$p_{\text{н}} = p_{\text{д}} + H_{\text{д}} \cdot g \cdot \rho \cdot 10^{-6} + \Sigma \Delta p_{\text{с}}$$

$$\Sigma \Delta p_{\text{с}} = 0,28 + 0,05 + 0,04 + 0,1 = 0,47$$

$$p_{\text{н}} = 0,7 + 25 \cdot 9,8 \cdot 1000 \cdot 10^{-6} + 0,47 = 1,415$$

Принимаю напор конденсатных насосов 140 м вод.ст. Выбираю 2 конденсатных насоса 8КсД-5×3 с характеристиками:

- Производительность – 140 м<sup>3</sup>/ч
- Напор – 140 м.вод.ст.
- Частота вращения 1450 об/мин
- Мощность – 74 кВт

### 3.3.6 Выбор циркуляционных насосов

Действительный расход охлаждающей воды на турбину, т/ч:

$$D_{\text{ов}} = m \cdot D'_{\text{к}} \cdot 3,6 = 45 \cdot 20,82 \cdot 3,6 = 3372,74$$

$$p_{\text{н}} = \Delta p_{\text{вх}} + \Delta p_{\text{к}} + \Delta p_{\text{сп}} + (H_{\text{п}} - H_{\text{с}}) \cdot g \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 20 + 50 + 20 + \\ +(15 - 7) \cdot 9,8 \cdot 1000 \cdot 10^{-3} = 168,4$$

По 100% производительности выбираем два осевых насоса типа 24 НДн с характеристиками:

- Производительность – 4000 м<sup>3</sup>/ч
- Напор – 16,5 м.вод.ст.
- Частота вращения 585 об/мин
- КПД – 90 %

### 3.3.7 Выбор сетевых насосов

Сетевые насосы всегда устанавливаются двух подъемов. Насосы первого подъема создают напор достаточный для преодоления сопротивления сетевых подогревателей и внутростанционных трубопроводов, а второй подъем нужен для преодоления сопротивления наружной тепловой сети и ПВК.

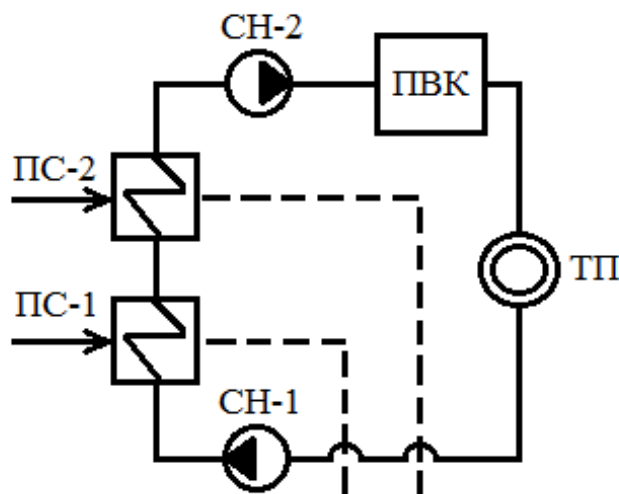


Рисунок 14 – Схема теплофикационной установки с сетевыми насосами

Первая ступень сетевых насосов (СН-1) устанавливается до сетевых подогревателей, вторая ступень сетевых насосов (СН-2) устанавливается перед ПВК.

Выбор насосов производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаются в количестве двух штук на турбину (и еще один такой же резервный на складе для всей ТЭЦ), рассчитывая их на 50 %-ную производительность.

Производительность сетевого насоса, т/ч:

$$D_{\text{ов}} = \frac{G_{\text{св}}}{2} \cdot 3,6 = \frac{1791,687}{2} \cdot 3,6 = 4300,047$$

В качестве насосов первого и второго подъема выбираем по два сетевых насоса СЭ-2500-180 с характеристиками:

- Производительность – 2500 м<sup>3</sup>/ч

- Напор – 1,77 МПа
- Частота вращения 3000 об/мин
- Потребляемая мощность – 1460 кВт
- КПД – 84 %

### 3.3 Генеральный план

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус с размещаемыми на открытом воздухе дымососами и дымовыми трубами, включающий в себя турбинное и котельное отделение; электрический щит управления; масляное хозяйство; служебные помещения и сооружения подсобного значения; мастерские, гараж, пожарная охрана, а также железнодорожные пути и т. д. Все здания и сооружения размещаются в пределах основной ограды.

В Хабаровске преобладает северо-восточный ветер. Соответственно ставлю градирню на северо-западе, дабы избежать попадания выпара на станцию.

По завершении основного расчета была построена 3D-модель генерального плана станции, которая представлена на рисунке 11.

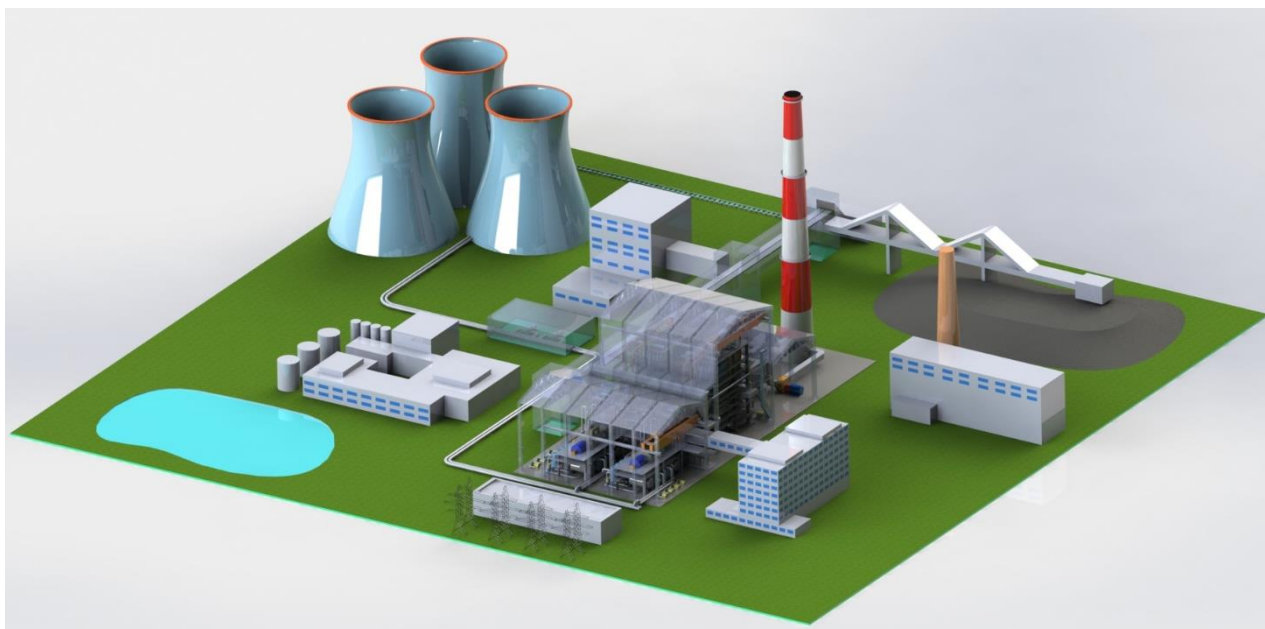


Рисунок 15 – 3D-модель Хабаровской ТЭЦ-4

### 3.4 Компоновка главного корпуса

Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительства конструкций. При выборе компоновки главного корпуса основным является принцип размещения оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса. В нем размещаются основные агрегаты – паровые или газовые турбины с электрическими генераторами, паровые котлы и часть тепломеханического оборудования. В здании прокладываются соединительные трубопроводы, электрические коммуникации к агрегатам собственных нужд, монтируются щиты управления работой котельных и турбинных установок.

В машинном зале станции располагаются турбины и их вспомогательное оборудование. В котельном цеху устанавливаются паровые котлы со вспомогательным оборудованием.

Полуоткрытый сверху для обслуживания первый этаж машинного зала, где размещаются конденсаторы турбин и вспомогательное оборудование – конденсационное помещение. Здесь располагаются подогреватели высокого и низкого давлений, разные насосы – дренажные, конденсатные. На некотором возвышении над нулевой отметкой машинного зала ставят питательные насосы.

На втором этаже машинного зала на высоте основной отметки обслуживания располагаются турбины, генераторы и паровые эжектора.

В котельном цехе котлы занимают всю его высоту от нулевой отметки до крана. Часть оборудования – воздухоподогреватели, тягодутьевые установки, трубчатые и регенеративные воздухоподогреватели, и также золоуловители устанавливаются обычно за внешней стеной котельного цеха на нулевой отметке и обслуживаются при ремонте отдельным мостовым.

Возле топки котла на высоте основной отметки обслуживания, располагаются горелки.

В состав главного корпуса станции входит также промежуточное помещение, обычно именуемое деаэрационной этажеркой из-за многоэтажности, и располагающееся между котельным цехом и машинным залом.

Имеется отдельное административно-техническое здание, примыкающее к главному корпусу со стороны его постоянного торца и сообщаемое с ним переходным мостиком на высоте основной отметки обслуживания. Здесь размещаются руководящий инженерно-технический персонал, администрация.

Химический цех и химическая лаборатория находятся в отдельном вспомогательном корпусе.

Компоновка главного корпуса станции должна обеспечивать безопасную, надежную и экономичную эксплуатацию оборудования электростанции, отвечать требованиям противопожарной безопасности и охраны труда.



Для обеспечения экономичной работы станции оборудование в главном корпусе по возможности следует располагать в последовательности технологического процесса с минимальными расстояниями между технологически связанными агрегатами. Это способствует снижению потерь теплоты и энергии при транспортировке рабочего тела.

### 3.5 Выбор градирен

Для выбора типоразмера и количества градирен для начала нужно посчитать объём охлаждающей воды, требуемой для работы конденсатора турбины в конденсационном (самом нагруженном для градирен) режиме.

Так например, для турбины Т-185/220-130 по паспорту максимальный расход пара в конденсатор в конденсационном режиме составляет 520 т/ч.

Кратность циркуляции конденсатора определяется:

$$m = \frac{h_k}{c \cdot \Delta t}$$

где  $h_k$  – энтальпия конденсата в конденсаторе, кДж/кг;

$c$  – теплоемкость воды, кДж/кг;

$\Delta t$  – глубина охлаждения воды в башенной градирне, °С.

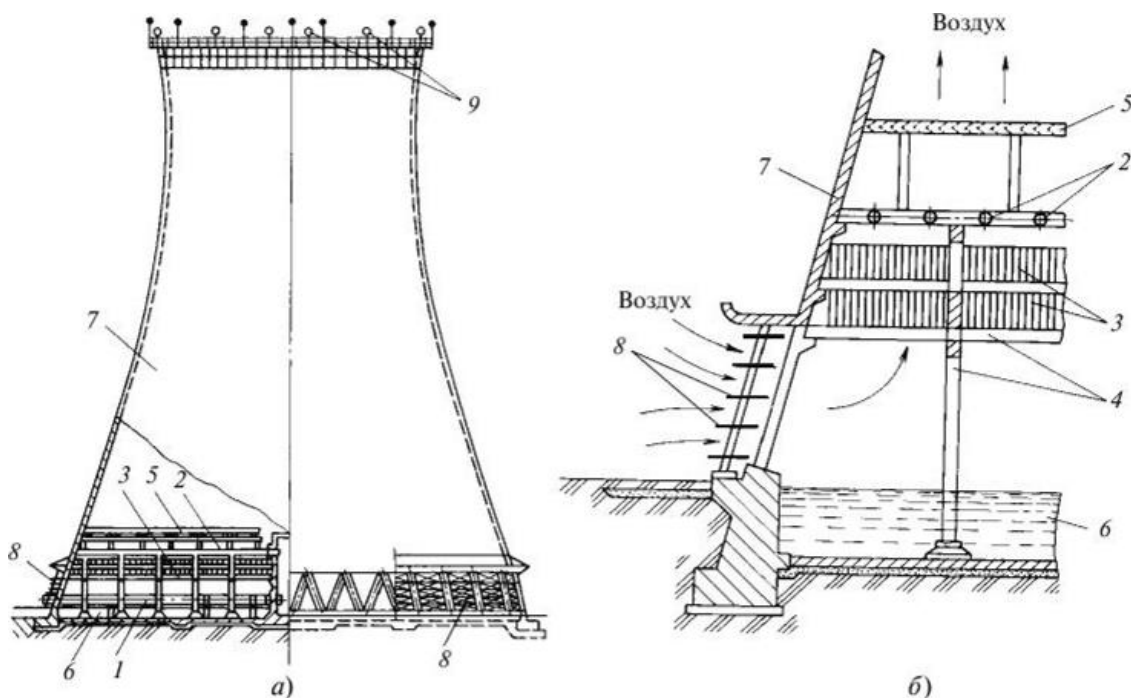
$$m = \frac{2369,9}{4,186 \cdot 10} = 56,61$$

Расход охлаждающей воды определяется, т/ч:

$$G_{\text{охл.в.}} = D_k \cdot m = 520 \cdot 56,61 = 29437$$

Также нужно учитывать дополнительный расход воды на вспомогательное оборудование масло- и газохладители и на осветители в цех ХВО. Расход воды составит порядка 1060 т/ч.

Выбираем башенную градирню типа БГ-2600-70, высотой 72 метра, производительность градирни 20000 м<sup>3</sup>/ч.



- 1 — подводящие трубопроводы;
- 2 — водораспределительные трубопроводы с разбрызгивающими соплами;
- 3 — щиты оросительного устройства пленочного типа;
- 4 — каркас оросителя;
- 5 — водоуловитель;
- 6 — водосборный бассейн;
- 7 — вытяжная железобетонная башня;
- 8 — воздухонаправляющие щиты;
- 9 — сигнальные огни.

Рисунок 16 – Устройство градирни с естественной тягой

а — разрез градирни и фасад; б — элемент градирни крупным планом.

#### 4 Проектирование топливного хозяйства

В качестве топлива на ТЭЦ используется бурый уголь Райчихинского месторождения со следующими характеристиками:

Таблица 6 – Характеристика Райчихинского угля

$W^p$ , %	$A^p$ , %	$S^p_{к+ор}$ , %	$C^p$ , %	$H^p$ , %	$N^p$ , %	$O^p$ , %	$Q_{н^p}$ , кДж/кг	$V^g$ , %
37	13,9	0,3	34,9	2,1	0,5	11,3	11720	43

##### 4.1 Определение расхода топлива на ТЭС

Расчетный расход топлива на работу одного парогенератора определяется из следующего соотношения, кг/с:

$$B = \frac{D_{ne} \cdot (i_0 - h_{ne}) + G_{np} \cdot (i_{np} - h_{ne})}{Q_n^p \cdot \eta_{не}^{бp}} =$$

$$= \frac{205,206 \cdot (3447,7 - 1001,44) + 3,078 \cdot (1570,878 - 1001,44)}{11720 \cdot 0,92} =$$

$$= 47,771$$

$$47,771 \cdot 3,6 = 169,211 \text{ т/ч}$$

## 4.2 Приемные разгрузочные устройства

По расходу топлива на станции используем один вагоноопрокидыватель роторного трех-опорного типа.

Характеристика вагоноопрокидывателя :

- Число опрокидываний за 1 час – 30;
- Теоретическая характеристика – 2790/1800 т/ч;
- Мощность электродвигателей – 2\*36 кВт.

## 4.3 Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива составляет, т/сут:

$$B_{сут} = B \cdot 24 \cdot 3,6 \cdot 2 = 47,771 \cdot 24 \cdot 3,6 \cdot 2 = 8122,1184$$

Топливо подается в котельную двумя параллельными линиями ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, другая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{T} = \frac{8122,1184}{21} = 386,771$$

где T – число часов работы топливоподачи, ч.

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле, т/ч:

$$B_l = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a = 1 \cdot 2,5 \cdot 0,85 \cdot 275 = 605,625$$

где b – ширина ленты, м;

c – скорость ленты, м/с;

$\gamma$  – насыпной вес топлива, т/м<sup>3</sup>;

$K_a = 275$  – коэффициент.

Мощность на вал приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства определяются по формуле, кВт:

$$W_6 = \frac{K_1 \cdot l \cdot c + 2 \cdot B_{л} + 37 \cdot B_{л} \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_l = \frac{385 \cdot 50 \cdot 2,5 + 2 \cdot 605,625 + 37 \cdot 605,625 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1 = 118,659$$

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{эл} = \frac{K_3 \cdot W_6}{\eta_{эд} \cdot \eta_p} = \frac{1,25 \cdot 118,659}{0,95 \cdot 0,96} = 162,636$$

где  $K_3 = 1,25$  - коэффициент запаса;

$\eta_{эд} = 0,96$  - КПД электродвигателя;

$\eta_p = 0,95$  - КПД редуктора

#### 4.4 Дробилки

Применяем на проектируемом блоке двухступенчатое дробление. Ввиду высокой влажности топлива используем молотковые незабывающиеся дробилки с подвижными дробильной и отбойной плитами и с очистными устройствами. По расходу топлива на котельный агрегат выбираем 4 дробилки типа СМ-170Б с характеристиками:

- Производительность – 200 т/ч;
- Размеры ротора
  - длина – 1300 мм
  - диаметр – 1600 мм
- Частота вращения ротора - 750 об/мин;
- Мощность электродвигателя - 150 кВт;
- Масса – 14,8 т.

Емкость бункера сырого угля, м<sup>3</sup>:

$$V_6 = \frac{B_ч^{max} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_3} = \frac{47,771 \cdot 10}{0,85 \cdot 0,8} = 702,514$$

где  $\tau = 10$  – число часов работы котельного агрегата на топливе, запасенном в бункерах;

$K_3 = 0,8$  – коэффициентом заполнения;

$\gamma = 0,85$  – насыпной вес угля.

Для подачи угля из бункера используем ленточный питатель пыли с шириной ленты 800 мм, длиной 2 м. Производительность при высоте слоя 0,2 м 270 м<sup>3</sup>/ч, требуемая мощность – 4,5 кВт

#### 4.5 Топливные склады

Емкость склада угля рассчитываем на месячный расход при 20 часах работы в сутки всех котлов.

Площадь, непосредственно занятую штабелями, ориентировочно определяем по формуле, м<sup>2</sup> :

$$F = \frac{24 \cdot B \cdot 3,6 \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \Phi} = \frac{24 \cdot 47,771 \cdot 3,6 \cdot 20}{10 \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 11425,352$$

где  $n$  - количество суток запаса топлива;

$h$  – высота штабеля, м;

$\gamma = 0,85$  т/м<sup>3</sup> – насыпной вес топлива;

$\varphi = 0,8-0,9$  – коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания) топлива в штабеле.

#### 4.6 Выбор механизмов системы пылеприготовления

Для сжигания Райчихинского бурого угля применяем индивидуальную замкнутую схему пылеприготовления с прямым вдуванием с мельницами вентиляторами. Устанавливаем 4 мельницы на котел.

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_M = \frac{1,1 \cdot B}{n} = \frac{1,1 \cdot 47,771 \cdot 3,6}{4} = 47,293$$

где  $n$  - количество мельниц на котле;

Мельница МВ-3300/800/490 имеет следующие характеристики:

- Производительность – 58 т/ч;
- Частота вращения – 590 об/мин.

#### 4.7 Дутьевые вентиляторы и дымососы

Теоретический объем воздуха, м<sup>3</sup>/кг:

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P,$$

где  $C^P$  – количество углерода на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 2);

$O^P$  – количество кислорода на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 2).

$H^P$  – количество водорода на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 2);

$S^P$  – количество серы на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 2);

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (34,9 + 0,375 \cdot 0,3) + 0,265 \cdot 2,1 - 0,0333 \cdot 11,3 = 3,293.$$

Объем азота, м<sup>3</sup>/кг, полученный при полном сгорании топлива:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100},$$

где  $V_B^0$  – смотреть формулу выше;

$N^P$  – количество азота на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 2).

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 3,293 + 0,8 \cdot \frac{0,5}{100} = 2,605.$$

Объем трехатомных газов, м<sup>3</sup>/кг, полученный при полном сгорании топлива:

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100},$$

где  $S^P$  – количество серы на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 2);

$C^P$  – количество углерода на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 2);

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{34,9 + 0,375 \cdot 0,3}{100} = 2,605.$$

Объем водяных паров, м<sup>3</sup>/кг, полученный при полном сгорании топлива:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0,$$

где  $V_B^0$  – смотреть выше;

$W^P$  – влажность топлива на рабочую массу, %, (см. таблицу 2).

$H^P$  – количество водорода на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 2);

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 2,1 + 0,0124 \cdot 37 + 0,0161 \cdot 3,293 = 0,745.$$

Объем дымовых газов, м<sup>3</sup>/кг, полученный при полном сгорании топлива:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0,$$

$$V_{\Gamma}^0 = 2,605 + 0,653 + 0,745 = 4,004.$$

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м<sup>3</sup>/с:

$$V_{ДВ} = B_p \cdot V_B^0 \cdot (a_T - \Delta a_T - \Delta a_{пп} + \Delta a_{взп}) \cdot \frac{t_{хв} + 273}{273} =$$

$$= 46,533 \cdot 3,293 \cdot (1,17 - 0,02 - 0,03 + 0,03) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 195,574$$

где  $\alpha_m$  - коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем равным 1,17;

$\Delta\alpha_m$  - присос воздуха в топке, принимаем равным 0,02;

$\Delta\alpha_{mn}$  - присос воздуха в системе пылеприготовления, принимаем равным 0,03;

$\Delta\alpha_{взп}$  - относительная утечка воздуха в ВЗП, принимаем равным 0,03;

$t_{хв}$  - температура холодного воздуха, принимаем 30<sup>0</sup>С.

Расчетная производительность дымососа, м<sup>3</sup>/с:

$$V_{дс} = B_p \cdot (V_r^{yx} + V_{прис}) \cdot \frac{t_d + 273}{273} = 25,862 \cdot (5,858 + 0,456) \cdot \frac{150 + 273}{273} = 253$$

где  $V_{прис} = 0,456$  – коэффициент, указывающий количество присосов;  
 $t_d = 150$  °С – температура дымовых газов перед дымососом;

Расчетный напор дутьевого вентилятора, Па:

$$H_p^{дв} = 3,4 \cdot 1,2 \cdot 1000 = 4080$$

Выбираем 2 дутьевых вентилятора типа ВДН 28-11у с характеристиками:

- Производительность – 430 тыс.м<sup>3</sup>/ч;
- КПД – 85 %;
- Частота вращения – 590 об/мин;
- Мощность – 500 кВт.

Расчетная производительность вентилятора  $V_{дв}^p$  принимается с коэффициентом запаса  $\beta_1 = 1,1$ . Кроме того, вводится поправка на барометрическое давление  $p_{бар}$  местности, где устанавливается вентилятор. При заданном числе вентиляторов  $Z$  расчетная производительность одной машины равна

$$V_{дв}^p = \frac{\beta_1 \cdot V_{дв}}{Z} \cdot \frac{760}{p_{бар}} = \frac{1,1 \cdot 195,574}{2} \cdot \frac{760}{730} = 113,815$$

Мощность на валу дутьевого вентилятора  $N_e$  (эффективная мощность) определяется по формуле  $N_e = \frac{V_{дв}^p \cdot H_p^{дв}}{\eta_p} = \frac{113,815 \cdot 4080}{0,85} = 571,129$ .

Объем газов, перекачиваемый дымососом, больше объема воздуха за счет более высокой температуры среды и больших присосов воздуха по газовому тракту.

$$V_r^{yx} = V_r^0 + 1,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V^0 = 4,004 + 1,0161 \cdot (1,23 - 1) \cdot 3,293 = 4,773$$

Объем присосов за пределами котла:

$$V_{\text{прис}} = (\Delta a_{\text{зy}} + \Delta a_{\text{гx}}) \cdot V^0 = (0,1 + 0,0755) \cdot 3,293 = 0,578$$

Если величина суммарных присосов  $(\Delta a_{\text{зy}} + \Delta a_{\text{гx}})$  больше или равна 0,1, то температура газов перед дымососом определяется по формуле смешения, °С:

$$t_{\text{д}} = \frac{V_{\text{г}}^{\text{yx}} \cdot t_{\text{yx}} + V_{\text{прис}} \cdot t_{\text{в}}}{V_{\text{г}}^{\text{yx}} + V_{\text{прис}}} = \frac{4,773 \cdot 160 + 0,362 \cdot 30}{4,773 + 0,362} = 145,96$$

Производительность дымососа определяется объемными расходами газов, уходящих из котла (после воздухоподогревателя)  $V_{\text{г}}^{\text{yx}}$  и воздуха, присасываемого в тракт после котла в золоуловителях и газоходах,  $V_{\text{прис}}$ .

С учетом температуры газов перед дымососом  $t_{\text{д}}$ , объемная производительность машины,  $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ .

$$V_{\text{дс}} = B_p \cdot (V_{\text{г}}^{\text{yx}} + V_{\text{прис}}) \cdot \frac{t_{\text{д}} + 273}{273} = 47,293 \cdot (4,773 + 0,578) \cdot \frac{145,96 + 273}{273} = 388,369.$$

$$388,369 \cdot \frac{3600}{1000} = 1398,128 \text{ тыс. } \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Выбираем 2 дымососа типа ДОД-31,5 с характеристиками:

- Производительность – 725 тыс. м<sup>3</sup>/ч;
- КПД – 82,5 %;
- Частота вращения – 496 об/мин;
- Мощность – 790 кВт.

#### 4.8 Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов осуществляется электрофильтром ЭГБМ 2-56-12-6-4 с активным сечением 17280 м<sup>2</sup>. На каждом энергоблоке установлено электрофильтр с ожидаемым КПД, равным 98,6%.

Расход летучей золы, поступающей в золоуловитель одного котла (кг/ч), находим из выражения:

$$\begin{aligned} M_{\text{зол}}^{\text{вх}} &= 0,01 \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \cdot A^{\text{п}} + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}{32700} = \\ &= (0,01 \cdot 47,771 \cdot 0,95 \cdot 13,9 + 0,01 \cdot 47,771 \cdot 1 \cdot \frac{11720}{32680}) \cdot 3600 = \\ &23326,098 \end{aligned}$$

где  $B = 47,771$  кг/с – расход сжигаемого топлива;



$A^p = 13,9\%$  – зольность рабочей массы топлива;

$a_{\text{ун}} = 0,95$  – доля золы, уносимая газами;

$q_4 = 1\%$  – потеря с механическим недожогом;

$Q_{\text{н}}^p = 11720$  – теплота сгорания топлива, кДж/кг.

Количество летучей золы (кг/ч), выбрасываемой в дымовую трубу одним котлом, определяем по формуле:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зг}}}{100} = 23326,098 \cdot \frac{100 - 98,6}{100} = 326,565$$

#### 4.9 Золоудаление

Удаление шлака из-под топок, устанавливаемых котлоагрегатов осуществляется непрерывно с помощью шнекового транспортера, передвигающегося в заполненной ванне осветленной водой, после чего шлак сбрасывается на шлакодробилку, где дробится на куски не более 50 мм, затем поступает в смывной канал, где за счет смывной воды поступающей через побудительные сопла поступает в приемок багерной станции.

Для транспортирования шлака за пределы станции применяются багерные насосы. Транспортирование шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу. Имеется две нитки, одна из которых рабочая, другая резервная. На золошлакоотвале вода осветляется, насосами перекачивается обратно на станцию.

Суммарное количество шлака и золы, т/ч, удаляемое с электростанции, определяем по формуле т/ч:

$$\begin{aligned} M_{\text{шл,з}} &= 0,01 \cdot B \cdot \left( A^p + q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^p}{32700} \right) \cdot \left( 1 - a_{\text{ун}} \cdot \left( 1 - \frac{\eta_{\text{зг}}}{100} \right) \right) = \\ &= 0,01 \cdot 47,771 \cdot \left( 13,9 + 1 \cdot \frac{11720}{32680} \right) \cdot \left( 1 - 0,95 \cdot \left( 1 - \frac{98,6}{100} \right) \right) = 48,39 \end{aligned}$$

Расчетный расход пульпы, т/ч:

$$Q = \frac{M_{\text{шл,з}}}{\gamma_{\text{ш}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}}$$

где  $M_{\text{ш}}, M_{\text{з}}, M_{\text{в}}$  – соответственно расход шлака, золы и воды, т/ч;

$\gamma_{\text{ш}} = 0,5, \gamma_{\text{з}} = 0,5, \gamma_{\text{в}} = 1$  – соответственно, удельный вес шлака, золы и воды, т/м<sup>3</sup>.

Расход воды, т/ч:

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot M_{\text{шл,з}} = 12 \cdot 48,39 = 580,685$$

Расчетный расход пульпы, т/ч:

$$Q = \frac{48,39}{0,5} + \frac{580,685}{1} = 677,465$$

Для найденного расхода пульпы выбираю 1 рабочий (1 в ремонте и 1 в резерве) багерный насос 12 Гр-8Г с производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч, давлением на выходе из насоса 0,57 МПа; мощностью электродвигателя 500 кВт; частота вращения 730 об/мин.

Диаметр шлакозолопровода:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 677,465}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,7}} = 0,375$$

где  $v = 1,7$  м/с – расчетная скорость пульпы.

#### 4.10 Расчёт выбросов и выбор дымовой трубы

Выбор высоты и количества устанавливаемых труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало предельно-допустимых концентраций вредных примесей.

Выбросы золы, кг/с:

$$M_z = 0,01 \cdot B_p \cdot \left( 0,95 \cdot A^p + q_4 \cdot \frac{Q_H^p}{32680} \right) \cdot (1 - \eta_{zy}) = 0,01 \cdot 47,771 \cdot \left( 0,95 \cdot 13,9 + 1 \cdot \frac{11720}{32680} \right) \cdot (1 - 0,986) = 0,091$$

Удельные выбросы оксидов, г/МДж:

$$K_{NOx} = \frac{12 \cdot D}{200 + D} = 5,784$$

где  $D = \frac{670}{3,6} = 186,111$  – паропроизводительность котла, кг/с.

Найдем массу выбросов оксидов азота, кг/с:

$$M_{NOx} = 0,034 \cdot B_p \cdot K_{NOx} \cdot \frac{Q_H^p}{1000} \cdot \left( 1 - \frac{q_4}{100} \right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2$$

$$M_{NOx} = 0,034 \cdot 47,771 \cdot 5,784 \cdot \frac{11720}{1000} \cdot \left( 1 - \frac{1}{100} \right) \cdot 0,413 \cdot (1 - 0 \cdot 10) \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 1 = 38,266$$

Выбросы оксидов серы, г/с:

$$M_{SO_2} = (20 \cdot B_p \cdot S^p \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2})) =$$

$$= 20 \cdot 47,771 \cdot 0,3 \cdot (1 - 0,5) \cdot (1 - 0) = 143,313$$

где  $\eta'_{SO_2} = 0,5$  – доля оксидов серы, которая улавливается летучей золой в газоходах котла;

$\eta''_{SO_2} = 0$  – доля оксидов серы, которая улавливается в золоуловителе.

Приведенная масса вредных примесей, г/с:

$$M = M_3 + M_{SO_2} + \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot M_{NO_2} = 91 + 143,313 + \frac{0,15}{0,085} \cdot 38,266 = 391,592$$

Суммарная масса вредных примесей пересчитывается на выбросы оксидов серы. Отношение среднесуточных ПДК в этой формуле являются коэффициентами, учитывающими вредность золы и оксидов азота по сравнению с оксидами серы.

Минимально допустимая высота трубы определяется по формуле м:

$$H_0 = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot n}{ПДК_{SO_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{V_{трб} \cdot \Delta_{трб}}}}$$

где  $A = 200$  – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе;

$F = 2$  – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений;

$N = 1$  – число труб;

$V_{трб}$  – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб, м<sup>3</sup>/с;

$ПДК_{cc}^{SO_2}$  – предельно допустимая концентрация вредных примесей, мг/м<sup>3</sup>;

$\Delta_{трб}$  – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, °С;

$M$  – суммарный выброс загрязняющего вещества г/с.

Длина участка котел – золоуловитель определяется по формуле, м

$$l_{к-зу} = \frac{D_{пе}}{1,28 + 0,0083 \cdot D_{пе}} = 68,787$$

Длина участка золоуловитель – дымовая труба определяется по формуле, м

$$l_{зу-дт} = \frac{D_{пе}}{1,28 + 0,007 \cdot D_{пе}} = 75,542$$

$$l_{д-дт} = l_{к-зу} + 0,35 \cdot l_{зу-дт} = 95,227$$

$$\Delta a = \frac{l_{д-дт}}{10} \cdot 0,01 = 0,095.$$

$$V_{трб} = 4 \cdot B \cdot (V_{г}^0 + \Delta a \cdot V_{в}^0) \cdot \frac{t_{д.г.} + 273}{273} = 4 \cdot 47,771 \cdot (4,004 + 3,293 \cdot 0,095) \cdot \frac{150,831 + 273}{273} = 1280,708$$

где  $t_{д.г.} = 150,831$  °С – температура дымовых газов перед дымососом;

Разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, °С:

$$\Delta_{\text{трб}} = t_{\text{ух.г.}} - t_{\text{окр}},$$

где  $t_{\text{ух.г.}} = 145$  °С – температура уходящих газов;

$t_{\text{окр}} = 30$  – температура окружающей среды;

$$\Delta_{\text{трб}} = 145 - 30 = 115$$

$$H_0 = \sqrt{\frac{200 \cdot 385,301 \cdot 2 \cdot 0,95}{0,15}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1280,708 \cdot 115}} = 137,058$$

По найденной высоте выбираем железобетонную трубу высотой 150 м.

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{\text{эф}} = H + \Delta H$$

Высота подъема факела дымовых газов

$$\Delta H = 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot w_0}{V \cdot \Phi}$$

где  $d_0$  – диаметр устья дымовой трубы, м;

$w_0$  – скорость газов в устье трубы, 20 м/с;

$\Phi$  – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой труб;

$V$  – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли, принимается 4,5 м/с.

$$d_0 = 0,0188 \cdot \sqrt{\frac{V_{\text{трб}} \cdot 3600}{w_0}}$$

$$d_0 = 0,0188 \cdot \sqrt{\frac{1280,708 \cdot 3600}{20}} = 9,026$$

$$H_{\text{эф}} = 150 + 1,9 \cdot \frac{9,026 \cdot 20}{4,5 \cdot 1,6} = 187,725$$

## 5 Экономическая часть

### 5.1 Расчет себестоимости единицы тепловой и электрической энергии

Для расчета себестоимости единицы тепловой и электрической энергии распределим эксплуатационные расходы по цехам проектируемой станции из расчета:

– затраты на топливо полностью забирает ТТЦ и КЦ,

- амортизационные отчисления распределены следующим образом: ТТЦ и КЦ – 65%, ТЦ и ЭЦ – 30%, общестанционные расходы – 5%,
- расходы на оплату труда распределены следующим образом: ТТЦ и КЦ – 40%, ТЦ и ЭЦ – 30%, общестанционные расходы – 30%.
- расходы по ремонтному обслуживанию распределены следующим образом: ТТЦ и КЦ – 65%, ТЦ и ЭЦ – 30%, общестанционные расходы 5%.
- затраты на прочие расходы полностью уходят на общестанционные расходы.

Результаты расчетов занесем в таблицу 7.

Таблица 7 – Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии.

Стадии производства	Элементы затрат, млн руб					Всего затрат, млн руб	В том числе, млн руб	
	U <sub>т</sub>	U <sub>ам</sub>	U <sub>рем</sub>	U <sub>зп</sub>	U <sub>пр</sub>		на э/э	на т/э
ТЦ и КЦ	3238	3381,2	2523,33	116,5		9259,45	4823,9	4435,4
Машинный зал, ЭЦ		1560,58	1164,615	87,447		2812,637	2812,6	
Общестанционные расходы		260,097	194,103	87,447	1963,7	2505,357	1584,8	920,51
Всего по ТЭЦ	3238,2	5201,9	3882,05	291,4	1963,	14577,4	9221,4	5356,0
Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт·ч							<b>3,619</b>	
Себестоимость единицы теплоэнергии, руб./Гкал							<b>170,214</b>	

Затраты по каждой стадии распределяются на два вида энергии по физическому методу, т.е. пропорционально расходу топлива, млн руб.:

$$U_{\text{КЦиТЦ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{КЦиТЦ}} \cdot \frac{B_{\text{э}}}{B} \quad (5.1)$$

$$U_{\text{КЦиТЦ}}^{\text{э/э}} = 9259,454 \cdot \frac{648,869}{1245,486} = 4823,96$$

$$U_{\text{КЦиТЦ}}^{\text{т/э}} = U_{\text{КЦиТЦ}} - U_{\text{КЦиТЦ}}^{\text{э/э}} \quad (5.2)$$

$$U_{\text{КЦиТЦ}}^{\text{т/э}} = 9259,454 - 4823,96 = 4435,494$$

Затраты машинного зала и электроцеха полностью относятся на затраты на производство электрической энергии

$$U_{\text{МзиЭЦ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{МзиЭЦ}} = 2812,637 \quad (4.3)$$

Общестанционные расходы на два вида энергии распределяются пропорционально затратам по двум предыдущим стадиям, млн руб.:

$$U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{общ}} \cdot \frac{U_{\text{КЦиТЦ}}^{\text{э/э}} + U_{\text{маш.з}}^{\text{э/э}}}{U_{\text{КЦиТЦ}} + U_{\text{маш.з}}} \quad (5.4)$$

$$U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 2505,357 \cdot \frac{4823,96+2812,637}{9259,454+2812,637} = 1584,846$$

$$U_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = U_{\text{общ}} - U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} \quad (5.5)$$

$$U_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = 2505,357 - 1584,846 = 920,511$$

Расчет себестоимости единицы отпущенной с шин станции электрической энергии, руб./кВт·ч:

$$U_{\text{выр}}^{\text{э/э}} = \frac{U_{\Sigma}^{\text{э/э}}}{W_{\text{г.отп}}} \quad (5.6)$$

где  $U_{\Sigma}^{\text{э/э}}$  – суммарные затраты на выработку электроэнергии, млн руб.:

$$U_{\Sigma}^{\text{э/э}} = U_{\text{КЦиТЦ}}^{\text{э/э}} + U_{\text{МЗиЭЦ}}^{\text{э/э}} + U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} \quad (5.7)$$

$$U_{\Sigma}^{\text{э/э}} = 4823,96 + 2812,637 + 1584,846 = 9221,443$$

$W_{\text{г.отп}}$  – годовой отпуск электроэнергии, МВт·ч:

$$W_{\text{г.отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}) \cdot T_{\text{уст}} \cdot 10^{-3} \quad (5.8)$$

$$W_{\text{г.отп}} = 370 \cdot (1 - 0,03) \cdot 7100 \cdot 10^{-3} = 2548,19$$

где  $a_{\text{сн}}$  – коэффициент расхода на собственные нужды станции, %, примем 3%.

$$U_{\text{выр}}^{\text{э/э}} = \frac{9221,443}{2548,19} = 3,619$$

Расчет себестоимости единицы тепловой энергии, руб./Гкал:

$$U_{\text{отп}}^{\text{т/э}} = \frac{U_{\Sigma}^{\text{т/э}}}{Q_{\text{г.отп}}} \quad (5.9)$$

где  $U_{\Sigma}^{\text{т/э}}$  – суммарные затраты на выработку электроэнергии, млн руб.:

$$U_{\Sigma}^{\text{т/э}} = U_{\text{КЦиТЦ}}^{\text{т/э}} + U_{\text{МЗиЭЦ}}^{\text{т/э}} + U_{\text{общ}}^{\text{т/э}} \quad (5.10)$$

$$U_{\Sigma}^{\text{т/э}} = 4435,494 + 0 + 920,511 = 5356,005$$

$Q_{\text{г.отп}}$  – годовой отпуск тепловой энергии, Гкал:

$$Q_{\text{г.отп}} = Q_{\text{тэ}} \cdot (1 - a_{\text{сн}}) \cdot T_{\text{тэ}} \cdot 10^{-3} \quad (5.11)$$

где  $\alpha_{\text{сн}} = 0,03$  – коэффициент расхода теплоэнергии на собственные нужды станции.

$$Q_{\text{отп}} = 540 \cdot (1 - 0,03) \cdot 6000 \cdot 10^{-3} = 3142,8$$

$$U_{\text{отп}}^{\text{т/э}} = \frac{5356,005 \cdot 10^3}{3142,8} = 170,21$$

## 5.2 Оценка экономической эффективности и капитальных вложений

Для оценки коммерческой эффективности капитальных вложений рассчитываются показатели, устанавливающие соотношения финансовых затрат и результатов, обусловленных реализацией инвестиционного проекта: чистый доход, срок окупаемости, рентабельность, внутренняя норма доходности.

Чистый дисконтированный доход проекта строительства ТЭЦ может определяться по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{n=0}^n \left\{ [(T_{\text{э}} - U_{\text{отп}}^{\text{э/э}}) \cdot W_{\text{отп}} + (T_{\text{т}} - U_{\text{отп}}^{\text{т/э}}) \cdot Q_{\text{отп}} + U_{\text{а}}] \cdot \frac{1}{(1+0,1)^n} \right\} - K \quad (5.12)$$

где  $K$  - стоимость строительства станции, млн руб.;

$U_{\text{отп}}^{\text{э/э}}$  – себестоимость отпущенной электроэнергии, руб./кВт ч.;

$U_{\text{отп}}^{\text{т/э}}$  – себестоимость отпущенной тепловой энергии, руб./Гкал;

$U_{\text{а}}$  – амортизация основных производственных фондов, млн руб.;

$W_{\text{отп}}$  – годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт;

$Q_{\text{отп}}$  – годовой отпуск тепловой энергии, Гкал;

$n$  – текущий год;

$T_{\text{э}}$  – тариф на отпущенный МВт·ч с учетом планируемой рентабельности (40%), руб./МВт·ч:

$$T_{\text{э}} = (1 + R) \cdot U_{\text{отп}}^{\text{э}} \quad (5.13)$$

$T_{\text{т}}$  – тариф тариф на отпущенную Гкал с учётом планируемой рентабельности ( $R$ ), руб./Гкал. (принимается в расчете 75%):

$$T_{\text{т}} = (1 + R) \cdot U_{\text{отп}}^{\text{тэ}} \quad (5.14)$$

Доход от основной деятельности, млн. руб.:

$$D_{\text{осн}} = \text{ВРП} - (D_{\text{ээ}} + D_{\text{тэ}}) \quad (5.15)$$

где  $D_{\text{ээ}}$  – прибыль от отпущенной электрической энергии, млн руб/год:

$$D_{\text{ээ}} = (T_{\text{э}} - U_{\text{отп}}^{\text{ээ}}) \cdot W_{\text{отп}} \quad (5.16)$$

$D_{\text{тэ}}$  – прибыль от отпущенной тепловой энергии, млн руб/год.

$$D_{тэ} = (T_{т} - U_{отп}^{тэ}) \cdot Q_{отп}$$

Налог на прибыль по ставке 20% составит, млн руб.:

$$H_{пр} = D_{осн} \cdot 0,2 \quad (5.17)$$

Чистая прибыль, млн. руб.:

$$ЧП_t = D_{осн} - H_{пр} \quad (5.18)$$

Чистый денежный поток, млн. руб.:

$$ЧДП_t = ЧП_t + U_a \quad (5.19)$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом, млн. руб.:

$$ЧДПНИ_t = ЧДПНИ_{t-1} + ЧДП_t \quad (5.20)$$

В нулевой год принимается равным капитальным затратам со знаком минус.

Дисконтированный денежный поток, млн. руб.:

$$ДДП_t = \frac{ЧДП_t}{(1+r)^t} \quad (5.21)$$

где  $r$  – норма дисконта для ТЭЦ принимается равной  $r = 10\%$ .

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн. руб.:

$$ДДПНИ_t = ДДПНИ_{t-1} + ДДП_t \quad (5.22)$$

Результаты расчетов снесены в таблицу 8.

Капитальные вложения в проект окупаются после 10 лет эксплуатации.



Таблица 8 – Оценка экономической эффективности капитальных вложений

<b>Инвестиционная деятельность</b>																
<b>Показатели</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
Кап. вложения в проект	-77641															
Сальдо от инвест деятельности	-77641															
<b>Операционная деятельность</b>																
Выручка от реализации продукции ВРП		9872	9872	9872	9872	9872	9872	9872	9872	9872	9872	9872	9872	9872	9872	9872
Полная себестоимость производства и отпуска тепловой и электрической энергии с ТЭЦ(С <sub>полн</sub> )		6367	6367	6367	6367	6367	6367	6367	6367	6367	6367	6367	6367	6367	6367	6367
Амортизационные отчисления		1871	1871	1871	1871	1871	1871	1871	1871	1871	1871	1871	1871	1871	1871	1871
Стоимость ОПС на начало года		27933	26061	24190	22318	20447	18575	16703	14832	12960	11089	9217	7346	5474	3603	1731
Стоимость ОПС на конец года		26061	24190	22318	20447	18575	16703	14832	12960	11089	9217	7346	5474	3603	1731	0
Среднегодовая стоимость ОПС		26997	25125	23254	21382	19511	17639	15768	13896	12025	10153	8282	6410	4539	2667	796
Налог на имущество		593	552	511	470	429	388	346	305	264	223	182	141	99	58	17
Доход от основной деятельности		3505	3505	3505	3505	3505	3505	3505	3505	3505	3505	3505	3505	3505	3505	3505
Налог на прибыль		701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701	701
Чистая прибыль		2804	2804	2804	2804	2804	2804	2804	2804	2804	2804	2804	2804	2804	2804	2804
Сальдо от операционной деятельности		4676	4676	4676	4676	4676	4676	4676	4676	4676	4676	4676	4676	4676	4676	4676
<b>Показатели эффективности инвестиционного проекта (денежные потоки)</b>																
Чистый денежный поток (ЧДП)	-27933	4675	4675	4675	4675	4675	4675	4675	4675	4675	4675	4675	4675	4675	4675	4675
Чистый денежный поток нарастающим итогом (ЧДП НИ)	-27933	-23257	-18581	-13905	-9229	-4554	-1210	4797	9473	14149	18824	23500	28176	32852	37527	42203
Дисконтированный денежный поток (ДДП)	-27933	4250	3864	3512	3193	2903	2639	2399	2181	1982	1802	1638	1489	1354	1231	1119
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	-27933	-23682	-19818	-16305	-13111	-10208	-7568	-5169	-2988	-1005	-97	886	1821	2154	2946	3516
Чистый дисконтированный доход (NPV проекта)	3 517 Р															
Внутренняя норма доходности (IRR проекта)	11%															
Дисконтированный индекс доходности инвестиций (ДИ)	1,045															
Простой срок окупаемости проекта (PP)	6,27															
Дисконтированный срок окупаемости инвестиций (DPP)	10,23															

Анализируя таблицу 8, получаем что чистый дисконтированный доход (NPV) проекта положителен. Внутренняя норма доходности составляет 11%, что также свидетельствует об экономической эффективности проекта. Простой и дисконтированный сроки окупаемости соответственно равны 6,27 и 10,23 лет. Инвестор на 1 руб. инвестиции, получит 1,045 руб. В совокупности, все показатели эффективности проекта, свидетельствуют о его успешности.

## 6 Электрическая часть

### 6.1 Выбор основного электрического оборудования станции

Для выработки электрической энергии на станции применяют синхронные генераторы трехфазного переменного тока. Номинальную мощность генераторов –  $P_{ном. г}$  выбирают в соответствии с номинальной мощностью турбин –  $P_{ном. т}$ . На станции будет установлено две турбины Т-185/220-12,8. Выбор турбогенераторов осуществляется исходя из условия  $P_{ном. г} \geq P_{ном. т}$ .

Характеристики турбогенератора представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика турбогенератора

Тип генератора	Номинальное значение					Масса, т	
	Частота, об/мин	Полная мощность, МВ·А	Сos φ	Напр. статора, кВ	КПД, %	общая	ротора
ТВФ-220-2УЗ	3000	259	0,85	15,75	98,6	243	45

Исполнение турбогенератора ТВФ - герметичное, закрытое. Циркуляция газа в машине осуществляется вентиляторами, установленными на валу ротора. Турбогенераторы имеют непосредственное форсированное охлаждение обмотки ротора водородом и косвенное водородное охлаждение обмотки статора. Газоохладители встроены в корпус статора.

Уплотнение вала турбогенератора ТВФ - кольцевого типа. Корпус статора - цилиндрический, сварен из листовой стали, газонепроницаемый, неразъемный. Внутри корпуса установлены кольцевые перегородки жесткости, одновременно служащие для крепления сердечника и рационального распределения водорода по всей длине корпуса статора.

Основное оборудование блоков представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Основное оборудование станции

№ блока	Тип турбогенератора	Тип турбины	Тип котельного агрегата
Блок № 1	ТВФ – 220 – 2УЗ	Т-185/220-12,8	Еп-670-13,8
Блок № 2	ТВФ – 220 – 2УЗ	Т-185/220-12,8	Еп-670-13,8

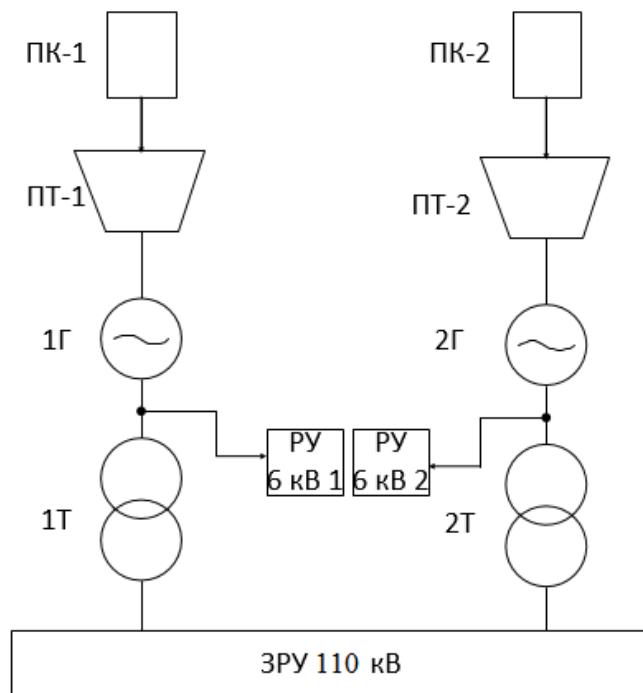


Рисунок 17 – Структурная схема станции

## 6.2 Расчёт и выбор трансформатора

Мощность, вырабатываемая двумя генераторами ТВФ-220-2:

$$P = P_1 + P_2 \quad (6.1)$$

где  $P_1 = P_2$  – активная мощность каждого генератора, МВт.

$$P_1 = P_2 = 220 \text{ МВт}$$

$$P = 220 + 220 = 440 \text{ МВт}$$

Полная мощность, идущая на трансформаторы, МВ · А:

$$S_{\text{тр}} = S_{\text{Г}} - 0,07 \cdot S_{\text{Г}} \quad (6.2)$$

где  $S_{\Gamma} = 259$  – полная мощность каждого генератора, МВ · А, (см таблицу 9);

$$S_{\text{тр}} = 259 - 0,07 \cdot 259 = 240,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Исходя из данной мощности осуществляется выбор силового трансформатора.

Найдем активную мощность собственных нужд

$$P_{\text{сн}} = P_{\Gamma} \cdot 2 \cdot 0,07 = 220 \cdot 2 \cdot 0,07 = 30,8 \text{ МВт} \quad (6.3)$$

где  $P_{\Gamma} = 100$  – мощность генератора, МВт

Полезная мощность

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{сн}}}{\cos \varphi} = \frac{30,8}{0,85} = 36,23 \text{ МВт} \quad (6.4)$$

Реактивная мощность собственных нужд

$$Q_{\text{сн}} = \sqrt{S_{\text{сн}}^2 - P_{\text{сн}}^2} = \sqrt{36,23^2 - 30,8^2} = 19,078 \text{ МВАР} \quad (6.5)$$

Таблица 11 - Характеристики трансформатора

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, кВ		Напряжение к/з, %	Ток холостого хода, %
	ВН	НН		
ТДЦ-250000/110	121	15,75	10,55	0,5

ТДЦ 250000/110-У1- силовой трехфазный двухобмоточный масляный трансформатор на напряжение 110 кВ, предназначен для передачи и преобразования электрической энергии переменного тока.

Т - трансформатор трехфазный, ДЦ - принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла; 250000 - номинальная мощность в ВА; 110 - класс напряжения обмотки ВН, кВ; У1 - климатическое исполнение и категория размещения.

### 6.3 Выбор главной схемы электрических соединений и построение схемы

Количество линий в схеме выдачи мощности станции рассчитывается исходя из количества генерирующего оборудования и количества потребителей. В проектируемой станции выполнено 8 линий: 2 от

генераторов турбин, 4 на потребителя, 1 обходная между системами шин, 1 на резервный трансформатор собственных нужд.

Электрическая схема станции представлена на рисунке 18.

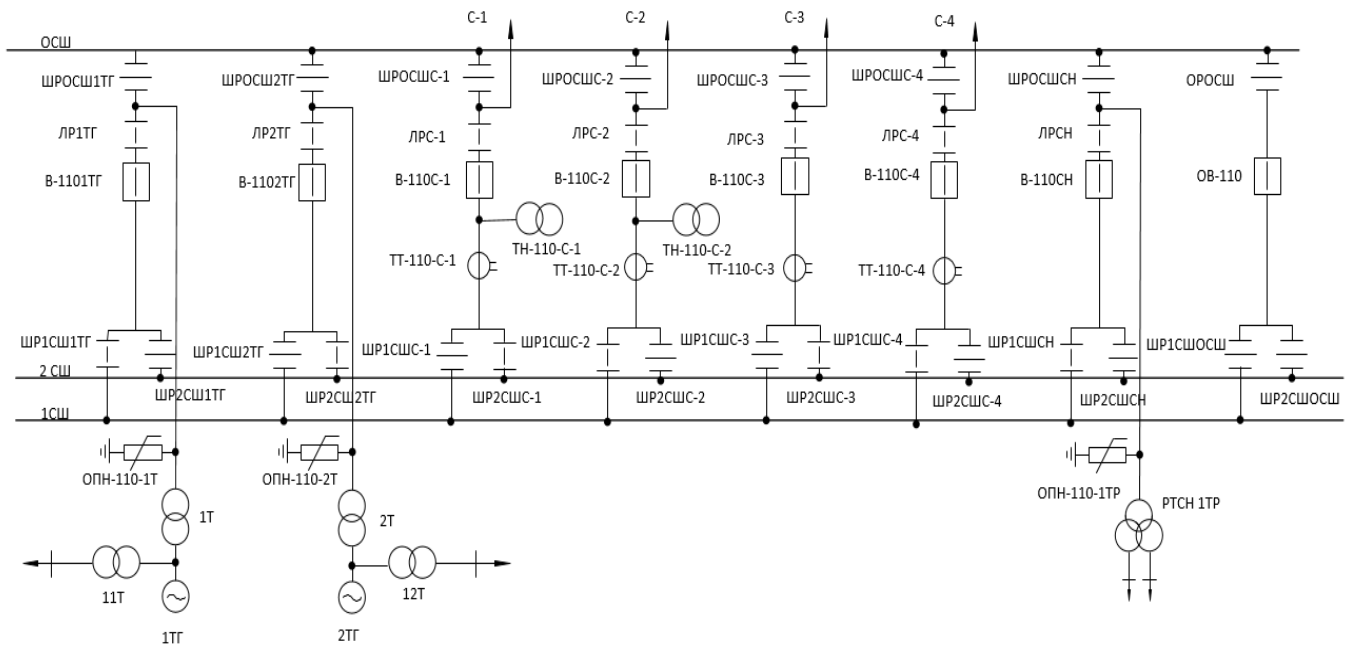


Рисунок 18 – Схема выдачи мощности проектируемой станции (две шины с обходной резервной системой шин)

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью бакалаврской работы являлось строительство принципиально новой ТЭЦ-4 в городе Хабаровске. Будет установлено 2 энергоблока, на буром угле Райчихинского месторождения с электрической мощностью 370 МВт и максимальной отопительной нагрузкой 1374 Гкал/ч. В качестве основного оборудования на ТЭЦ будут две турбины Т-185/220-12,8 и два котла ТПЕ-216.

При выполнении бакалаврской работы был произведен расчёт принципиальной тепловой схемы и расчёт технико-экономических показателей. Также произведен расчет с дальнейшим выбором вспомогательного оборудования.

Выбраны регенеративные подогреватели, деаэратор, питательные насосы, циркуляционные насосы, конденсатные насосы, сетевые насосы, сетевые подогреватели. Также рассчитаны элементы системы топливоподачи и пылеприготовления, тягодутьевые машины, система золоулавливания и золошлакоудаления. Произведен расчет вредных выбросов и на его основании была выбрана дымовая труба.

Рассчитана экономическая эффективность проекта. Рассчитана схема выдачи мощности ТЭЦ.

Спроектированы генеральный план проектируемой ТЭЦ с детальной компоновкой главного корпуса.

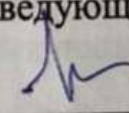
## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года – 91 с.
2. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
3. Базеев, Е. Т. Книга 3. Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики/ Базеев Е.Т., Билека Б.Д. – Киев., 2012. – 240 с.
4. Рыжков, А. Ф. Парогазовые технологии на твердом топливе : учебное пособие / А. Ф. Рыжков. – Екатеринбург, 2018. – 234 с.
5. Филиппов, С. П. Необходимость технологического обновления 2018. – 114 с.
6. Тремясов, В.А. Проектирование электрических станций : Методическое пособие / В.А. Тремясов. – Красноярск : ИПК СФУ, 2009. – 114 с.
7. Цыганок А.П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб.пособие /А.П. Цыганок, С.А. Михайленко ; Красноярский гос.техн.ун-т. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 136 с.
8. Кондратьев, Ф.С. Отчет на оказание инжиниринговых услуг по проведению публичного технологического и ценового аудита проекта «Строительство Хабаровской ТЭЦ-4» – Москва : ООО «ЭФ-ТЭК», 2019. – 62 с.
9. Зубова, М.В. Оценка экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты : учебно-методическое пособие / М. В. Зубова, И. А. Астраханцева, В. А. Финоченко. – Красноярск : СФУ, 2017. – 55 с.
10. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Дата введения 30 декабря 2013 года. Красноярск ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт  
институт  
Тепловые электрические станции  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Е.А. Бойко  
подпись инициалы, фамилия

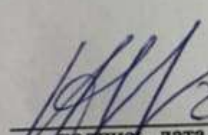
« 18 » 06 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника  
код – наименование направления

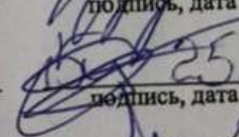
Проект Хабаровской ТЭЦ-4 мощностью 324 МВт  
тема

Руководитель

 25.06.21 доцент, к.т.н  
подпись, дата должность, ученая степень

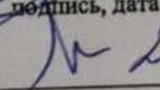
И.А. Иванов  
инициалы, фамилия

Выпускник

 25.06.21  
подпись, дата

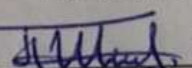
С.А. Бусарев  
инициалы, фамилия

Тех. контроль

 18.06.21  
подпись, дата

Е.А. Бойко  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 26.08.21  
подпись, дата

П.В. Шишмарев  
инициалы, фамилия