

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

«        »

2021г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код и наименование специальности

Проект Сахалинской ГРЭС-2 120 МВт, Сахалинский уголь

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н

должность, ученая степень

И.А. Иванов

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В.И. Федотов

инициалы, фамилия

Тех. Контроль

подпись, дата

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2021

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект Сахалинской ГРЭС-2 на 120 МВт, Сахалинский уголь» содержит 65 страниц текстового документа, 10 использованных источников, 4 листа графического материала.

Ключевые слова: ТУРБОАГРЕГАТ, ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ПЕРЕГРЕВ, КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА.

Объект выпускной квалификационной работы – станция на 120 МВт с котлом на параметры пара 13,8 МПа и 560 °С и турбоагрегатом К-130-12,8

Цель работы: разработка станция на 120 МВт на угле Сахалинского месторождения.

В ходе работы был произведён расчёт тепловой схемы блока, объединённый с тепловым расчётом котла, пересчитан котельный агрегат на новое топливо; произведено технико-экономическое обоснование предлагаемого решения; выбрано вспомогательное оборудование; рассчитано воздействие объекта на окружающую среду; разработаны генеральный план и компоновка главного корпуса; произведён расчёт системы технического водоснабжения.

Результаты работы представлены в заключении, а также в тексте документа и графической части посредством схем, таблиц и чертежей.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 Технико-экономическая оценка состава основного оборудования .....	10
1.1 Расчёт основных технико-экономических показателей проектируемой и сопоставляемой конденсационной электростанции .....	10
1.1.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией.....	10
1.1.2 Расчет себестоимости единицы электроэнергии .....	14
1.2 Экономическое обоснование состава основного оборудования по критерию себестоимости энергетической продукции .....	16
2 Принцип работы станции и применяемая технология .....	16
3 Расчетная часть .....	19
3.1 Определение параметров установки по подогреву сетевой воды.....	19
3.2 Построение процесса расширения пара на h-s диаграмме .....	20
3.3 Определение параметров по элементам схемы.....	22
3.4 Определение предварительного расхода пара на турбину .....	24
3.5 Баланс пара и конденсата .....	25
3.6 Расчет объёмов воздуха и продуктов сгорания .....	26
3.6.1 Теоретический объём воздуха и продуктов сгорания.....	26
3.6.2 Действительные объёмы продуктов сгорания .....	26
3.7 Коэффициент полезного действия и потери теплоты .....	27
3.8 Определение расхода топлива .....	27
3.9 Расчет теплообмена в топке .....	29
3.10 Расчет регенеративной схемы.....	33
3.10.1 Расчет регенеративной схемы ПВД .....	33
3.10.2 Расчет деаэратора и ПНД .....	34
3.11 Расчет технико-экономических показателей .....	36
3.12 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС .....	40
3.12.1 Регенеративные подогреватели .....	40
3.12.2 Деаэратор .....	40
3.12.3 Сетевые подогреватели .....	40
3.12.4 Выбор питательных насосов .....	40
3.12.5 Выбор конденсатных насосов.....	41
3.12.6 Выбор циркуляционных насосов.....	41
3.12.7 Выбор сетевых насосов .....	42

3.13 Проектирование топливного хозяйства .....	42
3.13.1 Приемные разгрузочные устройства.....	42
3.13.2 Ленточные конвейеры .....	43
3.13.3 Дробилки .....	43
3.13.4 Топливные склады .....	44
3.13.5 Выбор механизмов системы пылеприготовления .....	45
3.14 Выбор тягодутьевых машин .....	46
3.15 Расчет схемы водоснабжения .....	46
3.16 Охрана окружающей среды .....	48
3.16.1 Определение выбросов вредных веществ в атмосферу .....	52
3.16.2 Расчет дымовой трубы.....	53
4 Общая часть .....	54
5 Расчет показателей экономической эффективности строительства КЭС и оценка коммерческой эффективности проекта.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	63
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	65

## ВВЕДЕНИЕ

Многие десятилетия тепловые электрические станции (ТЭС) остаются главным промышленным источником энергии. Современная энергетика сегодня продолжает в значительной мере опираться на использование ТЭС, что обусловлено некоторыми ограничениями в других её отраслях:

- Доля атомной энергетики составляет около 10% в мировом производстве электроэнергии, многие страны осуществляют поэтапное закрытие станций и осуществляют их замену. В настоящее время к выходу из эксплуатации до 2040 г. готовятся более 200 ядерных реакторов (в таких странах как США, Россия и Япония). В связи с этим возникает проблема восполнения нехватки генерирующих мощностей: особенно остро в последнее время она поднимается в странах Европы.
- Перспективы развития гидроэнергетики ограничены тем, что гидропотенциал развитых стран почти полностью исчерпан, кроме того, серьёзным препятствием прогрессу в данной отрасли является неравномерное расположение гидропотенциала, обусловленное географическим расположением рек и водоёмов.
- Несмотря на значительный прогресс в использовании ветряной и солнечной энергии, в ближайшем будущем не предполагается широкий переход на использование данных видов энергии вследствие их сильной зависимости от климатических условий, препятствующей надёжному снабжению потребителя электроэнергией.

В данных условиях, с учётом использования новых экологических технологий и общему прогрессу в изготовлении конструкционных материалов перспективным и надёжным источником энергии остаются мощные пылеугольные энергоблоки. Сейчас, вследствие аварий, связанных со «старением» оборудования с одной стороны (в середине десятилетия по статистике средний возраст основного оборудования станций превышал 33 года) и роста потребности в электрической и тепловой энергии с другой, важным является ввод новых мощностей в этой сфере. Запасы угля огромны, проблем с его производством нет, и спрос на него ограничен исключительно вопросами экологии, в настоящее время успешно решаемыми в европейских странах новейшими технологиями по сокращению выбросов CO<sub>2</sub>.

ПАО "Сахалинэнерго" по-прежнему является основной энергоснабжающей компанией острова Сахалин. Его установленная электрическая мощность составляет 539,24 МВт, а установленная тепловая

мощность-798,5 Гкал/ч, протяженность всех электрических сетей превышает 7 тысяч километров. В состав компании входят пять структурных подразделений с численностью персонала более 3000 человек.

Сахалинская ГРЭС и Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, находящиеся в ведении "Сахалинэнерго", производят основной объем электроэнергии. Также в регионе действуют ОАО "Ногликская газовая электростанция" и ОАО "Охинская ТЭЦ" и, соответственно, принадлежащие им одноименные станции. Эти четыре предприятия вырабатывают более 90% электроэнергии в регионе, остальная доля вырабатывается дизельными электростанциями на Курильских островах и дизельными электростанциями в децентрализованных населенных пунктах острова Сахалин. Новая станция должна заместить существующую станцию (Сахалинская ГРЭС-1) и в общем увеличить мощность энергосистемы острова Сахалин.

Строительство электрической станции (Южно-Сахалинской ГРЭС) было начато в 1961 году. Первый турбоагрегат был запущен 28 декабря 1965 года. В 1972 году станция достигла проектируемой мощности в 315 МВт, в эксплуатацию были введены 6 турбин: 3 турбины (1очередь строительства) типа К-50-90-3 мощностью 50 МВт каждая (№ 1—3) 3 турбины (2 очередь) типа К-50-90-4 мощностью 55 МВт каждая (№ 4—6), а также 6 котлов. К началу 1990-х годов оборудование электростанции достигло очень высокой степени износа, и начался процесс постепенного вывода из эксплуатации основного оборудования или его повторной маркировки с уменьшением мощности. В 1992 году котел № 1 был демонтирован. В 2013-2014 годах 4 из 6 турбин были выведены из эксплуатации.

Установленная мощность электростанции на момент вывода из эксплуатации составляет 84 МВт, а тепловая мощность-15 Гкал / час. Станция работала в базовом режиме с выводом в холодный резерв в течение всего лета.

Состав оборудования станции по состоянию на момент вывода из эксплуатации:

- Турбоагрегат № 5 с мощностью 42 МВт, с турбиной К-42/50-90-4 и с генератором ТВФ-60-2, введён в 1971 году;
- Турбоагрегат № 6 с мощностью 42 МВт, с турбиной К-42/50-90-4 и с генератором ТВФ-60-2, введён в 1972 году.

Пар для турбоагрегатов вырабатывали 3 котлоагрегата (станционные номера 2,4 и 6) — один БКЗ-220-100-9С и два БКЗ-220-100 Ф.

С начала 2010 года началась реализация программы газификации ОП Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, а также строительство 4-го и 5-го газовых энергоблоков. В 2012 году на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 был введен в

эксплуатацию 5-й энергоблок, а в 2013 году-4-й энергоблок. С 2013 года ТЭЦ-1 полностью переведена на газ. Уголь перешел в категорию резервного топлива (необходимость его сжигания на тепловых электростанциях обусловлена нормативными актами Министерства энергетики Российской Федерации по поддержанию резервного топлива в надлежащем качестве).

В то же время угольная промышленность Сахалинской области является одной из основных отраслей экономики региона — на острове насчитывается 70 месторождений угля.

Сейчас около половины добываемого угля поставляется за пределы региона, в основном на экспорт. Тем не менее, в связи с передачей Южно-Сахалинской ТЭЦ проблема реализации угля для всех предприятий отрасли стоит очень остро.

Между тем строящаяся Сахалинская ГРЭС-2, согласно проекту, предусматривает использование угля в качестве топлива.

Вариант использования газа в качестве топлива не рассматривается, так как газ на Сахалине поставляется по единому газопроводу, поэтому обеспечить резервирование поставок топлива невозможно.

Кроме того, в случае возможных перебоев с поставками газа для Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 угольная Сахалинская ГРЭС-2 сможет полностью покрыть дефицит электроэнергии на острове.

Согласно проекту, электрическая мощность Сахалинской ГРЭС-2 составит 120 МВт. Используемое топливо - уголь Сахалинского месторождения. Строительство станции будет осуществляться с целью возмещения выбывающих мощностей Сахалинской ГРЭС, а также повышения общей мощности энергосистемы острова для обеспечения развития экономики. Ввод в работу Сахалинской ГРЭС-2 позволит получить запас надежной энергетической инфраструктуры для роста промышленности региона, развития производственного сектора и жилого фонда.

Проект нужен для того, чтобы:

- обеспечить замещение выбывающих мощностей Сахалинской ГРЭС;
- повысить эффективность и надежность функционирования Сахалинской энергосистемы;
- увеличить общую мощность энергосистемы Сахалина с учетом обеспечения потребностей развития экономики и создать запас мощности и надежности энергетической инфраструктуры для роста промышленности региона, и развития производственного сектора.

Площадка строительства Сахалинской ГРЭС-2 расположена в муниципальном образовании «Томаринский городской округ» Сахалинской области на юго-западном побережье о. Сахалин в 6 км севернее п. Ильинский

Площадка расположена на незастроенной территории. Ближайшие поселения расположены в 6 км от площадки станции. С севера, юга, востока площадка ограничена свободными землями, с запада – областной автодорогой, проходящей вдоль берега Татарского пролива.

Площадка определена как лучшее место размещения новой электростанции.



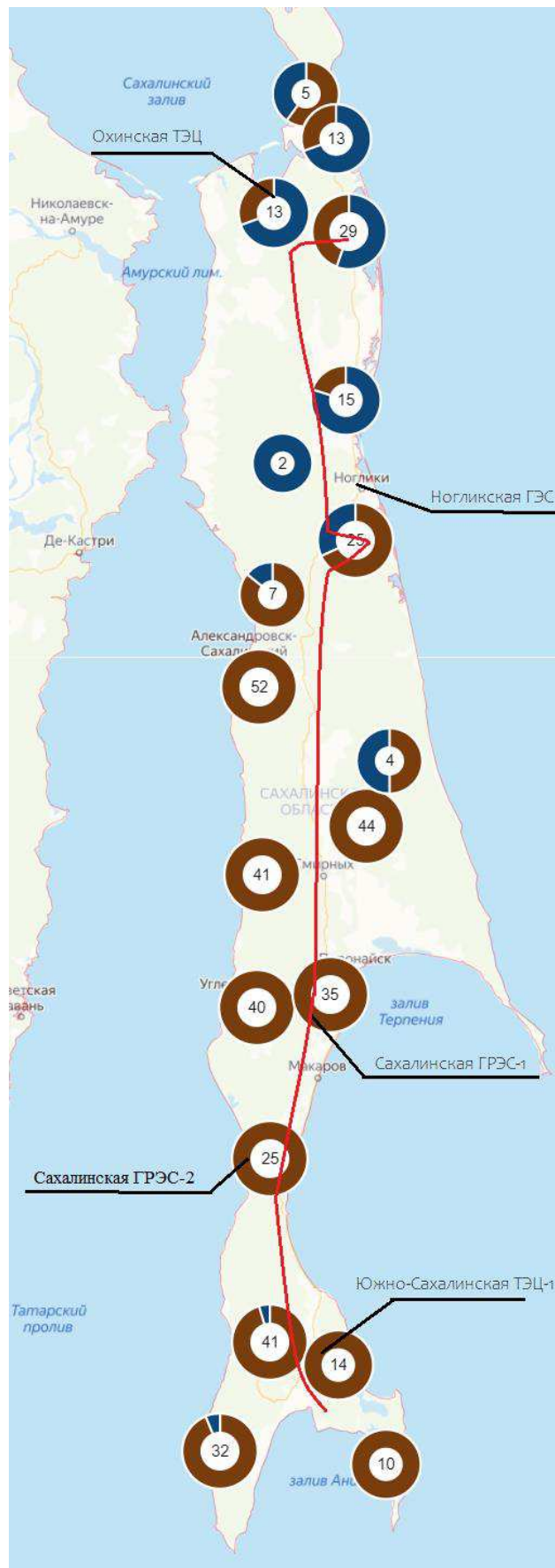


Рисунок 1 – Месторождения угля и расположение станций

## 1 Технико-экономическая оценка состава основного оборудования

Требуется рассчитать основные экономические показатели строительства основного и сопоставляемого блока. Провести оценку коммерческой эффективности для станции с меньшей себестоимостью по отпуску электрической энергии. Исходные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Среднегодовой фонд оплаты труда одного работающего							442679
Обязательные страховые выплаты от ФОТ, %							30,4
Коэффициент удорожания капитальных вложений							118
Средняя норма амортизации станции в целом, %							6,7
Норма отчислений на ремонтное обслуживание от кап. вложений в ТЭС, %							5
Установленная мощность, N <sub>y</sub> МВт	Основной агрегат	Количество блоков	Сопоставляемый агрегат	Количество во блоков	Вид топлива	Район сооружения	
120	К-130-12,8	1	К-60-12,8	2	Уголь	Сахалин	
Цена топлива, руб./нат. ед	Ориентировочная теплота сгорания топлива	Тепловая мощность, МВт	Ориентировочные штатные коэффициенты				
			1 вариант		2 вариант		
950	19550	15	0,39		0,46		

### 1.1 Расчёт основных технико-экономических показателей проектируемой и сопоставляемой конденсационной электростанции

#### 1.1.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Эксплуатационные расходы группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн руб./год:

$$U_{\text{э}} = U_{\text{т}} + U_{\text{зп}} + U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}} \quad (1)$$

где  $U_{\text{т}}$  – затраты на топливо;

$U_{\text{зп}}$  – расходы на оплату труда;

$U_{\text{а}}$  – амортизация основных производственных средств;

$U_{\text{тр}}$  – расходы на ремонт основных средств;

$U_{\text{пр}}$  – прочие расходы.

### а) Расчёт затрат на топливо

Число часов работ основного оборудования, другими словами, календарное время с вычетом времени простоя оборудования в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_p = 8760 - T_{\text{рем}} \quad (2)$$

где  $T_{\text{рем}}$  – время простоя в ремонте, ч. для энергоблоков КЭС 120 МВт  $T_{\text{рем}} = 482$ , для энергоблоков 60 МВт  $T_{\text{рем}} = 438$ .

Выработка электроэнергии на КЭС, МВт ч:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}} \quad (3)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность всей станции, МВт;  
 $T_{\text{уст}}$  – число часов использования установленной мощности станции, ч, принимается на 400 меньше  $T_p$ .

Средняя нагрузка электрической станции, МВт:

$$P_{\text{кэс}} = W/T_p \quad (4)$$

где  $T_p$  – число часов фактической работы станции, ч.

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{\text{бл}} = P_{\text{кэс}}/n_{\text{бл}} \quad (5)$$

где  $n_{\text{бл}}$  – число блоков (см. табл. 1).

Ежегодный расход топлива блоком станции на выработку электрической энергии в установившемся режиме, т у.т./год:

$$B_{\text{уст}} = (b_{\text{хх}} \cdot P_{\text{н}} + b_1 \cdot P_{\text{бл}} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{\text{бл}} - P_{\text{ЭК}})) \cdot T_p \cdot n_{\text{бл}} \quad (6)$$

где  $b_{\text{хх}}$  – удельный расход условного топлива на холостой ход агрегата: Для агрегата К-130-12,8:  $b_{\text{хх}} = 0,0212$ , для К-60-12,8  $b_{\text{хх}} = 0,0212$ .

$b_1$  и  $b_2$  – относительный прирост расхода топлива до точки экономической мощности, и в зоне перегрузки; Для агрегата К-130-12,8:  $b_1 = 0,302$ ,  $b_2 = 0,302$ , для К-60-12,8  $b_1 = 0,302$ ,  $b_2 = 0,302$ .

$P_{\text{ЭК}}$  и  $P_{\text{Н}}$  – экономическая и номинальная мощности, МВт; Для К-130-12,8  $P_{\text{ЭК}} = 120$  МВт и  $P_{\text{Н}} = 130$  МВт, а для блока К-60-12,8  $P_{\text{ЭК}} = 60$  МВт и  $P_{\text{Н}} = 60$  МВт.

Потери топлива в неустановившемся режиме, т у.т./год:

$$V_{\text{неуст}} = V_{\text{п6-10ч}} \cdot n_{\text{п6-10ч}} \cdot n_{\text{бл}} + V_{\text{пх.с}} \cdot n_{\text{пх.с}} \cdot n_{\text{бл}} \quad (7)$$

где  $V_{\text{п6-10ч}}$  и  $V_{\text{пх.с}}$  – пусковые потери при останове на 6–10 часов, и при пуске из холодного состояния; Для К-130-12,8  $V_{\text{п6-10ч}} = 15$ ,  $V_{\text{пх.с}} = 40$ , для К-60-12,8  $V_{\text{п6-10ч}} = 13$ ,  $V_{\text{пх.с}} = 38$ .

$n_{\text{п6-10ч}}$  и  $n_{\text{пх.с}}$  – количество пусков и остановов на 6 – 10 часов, и из холодного состояния. Принимаем  $n_{\text{п6-10ч}} = 10$ ,  $n_{\text{пх.с}} = 2$

Ежегодный расход топлива на станцию, т у.т./год:

$$V = V_{\text{уст}} + V_{\text{неуст}} \quad (8)$$

Затраты на топливо, млн руб./год:

$$U_{\text{т}} = \text{Ц} \cdot V \cdot 10^{-6} \quad (9)$$

где  $\text{Ц}$  – цена топлива, руб./т.у.т. (смотри таблицу 1).

### **б) Расходы на оплату труда**

Для расчётов заработной платы рабочих по станции можно использовать формулу, млн руб./год:

$$U_{\text{зп}} = N_{\text{у}} \cdot n_{\text{у}} \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6}, \quad (10)$$

где  $n_{\text{у}}$  – штатный коэффициент, чел./МВт (смотри таблицу 1);

$\Phi_{\text{зп}}$  – средняя заработная плата одного работника за год (смотри таблицу 1).

### **с) Амортизационные отчисления**

Размер амортизационных отчислений, млн руб./год:

$$U_{\text{а}} = K \cdot N_{\text{а}}, \quad (11)$$

где  $N_{\text{а}}$  – средняя норма амортизации ГРЭС в целом (смотри таблицу 1);

$K$  – капитальные вложения в станцию, млн руб./год:

$$K = (K' + K_{\text{бл}} \cdot (n_{\text{бл}} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{\text{уд}}, \quad (12)$$

где  $K'$  и  $K_{\text{бл}}$  – капитальные вложения, связанные с установкой 1 блока головного и каждого последующего, млн руб.; для К-130-12,8  $K' = 33,5$ ,  $K_{\text{бл}} = 13,6$ ; для К-60-12,8  $K' = 24$   $K_{\text{бл}} = 9$ ;

$d_i$  – коэффициент, учитывающий район размещения станции;

$k_{\text{уд}}$  – коэффициент удорожания цен текущего года (смотри таблицу 1).

#### **д) Расходы на ремонт основных средств**

Расходы по ремонту на станцию, млн руб./год:

$$U_{\text{тр}} = K \cdot N_{\text{тр}}, \quad (13)$$

где  $N_{\text{тр}}$  – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в станцию (смотри таблицу 1).

#### **е) Прочие расходы**

К прочим расходам относятся:

- общестанционные и общецеховые расходы;
- расходы по технике безопасности и охране труда;
- налоги и сборы;
- плата за землю;
- другие;

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, зарплату и ремонт, с учётом страховых взносов, млн руб./год:

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{зп}}) + \text{СОЦ}, \quad (14)$$

где СОЦ – страховые взносы во внебюджетные фонды, млн руб./год

$$\text{СОЦ} = N_{\text{св}} \cdot U_{\text{зп}}, \quad (15)$$

где  $N_{\text{св}}$  – норматив страховых взносов, доли (смотри таблицу 1);

Для оценки правильности расчётов определяется удельный вес топливной составляющей себестоимости:

$$T_{\text{уд.в}} = U_{\text{т}}/U_{\text{э}}, \quad (16)$$

### 1.1.2 Расчет себестоимости единицы электроэнергии

Ежегодный отпуск электрической энергии с шин ГРЭС, МВт·ч:

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}), \quad (17)$$

где  $a_{\text{сн}}$  – коэффициент расхода электрической энергии на собственные нужды ГРЭС, принимаем для энергоблока К-130-12,8  $a_{\text{сн}} = 6,7\%$ , для К-60-12,8  $a_{\text{сн}} = 9,5\%$

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт·ч:

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = U_{\text{э}}/W_{\text{отп}}, \quad (18)$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт·ч:

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = U_{\text{э}}/W_{\text{э}}, \quad (19)$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт·ч, кг у.т./кВт·ч:

$$B_{\text{выр}} = B/W, \quad (20)$$

Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт·ч, кг у.т./кВт·ч:

$$B_{\text{отп}} = B/W_{\text{отп}}, \quad (21)$$

При расчете сопоставляемого блока принимаем  $W_{\text{отп}}^{\text{осн}} = W_{\text{отп}}^{\text{соп}}$ , тогда выработка электроэнергии на электрической станции, МВт·ч:

$$W = W_{\text{отп}}/(1 - a_{\text{сн}}), \quad (22)$$

Количество часов использования установленной мощности станции, ч:

$$T_{\text{уст}} = W/N_{\text{уст}}, \quad (23)$$

Количество часов работы основного оборудования, то есть календарное время с учетом вычета времени простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год, принимается на 400 больше  $T_{\text{уст}}$ . Расчет остальных технико-экономических показателей для сопоставляемого блока производится без изменения по формулам (4) – (21). Результаты расчета ТЭП блоков представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета ТЭП

Название величины	К-130-12,8	К-60-12,8
Количество часов работы основного оборудования, ч/год	8278	8278
Количество часов использования установленной мощности станции, ч	7778	7778
Выработка электрической энергии на станции, МВт·ч	933360	933360
Средняя нагрузка электрической станции, МВт	112,75	112,75
Средняя нагрузка энергоблока в год, МВт	112,75	56,38
Ежегодный расход топлива блоком станции на выработку электрической нагрузки в установившемся режиме, т.у.т./ год	304688,888	303345,952
Потери топлива в неуставившемся режиме, т.у.т./ год	230	412
Ежегодный расход топлива на станцию, т.у.т./ год	304918,888	303345,952
Затраты на топливо, млн руб./ год	253,464	252,156
Расходы на оплату труда, млн руб./ год	53,122	106,24
Амортизационные отчисления, млн руб./ год	317,82	313,08
Капитальные вложения, млн руб./ год	4743,6	4672,8
Расходы на ремонт и обслуживание оборудования, млн руб./ год	237,18	233,64
Страховые взносы во внебюджетные фонды, млн руб./ год	137,77	162,89
Другие расходы, млн руб./ год	16,15	32,297
Удельный вес топливной составляющей себестоимости, %	25%	24%
Расходы на эксплуатацию, млн руб./ год	999,36	1068
Ежегодный отпуск электрической энергии с шин ГРЭС, МВт·ч	870,825	844,691
Себестоимость отпущенной энергии станции, руб./кВт·ч:	1,147	1,264
Себестоимость выработанной энергии станции, руб./кВт·ч	1,07	1,144
Удельный расход условного топлива на выработанный кВт·ч, кг.у.т./ кВт·ч	0,327	0,325
Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт·ч, кг.у.т./ кВт·ч	0,35	0,359

## 1.2 Экономическое обоснование состава основного оборудования по критерию себестоимости энергетической продукции

Этот подход основывается на учете экономических интересов предприятия и учитывает изменение его основных технических и экономических показателей.

По показателю проектируемой себестоимости определяется наиболее выгодный вариант строительства станции, который становится рекомендуемым.

Экономическое обоснование подразумевает расчет потенциального микроэкономического эффекта в результате снижения себестоимости производимой электрической энергии по рекомендуемому варианту.

Экономический эффект на уровне ГРЭС составит, млн руб./год:

$$\mathcal{E}_{\text{х.р.}} = (U_{\text{рек}}^{\text{отп}} - U_{\text{соп}}^{\text{отп}}) \cdot W_{\text{отп}}, \quad (24)$$

где  $U_{\text{рек}}^{\text{отп}}$  – себестоимость единицы отпущенной электрической энергии по рекомендуемому варианту, руб./кВт·ч (смотри таблицу 2);

$U_{\text{соп}}^{\text{отп}}$  – себестоимость единицы отпущенной электрической энергии по сопоставляемому варианту, руб./кВт·ч (смотри таблицу 2);

$W_{\text{отп}}$  – годовой отпуск электрической энергии по рекомендуемому варианту, МВт·ч (смотри таблицу 2).

$$\mathcal{E}_{\text{х.р.}} = (1,147 - 1,264) \cdot 870,825 = -101,69$$

Таким образом, на основании полученного экономического эффекта можно сделать вывод о рациональности использования одного блока К-130-12,8 вместо двух К-60-12,8

## 2 Принцип работы станции и применяемая технология

Ввод в эксплуатацию запланированных мощностей позволит увеличить объем электроэнергии, повысить надежность подачи тепла и горячей воды потребителю, а также улучшить экологическую и санитарно-эпидемиологическую обстановку после вывода устаревшего оборудования существующей ГРЭС на острове Сахалин в целом.

Проект разработан в соответствии с действующими требованиями законодательства Российской Федерации с использованием технологий, повышающих эффективность систем контроля и управления, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду. Этот подход



сопровождается разработкой соответствующих мер по предотвращению возможного загрязнения окружающей среды и выбором технологий в соответствии с принятыми принципами использования наилучших доступных технологий (НДТ).

Ниже приводится описание основного технологического процесса, предлагаемого для реализации Проекта, которое подтверждает соответствие принятым принципам использования НДТ.

Проектом предусмотрено строительство одного энергоблока пароэнергетического оборудования мощностью 120 МВт, состоящего из парового котла и паровой турбины. Парогенератор предназначен для безопасной, высоконадежной и недорогой выработки электрической энергии в базовом режиме и тепловой энергии для удовлетворения собственных потребностей станции в горячей воде и отоплении, при этом отсутствует тепловыделение сторонним потребителям.

Проект разработан на базе паротурбинных агрегатов конденсационного типа, которые имеют высокие технико – экономические показатели (более низкий удельный расход тепла, высокий КПД в линейке паровых турбин-42,1%, высокий коэффициент эксплуатационной надежности/готовности).

В проекте принят паровой котел, который имеет высокий расчетный КПД – 92,695%. Котел однобарабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, без промежуточного перегрева пара, П-образное расположение поверхностей нагрева, с удалением твердого шлака, в газонепроницаемой конструкции, для работы в условиях разрежения.

Оборудование, принятое в проекте, демонстрирует использование наилучших доступных технологий.

Окончательный выбор основного оборудования будет осуществляться после проведения конкурсных процедур на право заключения договора поставки.

Для охраны водного бассейна в соответствии с Водным кодексом Российской Федерации техническая система водоснабжения Сахалинской ГРЭС-2 принята в качестве оборотной. Система обратного водоснабжения исключает воздействие на гидробиологические ресурсы Татарского пролива, сводит к минимуму образование сточных вод и демонстрирует использование наилучших доступных технологий.

Для первого пускового комплекса мощностью 120 МВт водяное охлаждение обеспечивается на градирне испарительной башни. Для последующих этапов станции планируется установить градирни с сухим вентилятором.

В состав основного оборудования блока входят паровая турбина К-130-12,8; паровой котел Е-420-13,8-560. На рисунке 2 представлена принципиальная тепловая схема блока.

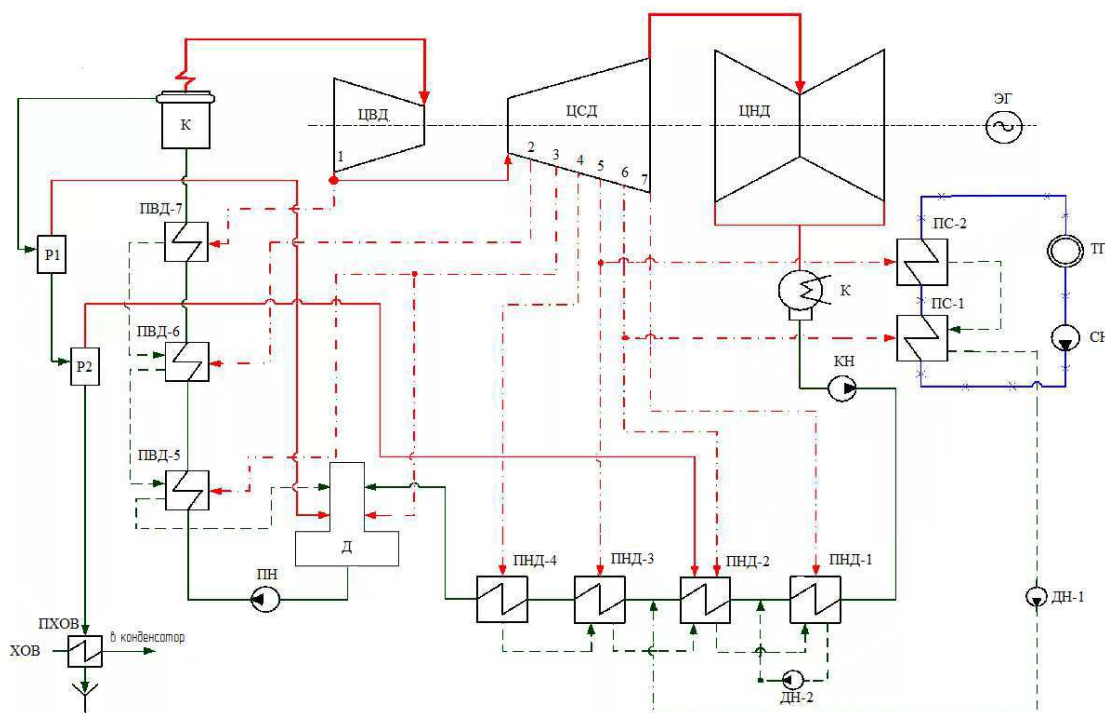


Рисунок 2 – Принципиальная тепловая схема блока

Таблица 3 – Параметры по приведённой схеме

Параметр	Значение	
Номинальная проектируемая электрическая мощность станции, МВт	120	
Начальное проектированное давление острого пара, МПа	12,8	
Начальная проектируемая температура острого пара, °С	540	
Давление в конденсаторе, МПа	0,004	
Используемое количество отборов на регенерацию, шт.	7	
Распределение давлений по отборам		
Параметр	Потребитель	Значение
$P_{от1}$	ПВД-7	3,8
$P_{от2}$	ПВД-6	2,5
$P_{от3}$	Деаэратор, ПВД-5	1,187
$P_{от4}$	ПНД-4	0,63
$P_{от5}$	ПНД-3	0,35
$P_{от6}$	ПНД-2	0,13
$P_{от7}$	ПНД-1	0,026

Таким образом, задачами настоящего проекта являются:

1. Расчёт принципиальной тепловой схемы блока и выбор современного вспомогательного оборудования, отвечающего необходимым требованиям, а также его расчёт.
2. Вычисление наиболее эффективного распределения потока конденсата и питательной воды между группами регенеративных подогревателей и турбинными экономайзерами в газоходе котла.
3. Проектирование и расчёт котельного агрегата для определения расположения и площади поверхностей нагрева.
4. Решение вопроса охраны окружающей среды ( расчёт вредных выбросов, выбор высоты дымовой трубы, расчёт рассеивания).
5. Разработка генерального плана станции.
6. Выбор компоновки главного корпуса.
7. Расчёт себестоимости энергии и срока окупаемости проекта.
8. Разработка чертежей главного корпуса и генерального плана.

### 3 Расчетная часть

#### 3.1 Определение параметров установки по подогреву сетевой воды

Расчетная схема сетевых подогревателей показана ниже на рисунке 3

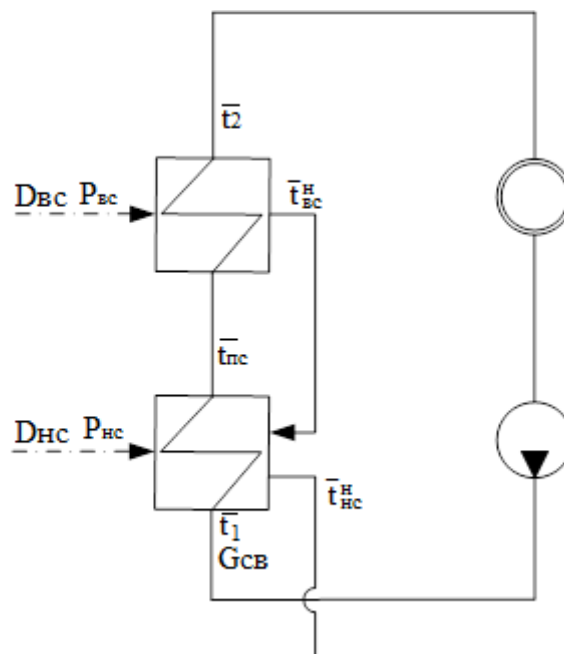


Рисунок 3 – Расчетная схема подогрева сетевой воды

Производим расчет расхода сетевой воды, кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}}{C_B \cdot \Delta t} = \frac{15000}{4,186 \cdot (130 - 70)} = 59,766 \quad (25)$$

Далее находим температуру насыщения верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{\text{вс}} = t_{\text{нс}} + \vartheta = 130 + 5 = 135 \quad (26)$$

С помощью h-s диаграммы воды и водяного пара находим энтальпию насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{вс}}^{\text{н}} = 567,766$$

Так же находим давление пара верхнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{\text{вс}} = f(t_{\text{вс}}) = 0,313$$

Определяем давление пара в нижнем сетевом подогревателе, МПа:

$$P'_{\text{нс}} = 0,95 \cdot P_5 = 0,121 \quad (27)$$

По h-s диаграмме воды и водяного пара находим температуру насыщения нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{\text{нс}} = f(P_5) = 105$$

Таким же образом энтальпию насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{нс}}^{\text{н}} = 440,213$$

### 3.2 Построение процесса расширения пара в турбине на h-s диаграмме

На h-s диаграмме воды и водяного пара (рисунок 3) проставляем точки с начальными параметрами пара. Давление пара на входе в проточную часть турбины, с учетом дросселирования в регуляторах, составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦВД}} = 12,8 \cdot 0,95 = 12,16 \quad (28)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления  $P'_0$  до давления  $P_1$  можно найти опустив изоэнтропу до необходимого давления. При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке «В» можно определить по следующей формуле, кДж/кг:

$$i_{\text{в}} = i_{\text{А}_0} - (i_{\text{А}_0} - i_{\text{В}_0}) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} = 3454 - (3454 - 3099,4) \cdot 0,86 = 3149,04 \quad (29)$$

где,  $i_{\text{В}_0} = 3099,4$  кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за цилиндром высокого давления;

$i_{A_0} = 3454$  кДж/кг – э энтальпия острого пара;  
 $\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,86$  внутренний относительный КПД цилиндра высокого давления.

Таким же образом находим параметры пара в следующей точке, кДж/кг:

$$i_C = i_B - (i_B - i_{C0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3149,04 - (3149,04 - 2238,5) \cdot 0,95 = 2284 \quad (30)$$

где,  $i_B = 3149,04$  кДж/кг – энтальпия пара в точке В;  
 $i_{C0} = 2238,5$  кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за цилиндром среднего давления;  
 $\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,95$  внутренний относительный КПД для цилиндра среднего давления.

Так же как и предыдущии точки находим параметры пара за цилиндром низкого давления, кДж/кг:

$$i_D = i_C - (i_C - i_{D0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2284 - (2284 - 2056,7) \cdot 0,97 = 2063,6 \quad (31)$$

где,  $i_C = 2284$  кДж/кг – энтальпия пара в точке С;  
 $i_{D0} = 2056,7$  кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за цилиндром низкого давления;  
 $\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,97$  внутренний относительный КПД для цилиндра низкого давления.

Используя уравнение теплового баланса можно найти расход пара на верхний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{BC} = \frac{G_{CB} \cdot \Delta t_{BC} \cdot C_B}{(i_5 - t_{BC}^H) \cdot \eta_{п}} = \frac{59,766 \cdot 30 \cdot 4,186}{(2620,3 - 575,358) \cdot 0,99} = 3,705 \quad (32)$$

По такому же меоду находим расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{HC} = \frac{G_{CB} \cdot \Delta t_{HC} \cdot C_B}{(i_6 - t_{HC}^H) \cdot \eta_{п}} = \frac{59,766 \cdot 30 \cdot 4,186}{(2464,1 - 446,506) \cdot 0,99} = 3,755 \quad (33)$$

Расчитываем нагрузку на верхний сетевй подогреватель, кВт:

$$Q_{BC} = G_{CB} \cdot (t_{BC} - t_{HC}) \cdot C_B = 59,766 \cdot (130 - 100) \cdot 4,186 = 7500 \quad (34)$$

Далее расчитываем нагрузку на нижний сетевой подогреватель, кВт:

$$Q_{HC} = G_{CB} \cdot (t_{HC} - t_{OC}) \cdot C_B = 59,766 \cdot (100 - 70) \cdot 4,186 = 7500 \quad (35)$$

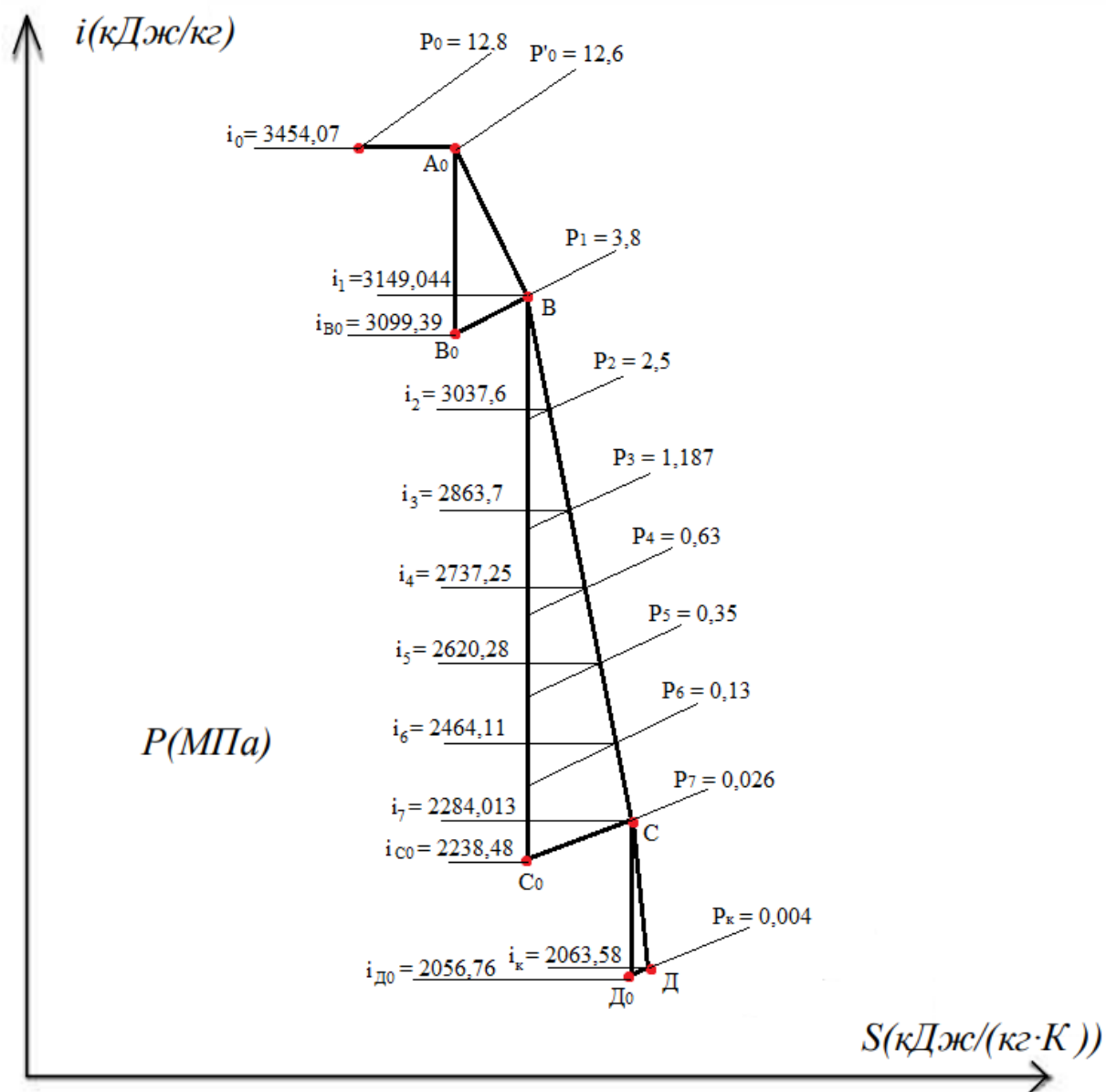


Рисунок 4 – Процесс расширения пара в паровой турбине К-130-12,8 в h-s диаграмме воды и водяного пара

### 3.3 Определение параметров по элементам схемы

Подогреватель высокого давления (ПВД7). Давление пара в отборе на данный подогреватель равно 3,8 МПа. Принимая в внимание пяти процентную потерю давления пара, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{\text{ПВД7}} = 3,8 \cdot 0,95 = 3,61 \quad (36)$$

По h-s диаграмме определяем температуру насыщения греющего пара  $t_n = 244,35 \text{ }^\circ\text{C}$  и энтальпию конденсата греющего пара  $\bar{i}_i = 1058,35 \text{ кДж/кг}$

Учитывая недогре находим температуру питательной воды за подогревателем,  $^\circ\text{C}$ :

$$t_{\text{пв}} = t_{\text{н}} - \vartheta_{\text{пвд}} = 244,35 - 3 = 241,35 \quad (37)$$

Определяем энтальпия питательной воды за подогревателем, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пв}} = t_{\text{пв}} \cdot C_{\text{в}} = 247,209 \cdot 4,186 = 1038,259 \quad (38)$$

Из h-s диаграммы определяем энтальпию греющего пара  $i_{\text{отб}} = 3099,39$  кДж/кг

Далее определяем использованный турбиной теплоперепад до отбора на ПВД7, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{\text{отб}} = 3454,07 - 3099,39 = 354,68 \quad (39)$$

По такой же методике определяются параметры остальных элементов схемы. Результаты расчетов заносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Параметры элементов тепловой схемы

НСП	0,127	2238,485	0,121	105	440,213	100	422,483	156,16
ВСП	0,33	2464,112	0,313	135	567,766	130	547,973	116,975
К	0,004	2063,583	0,004	28,962	121,404	26,962	116,963	174,903
ПНД1	0,026	2238,485	0,025	64,7	270,797	59,694	253,882	225,627
ПНД2	0,127	2464,112	0,121	105	440,213	100	422,483	156,16
ПНД3	0,33	2620,276	0,313	135	567,766	130	547,973	116,975

Продолжение таблицы 4

Величина	ПВД7	ПВД6	ПВД5	Д	ПНД4
Давление в отборе, МПа	3,8	2,5	1,187	1,187	0,63
Энтальпия в отборе, кДж/кг	3099,39	3037,6	2863,69	2863,69	2737,25
давление перед подогревателем, МПа	3,61	2,375	1,128	0,7	0,6
Температура насыщения, °С	244,35	221,244	185,174	164,953	158,735
Энтальпия насыщения, кДж/кг	1058,35	949,4	786,1	697,143	670,1
Температура на выходе, °С	241,347	218,244	182,17	164,953	153,735
Энтальпия на выходе, кДж/кг	1013,74	917,1	766,22	697,143	647,255
Использованое тепло, кДж/кг	354,68	61,79	173,91	173,91	126,44

### 3.4 Определение предварительного расхода пара на турбину

Определим коэффициент учитывающий недоиспользование мощности отопительных отборов:

для отбора верхнего сетевого подогревателя:

$$y_{св} = \frac{i_{св} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2620,276 - 2063,583}{3453,073 - 2063,583} = 0,4 \quad (40)$$

для отбора нижнего сетевого подогревателя:

$$y_{нс} = \frac{i_{нс} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2464,112 - 2063,583}{3453,073 - 2063,583} = 0,288. \quad (41)$$

Далее примем коэффициент регенерации на станцию равным  $K_p = 1,21$ , после находим расход пара на турбоустановку, кг/с:



$$D_T = K_P \cdot \left( \frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{вс} \cdot D_{вс} + y_{нс} \cdot D_{нс} \right) = 1,21 \cdot \left( \frac{120000}{1390,49 \cdot 0,98} + 0,4 \cdot 3,705 + 0,288 \cdot 3,755 \right) = 109,66 \quad (42)$$

где  $H_i = 1390,49$  кДж/кг – Общий теплоперепад на турбину;  
 $\eta_{эм} = 0,98$  – электромеханический КПД.

### 3.5 Баланс пара и конденсата

Определим расход пара на эжектор, его значение равно 0,5 % от расхода пара на турбоустановку, кг/с:

$$D_{эж} = 0,005 \cdot D_T = 0,005 \cdot 109,66 = 0,548 \quad (43)$$

Определим расход пара на уплотнения турбины, его значение примем 1-му % от расхода пара на турбоустановку, кг/с:

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 109,66 = 1,097 \quad (44)$$

Утечки пара и конденсата находятся так, кг/с:

$$D_{ут} = \frac{\alpha_{ум}}{100} \cdot D_T = 0,011 \cdot 109,66 = 0,121 \quad (45)$$

Так же станции необходим пар на собственные нужды, определяем его расход таким образом, кг/с:

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{мз} + \alpha_{сн}^{ко}}{100} \cdot D_T = \frac{1,2 + 1,25}{100} \cdot 109,66 = 2,632 \quad (46)$$

Далее находим общий расход перегретого пара на тстанцию, кг/с:

$$D_{пе} = D_T + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн} = 109,66 + 0,548 + 1,097 + 0,121 + 2,632 = 114,055 \quad (45)$$

С учетом продувки находим расход питательной воды на станцию, кг/с:

$$G_{пв} = D_{пе} + G_{пр} = 114,055 + 1,711 = 115,766 \quad (47)$$

### 3.6 Расчет объёмов воздуха и продуктов сгорания

#### 3.6.1 Теоретический объём воздуха и продуктов сгорания

В качестве топлива на станции будет использоваться каменный уголь Сахалинского месторождения со следующими характеристиками.

Таблица 5 - Характеристика угля Сахалинского месторождения

марка, класс	$W^p$ , %	$A^p$ , %	$S_{к+ор}^p$ , %	$C^p$ , %	$H^p$ , %	$N^p$ , %	$O^p$ , %	$Q_H^p$ , кДж/кг	$V^r$ , %
Д, Р	11	24	0,3	49,4	3,8	1,1	10,4	19550	49

Теоретический объём воздуха,  $m^3/kg$ :

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p = 0,0889 \cdot (49,4 + 0,375 \cdot 0,3) + 0,265 \cdot 3,8 - 0,0333 \cdot 10,4 = 5,062 \quad (48)$$

Теоретический объём продуктов сгорания, который был получен при полном сгорании топлива:

объём азота,  $m^3/kg$ :

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^p}{100} = 0,79 \cdot 5,062 + 0,8 \cdot \frac{1,1}{100} = 4,01 \quad (49)$$

Объём трёхатомных газов,  $m^3/kg$ :

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^p + 0,375 \cdot S^p}{100} = 1,866 \cdot \frac{49,4 + 0,375 \cdot 0,3}{100} = 0,92 \quad (50)$$

Объём водяных паров,  $m^3/kg$ :

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V_B^0 = 0,111 \cdot 3,8 + 0,0124 \cdot 11 + 0,0161 \cdot 5,062 = 0,64 \quad (51)$$

Объём дымовых газов,  $m^3/kg$ :

$$V_r^0 = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 = 0,92 + 4,01 + 0,64 = 5,57 \quad (52)$$

#### 3.6.2 Действительные объёмы продуктов сгорания

Чтобы рассчитать действительные объёмы продуктов горения по газоходам агрегата, нужно выбрать коэффициент избытка воздуха в верхней части топки  $\alpha_T$  и присосы воздуха в отдельных поверхностях нагрева  $\Delta\alpha$  (таблица 4).

Таблица 4 – Коэффициенты избытка воздуха и присосы воздуха

$\alpha_T$	$\alpha_{yH}$	$\Delta\alpha_T$	$\Delta\alpha_{ПП}$	$\Delta\alpha_{ВЭК}$	$\Delta\alpha_{ВЗП}$	$\Delta\alpha_{ПЛ}$
1,15	0,95	0,05	0,03	0,02	0,03	0,04

Таблица 5 – Объёмы продуктов сгорания, объёмные доли трёхатомных газов и концентрация золовых частиц

Наименование величины и их обозначение	Газоход			
	Топочная камера, ширмы	ПП	ВЭК	ВЗП
Средний коэффициент избытка воздуха в поверхности нагрева $\alpha_{cp}$	1,15	1,165	1,19	1,215
Объём водяных паров, м <sup>3</sup> /кг, $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{cp} - 1)V_B^0$	0,652	0,653	0,655	0,657
Полный объём газов, м <sup>3</sup> /кг, $V_T = V_T^0 + 0,016(\alpha_{cp} - 1)V_B^0$	6,343	6,42	6,549	6,677
Объёмная доля трёхатомных газов $r_{RO_2} = V_{RO_2}^0/V_T$	0,146	0,144	0,141	0,138
Объёмная доля трёхатомных газов $r_{H_2O} = V_{H_2O}/V_T$	0,103	0,102	0,1	0,098
Суммарная объёмная доля $r_{\Pi} = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	0,248	0,246	0,242	0,237
Масса дымовых газов, кг/кг, $G_T = 1 - 0,01 \cdot A^p + 1,306 \cdot \alpha_{cp} \cdot V_B^0$	8,363	8,462	8,628	8,793
Концентрация золовых частиц, кг/кг, $\mu_{зл} = A^p \cdot \alpha_{yH}/100 \cdot G_T$	0,0273	0,0269	0,0264	0,0259

### 3.7 Коэффициент полезного действия и потери теплоты

Потеря теплоты с уходящими газами, %:

$$q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} \cdot H_{xв}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_H^p} = \frac{(1462,39 - 1,23 \cdot 162,84) \cdot (100 - 0,5)}{19550} = 6,423 \quad (53)$$

где  $q_4 = 0,5\%$  - потеря теплоты

$H_{yx} = 1462,39$  кДж/кг – энтальпия уходящих газов по  $\theta_{yx}$ .

$H_{xв}^0 = 162,84$  кДж/кг – энтальпия холодного воздуха по  $t_{xв}$

Потеря теплоты от наружного охлаждения, %:

$$q_5 = \frac{\left(\frac{60}{D_{\text{НОМ}}}\right)^{0,5}}{\lg(D_{\text{НОМ}})} = \frac{\left(\frac{60}{116,667}\right)^{0,5}}{\lg(116,667)} = 0,347 \quad (54)$$

где  $D_{\text{НОМ}} = 116,667$  кг/с – номинальная паропроизводительность котла  
Коэффициент сохранения тепла:

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{100} = 1 - \frac{0,347}{100} = 0,997 \quad (55)$$

Доля шлакоулавливания в топочной камере:

$$a_{\text{шл}} = 1 - \alpha_{\text{УН}} = 1 - 0,95 = 0,05 \quad (56)$$

Потери теплоты с физическим теплом шлака, %:

$$q_6 = \frac{a_{\text{шл}} \cdot A^p \cdot (ct)_{\text{шл}}}{Q_{\text{Н}}^p} = \frac{0,05 \cdot 24 \cdot 560}{19550} = 0,034 \quad (57)$$

где  $(ct)_{\text{шл}} = 560$  кДж/кг – Энтальпия шлака

Коэффициент полезного действия, %:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{к}} &= 100 - (q_2 + q_4 + q_5 + q_6) = \\ &= 100 - (6,423 + 0,5 + 0,347 + 0,034) = 92,695 \end{aligned} \quad (58)$$

### 3.8 Определение расхода топлива

Расход продувочной воды находится следующим образом, кг/с:

$$D_{\text{пр}} = 0,02 \cdot D_{\text{пе}} = 0,02 \cdot 116,667 = 2,333 \quad (59)$$

Давление питательной воды, МПа:

$$P_{\text{пв}} = 1,25 \cdot P_{\text{пе}} = 1,25 \cdot 13,8 = 17,25 \quad (60)$$

Давление в барабане, МПа:

$$P_{\text{б}} = 1,12 \cdot P_{\text{пе}} = 1,12 \cdot 13,8 = 15,456 \quad (61)$$

Полный расход топлива, кг/с:

$$\begin{aligned} B &= \frac{D_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{пе}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пр}} \cdot (h_{\text{кип}} - h_{\text{пв}})}{Q_{\text{Н}}^p \cdot \eta_{\text{к}}} = \\ &= \frac{116,667 \cdot (3489,547 - 1050,468) + 2,333 \cdot (1632,537 - 1050,468)}{19550 \cdot 0,92695} = 15,777 \end{aligned} \quad (62)$$

где  $h_{\text{пе}} = f(P_{\text{пе}}, t_{\text{пе}}) = 3489,547$  кДж/кг – энтальпия перегретого пара

$h_{\text{пв}} = f(P_{\text{пв}}, t_{\text{пв}}) = 1050,468 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия питательной воды  
 $h_{\text{кип}} = h'(t_s(P_6)) = 1632,537 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия насыщения  
 Расчетный расход сгоревшего топлива, кг/с:

$$B_p = B \cdot (1 - 0,01 \cdot q_4) = 15,777 \cdot (1 - 0,005) = 15,699 \quad (63)$$

### 3.9 Расчет теплообмена в топке

Приступим к расчету теплового обмена в топочной камере котла, основной задачей которого является: определение теплового восприятия экранов топки ( $Q_{\text{л}}$ ), температуры газов на выходе из неё ( $\vartheta''_{\text{т}}$ ). Из-за того, что большинство характеристик радиационного теплообмена зависят от значения температуры газов на выходе из топки, то в основу поверочного расчета топочной камеры котельного агрегата положена методика последовательного приближения. Для использования данной методики на потребуется предварительно задаться значением температуры газов на выходе из топки, Во внимание стоит принять характеристику топлива, а так же условия предупреждения шлакования последующих поверхностей нагрева котла.

Исходя из выше сказанных рекомендаций была выбрана температура на выходе из топочной камеры:  $(\vartheta''_{\text{т}})_3 = 1077^{\circ}\text{C}$ .

Далее в топочной камере необходимо найти полезное тепловыделение ( $Q_{\text{т}}$ ), кДж/кг:

$$Q_{\text{т}} = Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \frac{100 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_{\text{в}}, \quad (64)$$

где  $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  – теплота сгорания топлива, кДж/кг (см. таблицу 5);  
 $q_4$  – потеря теплоты от механического недожога топлива, %  
 $q_6$  – потеря с физическим теплом шлака, %;  
 $Q_{\text{в}}$  – теплота, которая поступает в топочную камеру с воздухом, кДж/кг:

$$Q_{\text{в}} = \beta_{\text{гв}} \cdot H_{\text{гв}}^{\circ} + (\Delta\alpha_{\text{т}} + \Delta\alpha_{\text{пл}}) \cdot H_{\text{хв}}^{\circ}, \quad (65)$$

где  $\alpha_{\text{т}}$  – коэффициент избытка воздуха;  
 $\Delta\alpha_{\text{т}}$  – присосы холодного воздуха в топке;  
 $\Delta\alpha_{\text{пл}}$  – присосы холодного воздуха в пылесистеме;  
 $\beta_{\text{гв}}$  – относительный избыток воздуха;  
 $H_{\text{гв}}^{\circ} = 2023$  – энтальпия горячего воздуха, взятая по  $t_{\text{гв}}$ , кДж/кг;  
 $H_{\text{хв}}^{\circ}$  – энтальпия холодного воздуха, кДж/кг (смотри раздел 3,7);

$$Q_{\text{в}} = 1,06 \cdot 2023 + (0,05 + 0,04) \cdot 162,854 = 2159,04.$$

Полезное тепловыделение в топочной камере, кДж/кг:

$$Q_T = 19550 \cdot \frac{100-0,5-0,034}{100-0,5} + 2159,04 = 21702,282.$$

Значению  $Q_T$  соответствует теоретическая (адиабатная) температура продуктов сгорания в топке  $\vartheta_a = 1954,89,^\circ\text{C}$ . Она находится методом обратной интерполяции данных в зоне высоких температур и коэффициенту избытка воздуха в топке, при этом энтальпию принимаем  $H_a = Q_T$ ;

Основной радиационной характеристикой продуктов сгорания является критерий поглощательной способности (критерий Бугера):

$$Bu = k \cdot p \cdot s_T, \quad (66)$$

где  $p$  – давление в топке, МПа,  $p = 0,1$ ;

$s_T$  – эффективная толщина излучающего слоя топочной камеры, м:

$$s_T = 3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{CT}}, \quad (67)$$

где  $V_T$  – объем топочной камеры,  $\text{м}^3$ ;

$F_{CT}$  – полная площадь поверхности стен топки,  $\text{м}^2$

$$s_T = 3,6 \cdot \frac{3229,89}{1348,54} = 8,622.$$

$k$  – коэффициент поглощения топочной среды,  $1/(\text{м} \cdot \text{МПа})$ :

$$k = k_T \cdot r_{II} + k_{3л} \cdot \mu_{3л} + k_K, \quad (68)$$

где  $r_{II}$  – объемная доля трехатомных газов;

$k_K$  – коэффициент ослабления лучей горящим коксом, для бурых углей  $k_K = 0,5$ ;

$\mu_{3л}$  – концентрация золовых частиц в топке;

$k_T$  – коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания:

$$k_T = \left( \frac{7,8+16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{r_{II} \cdot s_T}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{T_T''}{1000} \right), \quad (69)$$

где  $r_{H_2O}$  – объемная доля водяных паров в топочной камере;

$T_T''$  – абсолютная температура газов на выходе из топочной камеры, К,  
 $T_T'' = \vartheta_T'' + 273 = 1077 + 273 = 1350 \text{ K}$ ;

$$k_T = \left( \frac{7,8+16 \cdot 0,103}{\sqrt{0,248 \cdot 8,622}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{1350}{1000} \right) = 2,729,$$

$k_{3л}$  – коэффициент ослабления лучей взвешенными в топочной среде частицами летучей золы,  $1/(\text{м} \cdot \text{МПа})$ :

$$k_{3л} = \frac{43 \cdot \rho_T}{(T_T'' \cdot d_{3л})^{0,67}}, \quad (70)$$

где  $\rho_r$  – плотность дымовых газов при атмосферном давлении, г/м<sup>3</sup>,  
 $\rho_r = 1300$ ;

$d_{3л}$  – эффективный диаметр частиц золы, мкм, для среднеходовых валковых мельниц принимаем  $d_{3л} = 16$ ;

$$k_{3л} = \frac{43 \cdot 1300}{(1350 \cdot 16)^{0,67}} = 69,715.$$

$$k = 2,729 \cdot 0,248 + 69,715 \cdot 0,027 + 0,5 = 3,079.$$

$$Bu = 3,079 \cdot 0,1 \cdot 8,622 = 2,655.$$

По найденному значению критерия Бугера ( $Bu$ ), определяется эффективное его значение:

$$B\tilde{u} = 1,6 \cdot \ln \left( \frac{1,4 \cdot Bu^2 + Bu + 2}{1,4 \cdot Bu^2 - Bu + 2} \right), \quad (71)$$

где  $Bu$  – критерий Бугера.

$$B\tilde{u} = 1,6 \cdot \ln \left( \frac{1,4 \cdot 2,655^2 + 2,655 + 2}{1,4 \cdot 2,655^2 - 2,655 + 2} \right) = 0,728.$$

На температуре в верхней части топочной камеры сильно влияет положение ядра факела в ней. С помощью эмпирического параметра ( $M$ ) мы учитываем положение ядра факел в топочной камере, он находится так:

$$M = 0,59 - 0,5 \cdot X_T, \quad (72)$$

где  $X_T$  – характеризует относительную высоту положения зоны максимальных температур в топочной камере котла:

$$X_T = \frac{h_r}{h_T} + 0,05, \quad (73)$$

где  $h_r = 7$  – высота расположения горелок, м;

$h_T = 30$  – высота топки, м.

$$X_T = \frac{7}{30} + 0,05 = 0,283.$$

$$M = 0,59 - 0,5 \cdot 0,283 = 0,448.$$

Коэффициент тепловой эффективности экрана:

$$\psi_{\text{экр}} = \xi \cdot x, \quad (74)$$

где  $\xi = 0,5$  – условный коэффициент загрязнения поверхности нагрева, который охарактеризовывает воспринятую долю лучистого тепла рабочей среды по сравнению с тепловым потоком, падающим на экранную поверхность топочной камеры;

$x$  – угловой коэффициент экрана, принимаем его  $x = 0,987$ .

$$\psi_{\text{экр}} = 0,5 \cdot 0,987 = 0,493$$

Уточняем температуру газов на выходе из топочной камеры, °С:

$$\vartheta_{\text{T}}'' = \frac{T_{\text{a}}}{1 + M \cdot B \tilde{u}^{0,3} \cdot \left[ \frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi_{\text{экр}} \cdot F_{\text{ст}} \cdot T_{\text{a}}^3}{\varphi \cdot B_{\text{р}} \cdot V_{\text{ср}}} \right]^{0,6}} - 273, \quad (75)$$

где  $T_{\text{a}}$  – абсолютная температура продуктов сгорания, К,  
 $T_{\text{a}} = \vartheta_{\text{a}} + 273 = 1954,89 + 273 = 2227,89$ ;

$F_{\text{ст}}$  – полная площадь поверхности стен топки, м<sup>2</sup>;

$\psi_{\text{экр}}$  – коэффициент тепловой эффективности экрана;

$B_{\text{р}}$  – расчетный расход топлива на котел, кг/с;

$\varphi$  – коэффициент сохранения тепла;

$V_{\text{ср}}$  – средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания 1 кг топлива:

$$V_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{T}} - H_{\text{T}}''}{\vartheta_{\text{a}} - (\vartheta_{\text{T}}'')_{\text{з}}}, \quad (76)$$

где  $H_{\text{T}}'' = 8025,57$  – энтальпия продуктов сгорания топлива, кДж/кг, определяется по температуре газов на выходе из топочной камеры  $(\vartheta_{\text{T}}'')_{\text{з}} = 1077^{\circ}\text{C}$  и избытку воздуха на выходе из топки:

$$V_{\text{ср}} = \frac{21702,282 - 10947,05}{1954,89 - 1077} = 12,251.$$

$$(\vartheta_{\text{T}}'')_{\text{р}} = \frac{2227,89}{1 + 0,448 \cdot 0,728^{0,3} \cdot \left[ \frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot 0,493 \cdot 1348,54 \cdot 2227,89^3}{0,997 \cdot 15,699 \cdot 12,251} \right]^{0,6}} - 273 = 1077,22.$$

Невязка заданной температуры газов на выходе из топки от найденной не должна быть больше, чем на 1 °С:

$$|(\vartheta_{\text{T}}'')_{\text{р}} - (\vartheta_{\text{T}}'')_{\text{з}}| < 1^{\circ}\text{C}, \quad (77)$$

$$|1077,22 - 1077| = 0,21^{\circ}\text{C} < 1^{\circ}\text{C}.$$

Так как условие выполняется, то температуру газов на выходе из топочной камеры, °С, принимаем равную  $\vartheta_{\text{T}}'' = 1077$ .

Общее количество тепла, переданное излучением от газов к поверхностям нагрева топочной камеры, кДж/кг:

$$Q_{\text{л}} = \varphi \cdot (Q_{\text{T}} - H_{\text{T}}''), \quad (78)$$

где  $\varphi$  – коэффициент сохранения тепла;

$Q_{\text{T}}$  – полезное тепловыделение в топке, кДж/кг.



$$Q_{\text{л}} = 0,997 \cdot (21702,282 - 10947,047) = 10717,92.$$

Среднее теплонапряжение экранов топки (воспринятый тепловой поток), кВт/м<sup>2</sup>:

$$q_{\text{л}} = \frac{B_{\text{р}} \cdot Q_{\text{л}}}{F_{\text{ст}} \cdot \chi}, \quad (79)$$

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

$Q_{\text{л}}$  – количество тепла, переданное излучением от газов к поверхностям нагрева топочной камеры, кДж/кг;

$\chi$  – степень экранирования стен топки,  $\chi = 0,985$ ;

$F_{\text{ст}}$  – полная площадь поверхности стен топочной камеры, м<sup>2</sup>;

$$q_{\text{л}} = \frac{15,699 \cdot 10717,92}{1348,54 \cdot 0,985} = 126,669.$$

Затем был произведён тепловой расчет котла и определены конструктивные размеры всех поверхностей нагрева

Таблица 6 – Конструктивные размеры поверхностей нагрева

Поверхность	F, м <sup>2</sup>	h, м	z1	z2
Топка	1348,54	30	-	-
РПП	199,64	-	-	-
ШПП	432	6,25	18	22
КПП	666	3,75	110	66
ВЗП	22034,047	6,7	220	-
ВЭК	6357,816	3,59	68	58

### 3.10 Расчет регенеративной схемы

#### 3.10.1 Расчет регенеративной схемы ПВД

На рисунке 5 представлена схема, по которой были выполнены расчеты подоревателей высокого давления

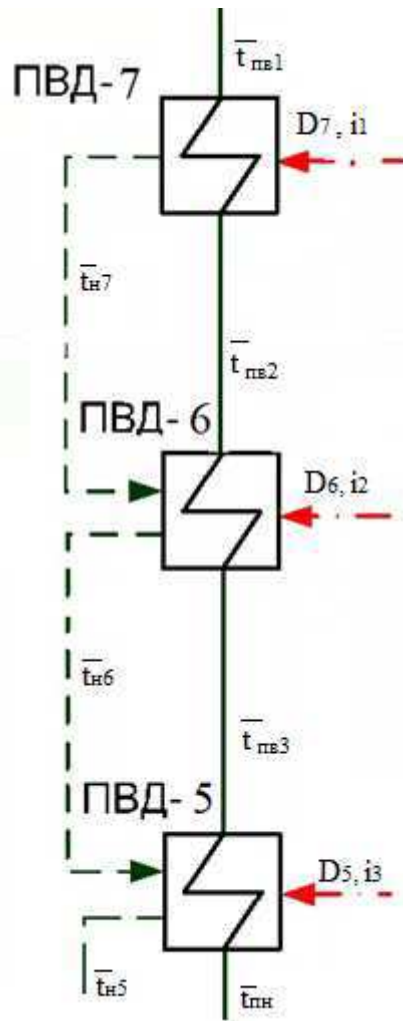


Рисунок 5 – Схема включения подогревателей высокого давления.

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7 \cdot (i_1 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta = G_{пв} \cdot (t_{пв1}^- - t_{пв2}^-) \quad (80)$$

Из уравнения теплового баланса выносим расход пара на ПВД-7 и находим его, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{пв} \cdot (t_{пв1}^- - t_{пв2}^-)}{(i_1 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta} = \frac{115,766 \cdot (1050,468 - 945,046)}{(3099,388 - 1058,347) \cdot 0,98} = 6,101 \quad (81)$$

Далее составляем уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$(D_6 \cdot (i_2 - \bar{t}_{н6}) + D_7 \cdot (t_{н7}^- - t_{н6}^-)) \cdot \eta = G_{пв} \cdot (t_{пв2}^- - t_{пв3}^-) \quad (82)$$

Из уравнения теплового баланса расход пара на ПВД-6 равен, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{пв} \cdot (t_{пв2}^- - t_{пв3}^-) - D_7 \cdot (t_{н7}^- - t_{н6}^-) \cdot \eta}{(i_2 - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{115,766 \cdot (945,046 - 785,881) - 6,101 \cdot (1058,347 - 949,399) \cdot 0,98}{(3037,583 - 949,399) \cdot 0,98} = 8,686 \quad (83)$$

Так же составляем уравнение теплового баланса для ПВД-5:

$$\left( D_5 \cdot (i_3 - t_{н5}^-) + D_6 \cdot (t_{н6}^- - t_{н5}^-) \right) \cdot \eta = G_{пв} \cdot (t_{пв3}^- - t_{пн}^-) \quad (84)$$

Из уравнения теплового баланса выносим расход пара на ПВД-5 и находим его значение, кг/с:

$$D_{51} = \frac{G_{пв} \cdot (t_{пв3}^- - t_{пн}^-) - (D_6 + D_7) \cdot (t_{н6}^- - t_{н5}^-) \cdot \eta}{(i_3 - t_{н5}^-) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{115,766 \cdot (785,881 - 722,583) - (8,686 + 6,101) \cdot (949,399 - 786,095) \cdot 0,98}{(2863,687 - 786,095) \cdot 0,98} = 2,437 \quad (85)$$

где  $h_{пн}$  - энтальпия питательной воды на входе в ПВД-5, при определении необходимо учитывать её нагрева в питательном насосе, кДж/кг:

$$h_{пн} = h_d + \frac{\Delta P_{пн} \cdot V}{\eta_n} = 697,143 + \frac{17,22 \cdot 10^6 \cdot 0,001108}{0,75} = 722,583 \quad (86)$$

где  $\Delta P_{пн}$  – перепад давлений питательной воды в питательном насосе; МПа;  
 $V = 0,001108 \text{ м}^3/\text{кг}$  – удельный объем питательной воды;  
 $\eta_n = 0,75$  – коэффициент полезного действия насоса.

### 3.10.2 Расчет деаэратора и ПНД

На рисунке 6 предоставлена схема по которой был выполнен расчет деаэратора и подогревателя низкого давления

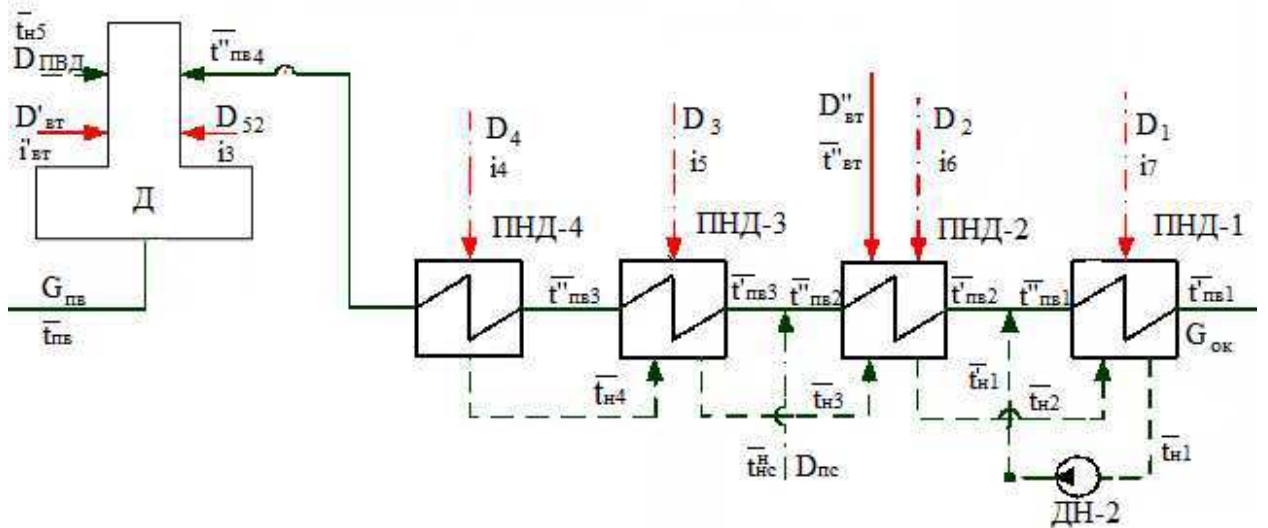


Рисунок 6 – Схема включения деаэратора и ПНД

Деаэратор рассчитывается, так же как и подогреватель смешивающего типа, для его расчета требуется составить уравнения материального и теплового балансов:

Уравнения материального баланса деаэратора:

$$G_{пв} = (D_7 + D_6 + D_{51}) + D'_{вт} + D_{52} + G''_{ок} \quad (87)$$

Уравнения теплового баланса деаэратора:

$$G_{пв} \cdot t_{пв}^- = (D_7 + D_6 + D_{51}) \cdot t_{н5}^- + D'_{вт} \cdot i'_{вт} + G''_{ок} \cdot t_{пнд4}^- + D_{52} \cdot i_3 \quad (88)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_{н4}) \cdot \eta = G''_{ок} \cdot (t_{пв4}^- - t_{пв3}^-) \quad (89)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$(D_3 \cdot (i_5 - \bar{t}_{н3}) + D_4 \cdot (t_{н4}^- - \bar{t}_{н3})) \cdot \eta = G''_{ок} \cdot (t_{пв3}^- - t_{пв2}^-) \quad (90)$$

Уравнения материального и теплового баланса для точки смешения:

$$G''_{ок} = G'_{ок} + (D_{нс} + D_{вс}) \quad (91)$$

$$G''_{ок} \cdot t_{пв3}^- = G'_{ок} \cdot t_{пв2}^- + (D_{нс} + D_{вс}) \cdot \bar{t}_{нс}^H \quad (92)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$(D_2 \cdot (i_6 - \bar{t}_{н2}) + (D_3 + D_4) \cdot (t_{н3}^- - \bar{t}_{н2}) + D''_{вт} \cdot (t_{вт}^- - \bar{t}_{н2})) \cdot \eta =$$

$$= G'_{ок} \cdot (t_{пв2}^{-''} - t_{пв2}^{-'}) \quad (93)$$

Уравнения материального и теплового баланса для точки смешения:

$$G'_{ок} = G_{ок} + (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D''_{вт}) \quad (94)$$

$$G''_{ок} \cdot t_{пв2}^{-'} = G_{ок} \cdot t_{пв1}^{-''} + (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D''_{вт}) \cdot t_{н1}^{-'} \quad (95)$$

Уравнения теплового баланса для ПНД-1:

$$\begin{aligned} & \left( D_1 \cdot (i_7 - t_{н1}^{-}) + (D_2 + D_3 + D_4) \cdot (t_{н2}^{-} - t_{н1}^{-}) \right) \cdot \eta = \\ & = G_{ок} \cdot (t_{пв1}^{-''} - t_{пв1}^{-'}) \end{aligned} \quad (96)$$

Решив данную систему уравнений, получим:

$$D_{52} = 0,807 \text{ кг/с};$$

$$G_{ок} = 69,093 \text{ кг/с};$$

$$D_4 = 4,878 \text{ кг/с};$$

$$D_3 = 5,793 \text{ кг/с};$$

$$D_2 = 6,681 \text{ кг/с};$$

$$D_1 = 3,091 \text{ кг/с};$$

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$D_k = G_{ок} - (D_{эж} + D_{уп} + G_{хов}) = 69,093 - (0,548 + 1,097 + 3,724) = 63,724 \quad (97)$$

Проверка баланса по пару в турбине:

$$\begin{aligned} D_k &= D_T - (D_7 + D_6 + D_{51} + D_{52} + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_{вс} + D_{нс}) = 109,658 - \\ & (6,101 + 8,686 + 2,437 + 0,807 + 4,878 + 5,793 + 6,681 + 3,091 + 3,705 + \\ & + 3,755) = 63,724 \end{aligned} \quad (98)$$

Выполняем проверку по мощности:

$$W = \left( \sum_{i=1}^n D_i^{отб} \cdot H_i^{отб} \right) \cdot \eta_{эм} \quad (99)$$

$$120019 \approx 120000$$

Погрешность расчета составляет следующее значение:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{120019 - 120000}{120000} \right| \cdot 100\% = 0,016\% \quad (100)$$

Погрешность получилась менее 2 %, что допускается.

### 3.11 Расчет технико-экономических показателей

Расход тепла на паровую турбину, кВт:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{ТТ}} &= D_{\text{Т}} \cdot (i_0 - t_{\text{ПВ1}}^-) + D'_{\text{ВТ}} \cdot (i'_{\text{ВТ}} - i''_{\text{ВТ}}) + D''_{\text{ВТ}} \cdot (i''_{\text{ВТ}} - i_{\text{ПВ}}) + G_{\text{ХОВ}} \cdot \\
 &\cdot (t_{\text{ХОВ}} \cdot c_{\text{в}} - t_{\text{ПВ1}}^-) = 109,658 \cdot (3454,07 - 1050,468) + 0,684 \cdot \\
 &\cdot (2762,749 - 2731,965) + 0,055 \cdot (2731,965 - 1050,468) + 3,724 \cdot \\
 &\cdot (30 \cdot 4,19 - 1050,468) = 264,498 \quad (101)
 \end{aligned}$$

Находим затраченное тепло на сетевые подогреватели, кВт:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{Т}} &= D_{\text{вс}} \cdot (i_3 - t_{\text{вс}}^{-\text{H}}) + D_{\text{нс}} \cdot (i_5 - t_{\text{нс}}^{-\text{H}}) = \\
 &= 3,705 \cdot (2863,687 - 575,358) + 3,755 \cdot (2464,112 - 446,506) = 15,152 \quad (102)
 \end{aligned}$$

Расход теплоты паровой турбины на производство электрической энергии, кВт:

$$Q_{\text{ТТ}}^{\text{э}} = Q_{\text{ТТ}} - Q_{\text{Т}} = 264,498 - 15,152 = 249,346 \quad (103)$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{пе}} &= D_{\text{пе}} \cdot (i_0 - t_{\text{ПВ}}^-) + G_{\text{пр}} \cdot (i_{\text{пр}} - i_{\text{ПВ}}) = \\
 &= 114,055 \cdot (3454,073 - 1050,468) + 1,711 \cdot (1523,447 - 1050,468) = 274,953 \quad (104)
 \end{aligned}$$

Расход условного топлива на котёл находим так, кг/с:

$$B_{\text{усл}} = \frac{Q_{\text{пе}}}{29310 \cdot \eta_{\text{пр}}} = \frac{274953}{29310 \cdot 0,92692} = 10,12 \quad (105)$$

Мощность собственных нужд блока составляет 5 %, отсюда находим отпущенную мощность, кВт:

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{э}} - e_{\text{сн}} \cdot W = 120000 - 0,05 \cdot 120000 = 114000 \quad (106)$$

Мощность собственных нужд блока, затраченная только на производство электрической энергии, кВт:

$$W_{\text{э}}^{\text{сн}} = e_{\text{э}}^{\text{сн}} \cdot W = 0,05 \cdot 120000 = 6000; \quad (107)$$

где  $e_{\text{э}}^{\text{сн}} = 0,05$  доля электрической энергии затраченная на производство электроэнергии.

Расход тепла на собственные нужды паровой турбины составляет, кВт:

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot Q_{\text{ТУ}} = 0,05 \cdot 264498 = 13225 \quad (108)$$

Коэффициенты ценности тепла:

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{пп}}} \cdot \left( 1 + K \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{\text{пп}} - i_{\text{вс}}}{i_0 + \Delta i_{\text{пп}} - i_{\text{к}}} \right) = 0,496 \quad (109)$$

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{пп}}} \cdot \left( 1 + K \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{\text{пп}} - i_{\text{нс}}}{i_0 + \Delta i_{\text{пп}} - i_{\text{к}}} \right) = 0,37 \quad (110)$$

где  $K = 0,4$  - коэффициент, зависящий от давления

Увеличение расхода теплоты на производство электрической энергии за счет отборов пара, кВт:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} &= (Q_{\text{вс}} \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + Q_{\text{нс}} \cdot (1 - \xi_{\text{нс}})) \cdot \frac{Q_{\text{т}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{т}}^{\text{т}}} = \\ &= (7500 \cdot (1 - 0,496) + 7500 \cdot (1 - 0,37)) \cdot 1 = 8438 \end{aligned} \quad (111)$$

Коэффициент отношения затрат топлива энергетическими котлами на производство электрической энергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{ТУ}}^{\text{сн}}}{Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{ТУ}}^{\text{сн}} + Q_{\text{ТУ}}^{\text{т}}} = \frac{249346 + 8438 + 13225}{249346 + 8438 + 13225 + 15152} = 0,947 \quad (112)$$

Далее определим какое количество условного топлива было потрачено на выработку электрической энергии, кг/с:

$$B_{\text{эУСЛ}} = B_{\text{УСЛ}} \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W - W_{\text{эс}}} = 10,12 \cdot 0,952 \cdot \frac{114000}{120000 - 6000} = 9,634 \quad (114)$$

И какое количество условного топлива было потрачено на выработку тепловой энергии, кг/с:

$$B_{\text{тУСЛ}} = B_{\text{УСЛ}} - B_{\text{эУСЛ}} = 10,12 - 9,634 = 0,486 \quad (116)$$

Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии равен, кг/кВт·ч:

$$b_{\text{эУСЛ}} = \frac{B_{\text{эУСЛ}}}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 = \frac{9,634}{114000} \cdot 3600 = 0,304 \quad (118)$$

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

$$b_{\text{тУСЛ}} = \frac{B_{\text{тУСЛ}}}{Q_{\text{т}}} \cdot 10^6 = \frac{0,486}{15000} \cdot 10^6 = 32,4 \quad (120)$$

## **3.12 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС**

### **3.12.1 Регенеративные подогреватели**

Выбор типа и размера подогревателей производится заводом изготовителем соответственно тепловому расчету турбинного агрегата и подогревателей. Пригодность подогревателей для данной турбины, определяется следующими параметрами: пропускная способность (кг/с); давление греющего пара (МПа), давление воды (МПа) и поверхность нагрева ( $m^2$ ).

Выбирая подогреватель высокого давления по заводским данным, следует опираться на характеристики, которые были получены во время расчета ПТС.

ПВД-7: выбираем подогреватель типа ПВ-425-230-50, где 425 – производительность расхода пит воды, т/ч; 230 максимальное давление в трубной системе, бар; 66 максимальное давление в корпусе, бар.

ПВД-6: выбираем подогреватель типа ПВ-425-230-37

ПВД-5: выбираем подогреватель типа ПВ-425-230-13

Подогреватели низкого давления:

ПНД-4: выбираем подогреватель типа ПН-360-1,96-0,686, где 360 – производительность расхода пит воды, т/ч; 1,96 максимальное давление в трубной системе, МПа; 0,686 максимальное давление в корпусе, МПа.

ПНД-3: выбираем подогреватель типа ПН-360-1,96-0,686

ПНД-2: выбираем подогреватель типа ПН-325-1,96-0,686

ПНД-1: выбираем подогреватель типа ПН-325-1,96-0,686

### **3.12.2 Деаэратор**

По заводским данным был выбран деаэратор типа ДСП-500 с следующими характеристиками: давление 7 бар; производительность – 500 т/ч.

Был выбран аккумуляторный бак : бак с ёмкостью 120 м<sup>3</sup>, давление 7 бар.

### **3.12.3 Сетевые подогреватели**

Чтобы выбрать подогревателей сетевой воды нужно учитывать несколько характеристик: расчетный пропуску воды через подогреватель, давление пара в корпусе подогревателя и температуру пара на входе из подогревателя и воды на выходе в подогреватель.

В расчетах ранее был найден пропуск сетевой воды, он равен  $G_{св}=59,766$  кг/с. Подогреватель типа ПСВ-125-7-15 хорошо подходит по своим характеристикам, которые представлены далее: расчетный пропуск воды 250 т/ч; рабочее давление пара 0,78 МПа; рабочее давление воды в трубной системе 1,57 МПа;



### 3.12.4 Выбор питательных насосов

Питательный насос требуется для питания котла чистой водой.

Для питательных насосов, которые будут установлены на станцию блочного типа, производительность должна выбираться от расход пара на блок с запасом 6-8%, т/ч:

$$G = G_{\text{пв}} \cdot 1,06 = 416.758 \cdot 1,06 = 441.764 \quad (121)$$

где  $G_{\text{пв}}$  - расход питательной воды на турбину, т/ч.

Также питательный насос должен обеспечивать напор на 30-50% больше, чем номинальное давление пара перед турбиной, м:

$$H = P_0 \cdot 1,4 = 12,8 \cdot 1,4 = 17,92 \quad (122)$$

Исходя из всего выше сказанного были выбраны 2 питательных насоса типа ПЭ-580-185/200 (один с 100% производительностью, а второй является резервом на склад) со следующими характеристиками:

- Производительность – 580 т/ч
- Давление – 18,15 МПа
- Частота вращения 2985 об/мин

### 3.12.5 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы предназначены для перекачивания конденсата в тепловой схеме.

Как правило, конденсатные насосы нужно устанавливать в количестве 2-3 на турбину, при установке двух насосов – каждый насос должен быть рассчитан на 100 %-ную производительность, а при установке трех насосов – каждый насос рассчитан на 50 %-ную производительность. Так как конденсатный насос перекачивает конденсат из конденсатора, то за расчетную производительность насоса принимают расход конденсата, которая была рассчитана ранее, т/ч:  $G_{\text{ок}} = 87,611$

Напор конденсатных насосов принимаем в пределах 50-150 м. вод.ст. На станции будет установлено 2 конденсатных насоса типа 8КсД-5х3 (один работает на 100% мощность, второй является резервным) Характеристики которых следующие:

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

### 3.12.6 Выбор циркуляционных насосов

При расчете расхода охлаждающей воды на паровую турбину надо учитывать кратность охлаждения ( $m = 80$ ), формула расчета следующая:

$$D_{\text{ов}} = m \cdot G_{\text{к}} = 80 \cdot 229,406 = 18352,453 \quad (123)$$

На станцию будет установлено два насоса типа ОП6-87 (Оба насоса рассчитаны на 50% производительность) характеристики каждого следующие:

- Производительность – 6480-12960 м<sup>3</sup>/ч
- Напор – 3,9-7,5 м. вод. ст.
- Частота вращения 585 об/мин
- Потребляемая мощность – 300 кВт
- Коэффициент полезного действия – 80-85 %

### 3.12.7 Выбор сетевых насосов

Сетевые насосы преднозначены для транспортировки горячей воды по теплофикационным сетям. Используют для подчки воды после сетевых подогревателей в теплофикационную сеть и из обратного трубопровода в подогреватели системы регенерации.

Как и все насосы сетевых выбираются по их производительности и напору. В основном сетевые насосы устанавливаются в количестве трех штук на турбину, рассчитывая каждый на 50 %-ную производительность (один насос в резерве).

Производительность сетевого насоса , т/ч:

$$G = \frac{G_{\text{св}}}{2} = \frac{215,157}{2} = 107,578 \quad (124)$$

Выбираем сетевые насосы типа СЭ-160-70 с характеристиками:

- Производительность – 160 м<sup>3</sup>/ч
- Напор – 0,68 МПа.
- Частота вращения 3000 об/мин
- Потребляемая мощность – 40 кВт
- Коэффициент полезного действия – 79 %

## 3.13 Проектирование топливного хозяйства

### 3.13.1 Приемные разгрузочные устройства

Приемные разгрузочные устройства применяются для выгрузки топлива из вагонов.

Они выбираются по расходу топлива на станцию (55,033 т/ч). Из за низкого расхода топлива ( менее 150 т/ч) ставить вагоноопрокидыватели

не целесообразно, поэтому используем щелевые бункера с лопастными питателями.

### 3.13.2 Ленточные конвейеры

Для транспортировки топлива в котельню используют ленточные конвейера.

Для их расчета, первым делом, находим суточный расход топлива, т/сут:

$$B_{\text{сут}} = B_{\text{расч}} \cdot 24 = 55,033 \cdot 24 = 1320,803 \quad (125)$$

Для транспортировки топлива будут использоваться 2 параллельных нитки конвейера, одна из которых является рабочей, а другая резервной.

Расчитываем часовую производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{\text{расч}} = \frac{B_{\text{сут}}}{T} = \frac{1320,803}{24} = 55,033 \quad (126)$$

где  $T=24$  ч – время в течении которого ежедневно будет осуществляться подача топлива в котельню.

Приближённая производительность ленточного конвейера определяется по следующей формуле, т/ч:

$$B_{\text{л}} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a = 0,62^2 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 155 = 182,321 \quad (127)$$

где  $b$  – ширина ленты, м;  
 $c$  – скорость ленты, м/с;  
 $\gamma$  - насыпной вес топлива, т/м<sup>3</sup>;  
 $K_a = 155$  – коэффициент.

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

$$W_6 = \frac{K_1 \cdot Z \cdot c + 2 \cdot B_{\text{л}} \cdot Z + 37 \cdot B_{\text{л}} \cdot H \cdot K_z}{1000 \cdot 3,6} =$$

$$= \frac{296 \cdot 50 \cdot 1 + 2 \cdot 182,321 \cdot 50 + 37 \cdot 182,321 \cdot 5 \cdot 1}{1000 \cdot 3,6} = 18,545 \quad (128)$$

где  $Z=50$  - длина конвейера между центрами приводного и концевого барабанов, м;

$H=5$  - высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевого барабанов, м;

$K_z=1$  - коэффициент, зависящий от длины ленты;

$K_1=296$  - коэффициент, зависящий от ширины ленты.

Далее требуется найти какое количество мощности будет потреблять Электрический двигатель приводной станции, рассчитывается по следующей формуле, кВт:

$$W_{\text{эл}} = \frac{K_3 \cdot W_6}{\eta_{\text{эд}} \cdot \eta_p} = \frac{1,25 \cdot 18,545}{0,95 \cdot 0,95} = 25,685 \quad (129)$$

где  $K_3=1,25$  - коэффициент запаса;  
 $\eta_{\text{эд}}=0,95$  - КПД электродвигателя;  
 $\eta_p=0,95$  - КПД редуктора

### 3.13.3 Дробилки

Так как на станцию поступает топливо большими кусками его необходимо предварительно размельчить, для этого и предусмотрены дробилки.

На проектируемом блоке будет использовано двухступенчатое дробление. Зная расход топлива на котельный агрегат и расчетный расход топлива на станцию в целом, выбираем дробилки типа ДДЗ-2М с следующими характеристиками:

- Производительность - 60-120 т/ч;
- Размеры ротора:  
     длина – 750 мм  
     диаметр – 700 мм
- Частота вращения ротора - 50 об/мин;
- Мощность электродвигателя - 20 кВт;
- Масса – 7 т.

Для непрерывной подачи топлива в котел, устанавливают бункера сырого угля.

Его емкость найдём по следующей формуле, м<sup>3</sup>:

$$V_B = \frac{B_{\text{ч}}^{\text{max}} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_3} = \frac{15,287 \cdot 10}{0,85 \cdot 0,85} = 224,81 \quad (130)$$

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

$K_3=0,8$  - коэффициент заполнения;  
 $\gamma=0,85$  – насыпной вес угля.

Для подачи угля из бункера будет использован ленточный питатель пыли с шириной 620 мм, длиной 50 м. Производительность при высоте слоя 0.2 м будет составлять 190 м<sup>3</sup>/ч, требуемая мощность – 30 кВт.

### 3.13.4 Топливные склады

Топливные склады предназначены для хранения в них угля с запасом на месячный период работы станции при 20 часах ежесуточной работы всех котлов.

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

$$F = \frac{24 \cdot B \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \phi} \cdot 100 = \frac{24 \cdot 55,033 \cdot 30}{10 \cdot 0,85 \cdot 0,8} \cdot 100 = 5827,07 \quad (131)$$

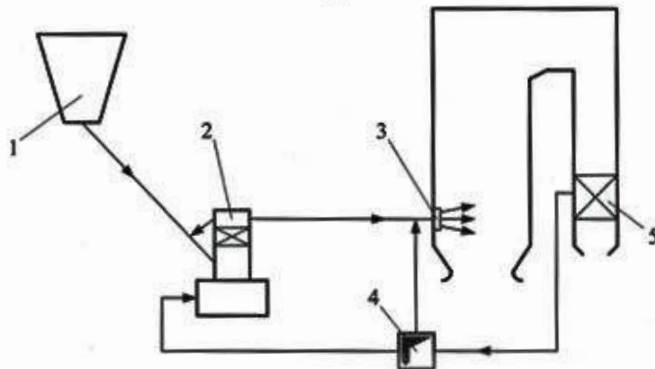
где  $n$  - число суток запаса топлива на складе;

$h$  - высота штабеля, м;

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

### 3.13.5 Выбор механизмов системы пылеприготовления

Чтобы сжигать каменный уголь Сахалинского месторождения используем замкнутую схему приготовления пыли представленную на рисунке 7. Она также будет с прямым вдуванием и включать в себя среднеходовые валковые мельницы. Устанавливаем две мельницы на котёл.



1 – бункер сырого угля, 2 – мельница, 3 – горелки, 4 – короб горячего воздуха, 5 – воздухоподогреватель

Рисунок 7 – Замкнутая схема пылеприготовления с прямым вдуванием

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_M = \frac{1,1 \cdot B}{n \cdot K_{ло}} = \frac{1,1 \cdot 15,287}{2 \cdot 0,9} = 11,465 \quad (132)$$

где  $n$  - количество мельниц на котле;

$K_{ло}$  - коэффициент размолоспособности.

Выбираем СМ подходящую под наши параметры. Выбранная мельница имеет следующие характеристики:

- Производительность – 20 т/ч;
- Частота вращения – 40 об/ мин.

### 3.14 Выбор тягодутьевых машин

На станции используются 2 основных типа тягодутьевых машин. Один тип – дутьевой вентилятор, предназначен для нагнетания воздуха в котел. Второй тип – дымосос, предназначен для перекачивания уходящих газов в дымовую трубу.

Для начала, используя следующую формулу находим производительность дутьевого вентилятора, м<sup>3</sup>/ч:

$$V_{\text{вен}} = B \cdot V_B^0 \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{nn} + \Delta\alpha_{\text{взп}}) \cdot \frac{t_{\text{хв}} + 273}{273} \\ = 15,287 \cdot 5,062 \cdot (1,2 - 0,05 - 0,03 + 0,03) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 98,776 \quad (133)$$

где  $\alpha_m$  - коэффициент избытка воздуха в топочной камере;

$\Delta\alpha_m$  - присос воздуха в топочной камере;

$\Delta\alpha_{nn}$  - присос воздуха в системе пылеприготовления;

$\Delta\alpha_{\text{эвн}}$  - относительная утечка воздуха в воздухоподогревателе;

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

Так как будет установлено несколько дутьевых вентиляторов, необходимо найти производительность каждого.

Расчётная производительность одного дутьевого вентилятора равна, м<sup>3</sup>/ч:

$$V_{\text{венрасч}} = \frac{\beta_1 \cdot V_{\text{вен}}}{Z} = \frac{1,1 \cdot 98,776}{2} = 54,327 \quad (134)$$

Находим расчетную производительность дымососа, м<sup>3</sup>/ч:

$$V_{\text{д}} = B_p \cdot (V_{\text{г}}^{\text{yx}} + V_{\text{присосов}}) \cdot \frac{t_{\text{д}} + 273}{273} = 15,287 \cdot (6,6 + 0,253) \cdot \frac{155 + 273}{273} = 164,252 \quad (135)$$

Так как будет установлено несколько дымососов, необходимо найти производительность каждого.

Расчетная производительность одного дымососа будет равна, м<sup>3</sup>/ч:

$$V_{\text{драсч}} = \frac{\beta_1 \cdot V_{\text{д}}}{Z} = \frac{1,1 \cdot 164,252}{3} = 60,226 \quad (136)$$

Произведя расчет сопротивлений всех поверхностей нагрева по воздушному тракту был найден перпад давлений по тракту  $H_{\text{пот}} = 5,6$  кПа. Тогда расчетный напор дутьевого вентилятора, кПа:

$$H = 1,1 \cdot H_{\text{пот}} = 1,1 \cdot 5,6 = 6,16 \quad (137)$$

Зная все требуемые характеристики выбираем дутьевые вентиляторы типа ВМ-160/850у, он располагает своим характеристиками:

- Производительность – 160 м<sup>3</sup>/ч;
- КПД – 72 %;

- Частота вращения – 980 об/мин;
- Мощность – 540 кВт;

Произведя расчет сопротивлений всех поверхностей нагрева по газовому тракту был найден перепад давлений по тракту  $H_{\text{пот}} = 6,3$  кПа. Тогда расчетный напор дымососа, кПа:

$$H = 1,1 \cdot H_{\text{пот}} = 1,1 \cdot 6,3 = 6,9 \quad (138)$$

таким же образом выбираем дымососы типа ДН-15 с эл. двигателем АИР355S4, характеристики дымососа следующие:

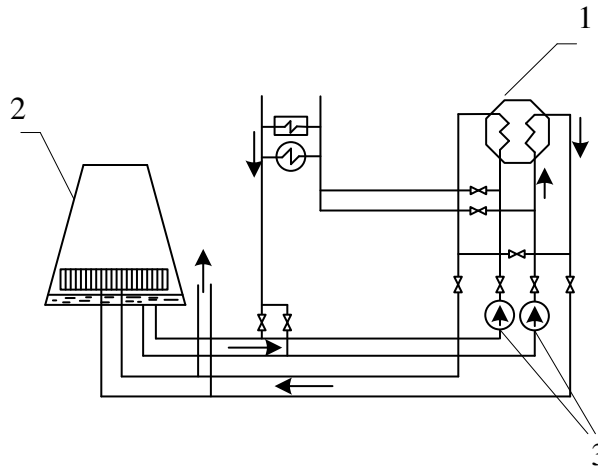
- Производительность – 78 м<sup>3</sup>/ч;
- КПД – 78 %;
- Частота вращения – 1500 об/мин;
- Мощность – 250 кВт;

### 3.15 Расчет схемы водоснабжения

Благодаря уникальным свойствам и дешевизне вода широко применяется во многих промышленности как рабочее тело. Ее обработка после использования (очистка и охлаждение) дает возможность создать оборотное водоснабжение с многократным применением уже использованных ресурсов. За счет этого водопотребление на предприятиях значительно снижается, а также предупреждается загрязнение окружающей среды. В результате создаются комфортные условия для проживания людей.

Многократное использование технической воды характеризует оборотную систему водоснабжения. Водоохладителем в оборотной системе водоснабжения может являться водоем- охладитель либо градирни. В настоящей работе было принято решение об использовании на проектируемой станции градирен.

На проектируемой станции используется одна градирня. Для простоты расчётов принимаем её форму цилиндрической.



1 – конденсаторы турбин, 2 – градирни, 3 – циркуляционные насосы

Рисунок 8 – Схема водоснабжения станции

Основные характеристики градирни – площадь поверхности охлаждения оросительного устройства и высота вытяжной башни.

Площадь оросительного устройства рассчитывается по формуле,  $m^2$ :

$$F_{op} = \frac{\lambda \cdot G_B}{\rho_B \cdot v_{op}}, \quad (139)$$

где  $\lambda$  – относительный расход воздуха;

$G_B$  – расход охлаждающей воды, кг/с;

$v_{op}$  – скорость воздуха, м/с;

$\rho_B$  – плотность воздуха,  $kg/m^3$ .

$$F_{op} = \frac{0,5 \cdot 6439}{3,6 \cdot 1,164 \cdot 0,8} = 960,38$$

Тогда диаметр градирни равен, м:

$$D_{гр} = \sqrt{\frac{4 \cdot F_{op}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 960,38}{3,14}} = 35 \quad (140)$$

Высота оросительного устройства находится по формуле, м:

$$H_{op} = \frac{F_{op}}{\pi \cdot D_{гр}} = \frac{960,38}{3,14 \cdot 35} = 8,7 \quad (141)$$

### 3.16 Охрана окружающей среды

В процессе сгорания топлива происходят сложные химические и фазовые превращения минерального вещества. В результате превращений минеральной части топлива образуются вещества с новыми свойствами - зола



и шлак. В условиях топочного режима котлов большая часть минерального вещества топлива переходит в золу и меньшая - в шлак.

Зола - продукт сжигания топлива, который выносится дымовыми газами из топки котла и улавливается золоуловителями. Шлак - материал, который скапливается по мере сгорания топлива в шлакоборниках.

Понятие охраны окружающей среды подразумевает комплекс мер, предназначенных для ограничения отрицательного антропогенного и техногенного влияния на окружающую среду. По отношению к тепловой электрической станции охрана окружающей среды заключается в первую очередь в ограничении выбросов вредных веществ в атмосферу с целью сохранения благоприятной экологической ситуации района и снижению роли тепловых электрических станций в общем негативном воздействии человека на экологию.

Задачей настоящей работы в области охраны окружающей среды было в первую очередь использование технологий, которые позволят при большом номинальном расходе топлива на котёл снизить выбросы до нормативных показателей (по нормам ГОСТ Р 50831-95), тем самым обеспечивая возможность реализации проектируемой станции без превышения допустимого воздействия на экологию.

Топливные золы и шлаки являются продуктами термохимических и фазовых превращений неорганических компонентов топлива и в значительной части состоят из минералов, входящих в состав горных пород. Соответственно, преобладающими минералами в золошлаковых материалах ТЭС являются силикаты.

Зола большинства угля указанных месторождений на 98-99 % состоит из свободных и связанных в химические соединения оксидов кремния, алюминия, железа, кальция, магния, калия, натрия, титана. Помимо указанных, зола может включать и другие элементы периодической системы Д.И. Менделеева.

Из микрокомпонентов в золе содержатся: бор, молибден, германий, галлий, уран, мышьяк, ванадий, ртуть, цинк, свинец, никель, кобальт, фтор и другие.

В составе золы каменного угля, используемой для сжигания на Сахалинской ГРЭС-2, условно можно выделить три группы веществ – стекловидные, кристаллические, органические.

Стекловидное вещество является продуктом термохимического воздействия на минеральную часть топлива (в основном глинистую). Химический состав стекол сложен и весьма разнообразен. Зола каменных углей, содержащих до 10-15% СаО, включают преимущественно

ферроалюмосиликатное стекло, в котором основные стеклообразующие компоненты  $Fe_2O_3$ ,  $Al_2O_3$ ,  $SiO_2$  составляют до 80-90 %. Чем больше в золах  $CaO$ , тем выше его содержание в стеклах.

Кристаллическая часть зол представляет как первичными минералами, сопутствующими органической части топлива, так и новообразованиям, полученными в топочном процессе. Наиболее широко представлены магнезиты, гематит, кварц. Они составляют основу большинства каменноугольных и антрацитовых, а также малокальциевых бурогоугольных зол.

По своей роли в формировании свойств зольных отложений особое место занимают гипс, кальцит, доломит, а также продукты их частичного термического разложения - ангидрид и свободная окись кальция. Сульфаты, карбонаты кальция содержатся в золах всех топлив.

Для снижения выбросов угольной пыли в атмосферный воздух предусматривается установка электрофильтра. КПД электрофильтра примерно 99,6 %. Проектом предусматривается сухое удаление золы из бункеров электрофильтра с помощью системы подбункерных аэрожелобов.

Зола из бункера электрофильтра через шибер, пневмослоевой затвор поступает в подбункерный аэрожелоб. Под воздействием воздуха зола сжижается и транспортируется по нему в воздухоотделительную камеру. Из воздухоотделительной камеры зола направляется в бункер сбора золы. При заполнении бункера, зола направляется на горизонтальный шнековый питатель где орошается водой до влажности около 15 % и поступает закрытым автотранспортом на сухой золоотвал. При этом для предотвращения пыления золы в процессе транспортировки проводится смачивание очищенными сточными водами (продувочные воды градирен, стоки после очистки питьевой воды).

Наряду с минеральной частью в золошлаковом материале обычно содержатся несгоревшие органические включения. Практически органическая часть топлива

(недожог) присутствует во всех золах. При удовлетворительном течении топочного процесса его содержание составляет  $< 5$  %, а при нарушении режима сжигания может значительно возрасти. Органическое вещество в золах существенно отличается от исходного в топливе и представлено коксом и полукоксом с низкой гигроскопичностью и выходом летучих частиц. Недожог присутствует либо в виде самостоятельных органических частиц, либо в виде включений в агрегаты, образующие разными фазами.

Устройство шлакоудаления котлов состоит из установки механизированного шлакоудаления непрерывного действия. Установка механизированного шлакоудаления котла Е-420-13,8-560 состоит из двух транспортеров и двух дробилок с электродвигателями.

Шлак из котла по шнековому транспортеру попадает в дробилку, а затем на горизонтальный конвейер. С конвейера шлак попадает на вертикальный ковшовый элеватор и далее в бункер для сбора шлака и по горизонтальным шнековым питателям направляется на гидрошлакоотвал.

Объем бункера для сбора шлака рассчитан на 24 часа.

Шлаки подаются гидротранспортом (поток воды) на гидрошлакоотвал, находящийся в непосредственной близости от основной площадки ГРЭС.

Предусматривается сухое удаление зольных отходов с вывозом закрытым автотранспортом (типа цементовозов) на золоотвал. Предлагаемая под золоотвал площадка расположена в примерно 3-3,5 км от основной площадки к северо-востоку, располагается в лиственничном лесу высотой около 8 м, диаметр стволов от 10-12 до 19 см. Состояние угнетения древостоев по природным экологическим условиям: повышенная гидроморфность, способствовавшая накоплению значительного слоя полуразложившейся «органики» в виде торфа.

Ближайший жилой массив поселок Ильинский расположен в ~ 5-6 км к юго-западу от площадки под размещение золоотвала.

Для предотвращения пыления поверхности золоотвала применяются мероприятия, позволяющие полностью исключить вынос частиц золы за границы территории хранения. Зола доставляется закрытым автотранспортом, увлажненная не менее 15%. Для доставки золы на золоотвал будет привлечена местная подрядная организация со своими автотранспортными средствами.

При выгрузке золошлаков на золоотвале предусматривается их разравнивание бульдозером слоем 25-30 см, укатка и уплотнение. Укатанная поверхность увлажненных золошлаков не пылит. В период дождей сухой золоотвал интенсивно впитывает воду, верхний слой переувлажняется и соответственно, также не пылит. Пыление возможно только в период сухой и ветреной погоды, это предотвращается поливом поверхности золоотвала из поливочной машины. Учитывая преобладание осадков над испарением, присущим данной местности, вероятность этой ситуации практически равна 0.

В зимний период времени при транспортировании ЗШО верхний слой увлажненной золы остывает и покрывается ледяной коркой, что так же предотвращает пыление при складировании ЗШО.

На площадке сухого золоотвала предусмотрено 5 единиц техники – 2 бульдозера, 2 катка, 1 поливомоечная машина.

После заполнения каждого участка блока золоотвала его поверхность рекультивируется почвенно-растительным грунтом с посевом трав.

Таким образом, воздействие на атмосферный воздух при эксплуатации сухого золоотвала будет только от работы автотранспорта. Одновременно максимально может работать 3 единицы – при выгрузке из автотранспорта, бульдозер для разравнивания, каток для укатки.

Воздействие на атмосферный воздух от транспортных средств минимальное, периодически, локально сосредоточено на площадке.

Гидрозолоотвал расположен в непосредственной близости к основной площадке Сахалинской ГРЭС-2. При гидравлической системе удаления шлака и складирования его в гидрошлакоотвале, последний будет играть роль регулирующей емкости и отстойника, куда будет направляться также часть сточных вод станции. Воздействие на атмосферный воздух при эксплуатации гидрошлакоотвала исключено. Согласно гл. 7.1.10 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03» размер ориентировочной СЗЗ для золоотвалов ТЭЦ составляет 300 м. В границы ориентировочной СЗЗ золоотвала жилые массивы и прочие объекты запрещенные к размещению в границах СЗЗ промпредприятия не попадают.

### 3.16.1 Определение выбросов вредных веществ в атмосферу

Выбор числа дымовых труб производится в соответствии со существующей нормой – одна труба на четыре котла. При этом выбор высоты трубы производится с учётом того, чтобы не допустить превышения предельно-допустимых концентраций вредных примесей выбросами из неё.

Выбросы золы, г/с:

$$M_{\text{зл}} = 10 \cdot B_p \cdot \left( A_p + q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^p}{32,7} \right) \cdot a_{\text{ун}} \cdot (1 - \eta_{\text{зу}}), \quad (142)$$

где  $\eta_{\text{зу}}$  – степень улавливания частиц в золоуловителе, эта величина для электрофилтра соотвояет  $\eta_{\text{зу}} = 0,996$ ;

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

$q_4$  – потери с механическим недожогом.

$$M_{\text{зл}} = 10 \cdot 15,287 \cdot \left( 24 + 0,5 \cdot \frac{19,550}{32,7} \right) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,996) = 18,2$$

Находим выбросы оксидов азота, г/с:

$$M_{NOx} = 0,034 \cdot K \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot B_p \cdot Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \quad (143)$$

где  $K = \frac{12 \cdot D_{пе}}{200 + D_{пе}} = \frac{12 \cdot 410}{200 + 410} = 8,066$  - коэффициент, зависящий от режима работы парового котла.

$B$  - расход топлива на котельный агрегат, кг/с;

$\beta_1 = 0,55$  - поправочный коэффициент, учитывающий качество сжигаемого топлива и способ шлакоудаления с поверхностей нагрева.

$\beta_2 = 0,85$  - поправочный коэффициент, учитывающий вид горелочных устройств (прямоточные).

$$M_{NOx} = 0,34 \cdot 10^{-4} \cdot 8,066 \cdot 0,55 \cdot 0,85 \cdot 55 \cdot 19550 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) = 137,761$$

Находим выбросы оксидов серы, г/с:

$$M_{SOx} = 0,02 \cdot S_p \cdot B_p = 0,02 \cdot 24 \cdot 15,287 = 91,722 \quad (144)$$

Приведенная масса вредных примесей равна, г/с:

$$M = \left( M_{SOx} + M_{NOx} \frac{ПДК_{cc}^{SOx}}{ПДК_{cc}^{NOx}} + M_{зл} \right) \cdot F \quad (145)$$

где  $F$  - безразмерный коэффициент, который учитывает скорость осаждения вредных веществ в атмосфере:  $F=1$  - для выбросов газов,  $F=2$  - для выбросов золы.

$$M = (91,722 + 137,761 \cdot \frac{0,05}{0,04} + 11,988) \cdot 2 = 300,26$$

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

### 3.16.2 Расчет дымовой трубы

Дымовая труба предназначена для расброса вредных веществ по атмосфере таким образом, чтобы сохранялась ПДК вредных веществ.

Для этого необходимо посчитать минимально допустимую высоту трубы, которая определяется следующим образом, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot m}{ПДК_{SO_2}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{N}{V_r \cdot \Delta t}} \quad (146)$$

где  $A=120$  – коэффициент, учитывающий условия горизонтального и вертикального рассеивания (конвективной диффузии) примеси в воздухе;

$m= 0,9$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы;

$N= 1$  – количество труб установленных на станции;

$V_r$ – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб, м<sup>3</sup>/с;

$\Delta t$  – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и атмосферного воздуха, °С;

$M$  –выброс загрязняющего вещества, г/с (в расчётах принимаем загрязнитель, при котором высота трубы достигает максимального значения, то есть – диоксид серы);

$$H = \sqrt{\frac{120 \cdot 137,8 \cdot 0,9}{0,05}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{5,572 \cdot 105}} = 190,15$$

Принимаем высоту дымовой трубы  $H=190$  метров.

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{эф} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{v \cdot \varphi} \quad (147)$$

где  $d_0=8,44$  м – диаметр устья дымовой трубы;

$\omega_0=25$  м/с – скорость газов в устье дымовой трубы;

$v=5$  м/с – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли;

$\varphi=1,63$  – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с увеличением высоты дымовой трубы;

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{эф} = 190 + 1,9 \cdot \frac{8,44 \cdot 25}{5 \cdot 1,63} = 239,19$$

#### 4 Общая часть

Количество линий в схеме выдачи мощности станции рассчитывается исходя из количества генерирующего оборудования и количества потребителей. В проектируемой станции выполнено 5 линий: 1 от генератора, 2 на потребителя, 1 обходная между системами шин, 1 на резервный трансформатор собственных нужд. Схема отпуска электроэнергии представлена на рисунке 9.

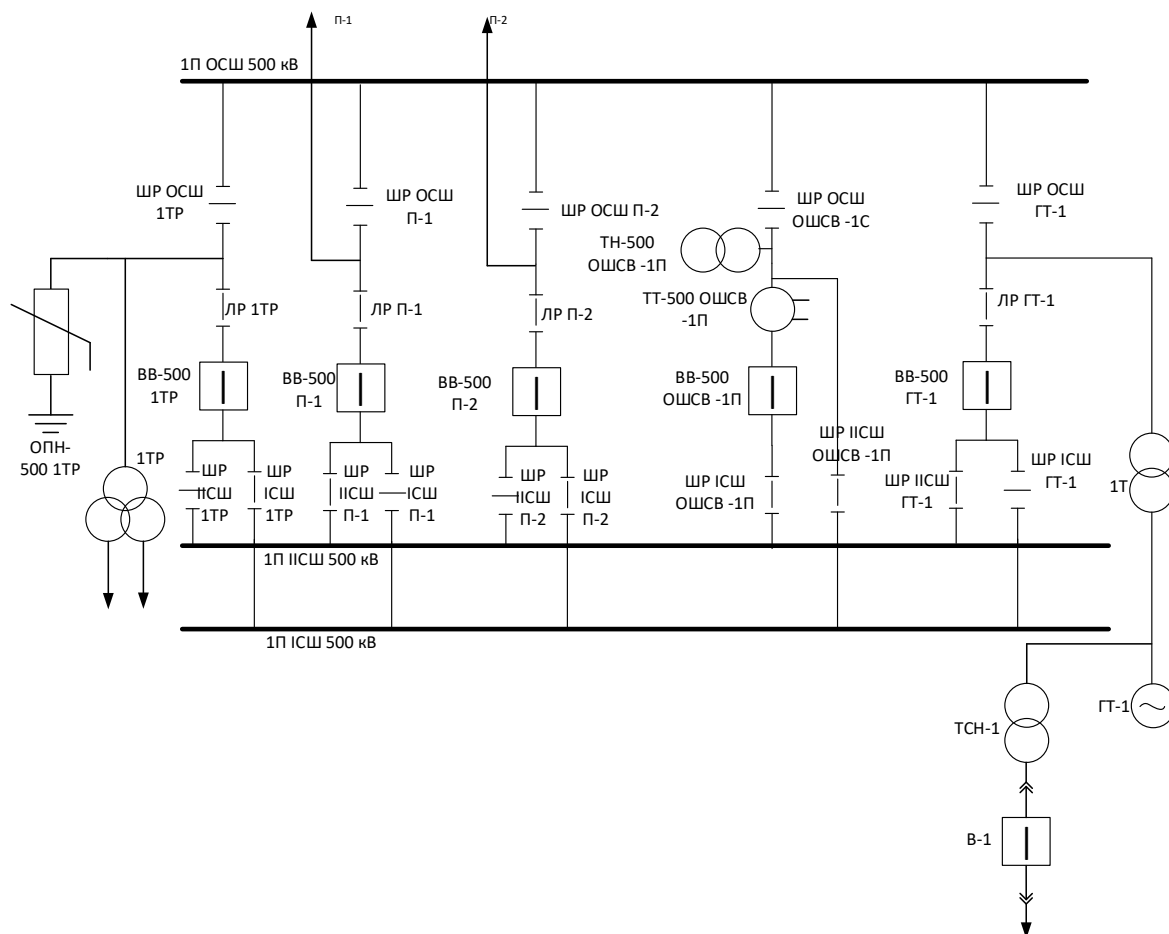


Рисунок 9 – Схема выдачи мощности

Здание, где находится основное вспомогательное оборудование ТЭС, называют главным корпусом электростанции.

В главный корпус подается топливо, мазут, вода, на технические нужды. В то же время конечная продукция – тепловая и электроэнергия – отводится из главного корпуса, как и дымовые газы от котлов и охлаждающая вода от конденсаторов турбины.

Компоновка главного корпуса подразумевает взаимное расположение основного оборудования относительно друг друга, а также строительных конструкций. Как правило, основными при выборе компоновки проектируемой станции является принцип последовательности технологического процесса.

Компоновка главного корпуса зависит от типа проектируемой станции, мощности начальных параметров, назначения станции, вида топлива и климатических условий района расположения станции. В главном корпусе выделено 2 помещения для размещения основного оборудования, котельное и турбинное отделение.

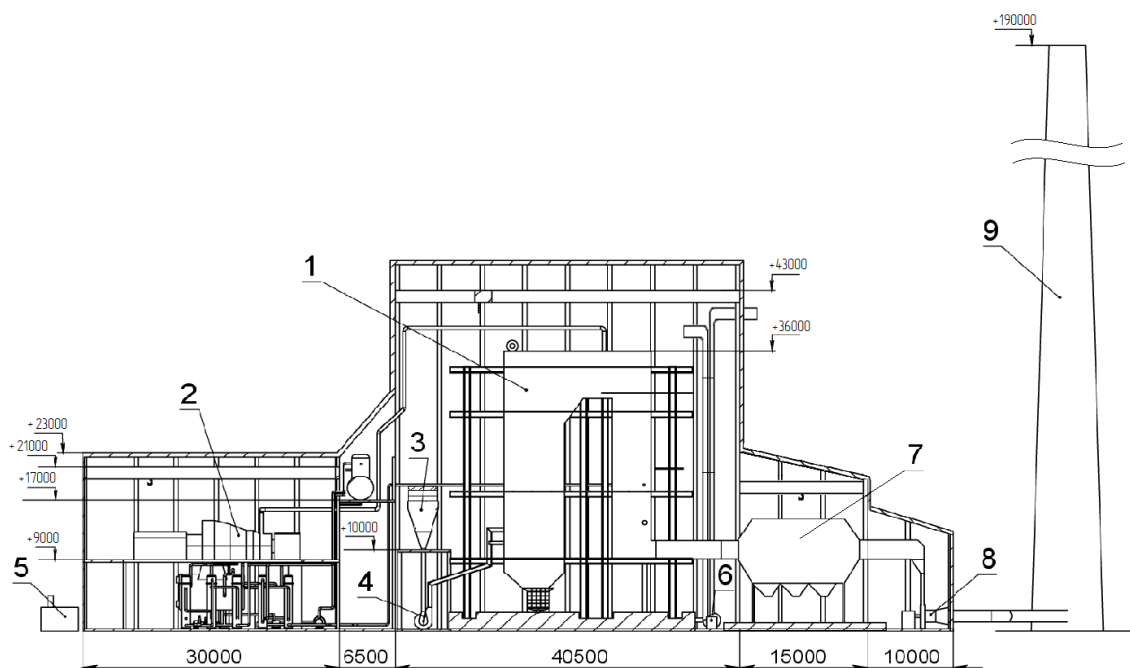
Турбина имеет продольное расположение, вокруг предусмотрены площадки обслуживания, что позволяет иметь в помещении проемы,

свободные от перекрытия. Также в турбинном отделении расположен конденсатор, регенеративные подогреватели и другие теплообменники, питательные, конденсатные, дренажные и прочие насосы.

В помещении котельного отделения предусмотрены железнодорожные и автомобильные въезды. Между котельными и турбинными отделениями предусмотрены помещения для бункеров пыли, деаэраторов и конвейеров топливоподачи.

Для организации ремонта основного и вспомогательного оборудования в отделениях главного корпуса предусмотрены помещения мастерских и ремонтно-монтажных площадок, а также помещения для лабораторий теплового контроля и автоматики и мостовые краны, расположенные в котельном и турбинном отделениях

Разрез главного корпуса ГРЭС предоставлен на рисунке 10.



1 – котел, 2 – Турбоагрегат, 3 – БСУ, 4 – среднеходовая мельница, 5 – трансформатор, 6 – дутьевой вентилятор, 7 – золоуловитель, 8 – дымосос, 9 – дымовая труба

Рисунок 10 – Компонировка главного корпуса

Генеральным планом электростанции (генплан) принято называть общий план размещения на производственной площадке основных и вспомогательных сооружений станции. Генплан является одной из главных составных частей ситуационного плана электростанции, включающего: (помимо производственной площадки) источник, систему водоснабжения, золошлакоотвалы, топливный склад, шлакозолопроводы, примыкающие

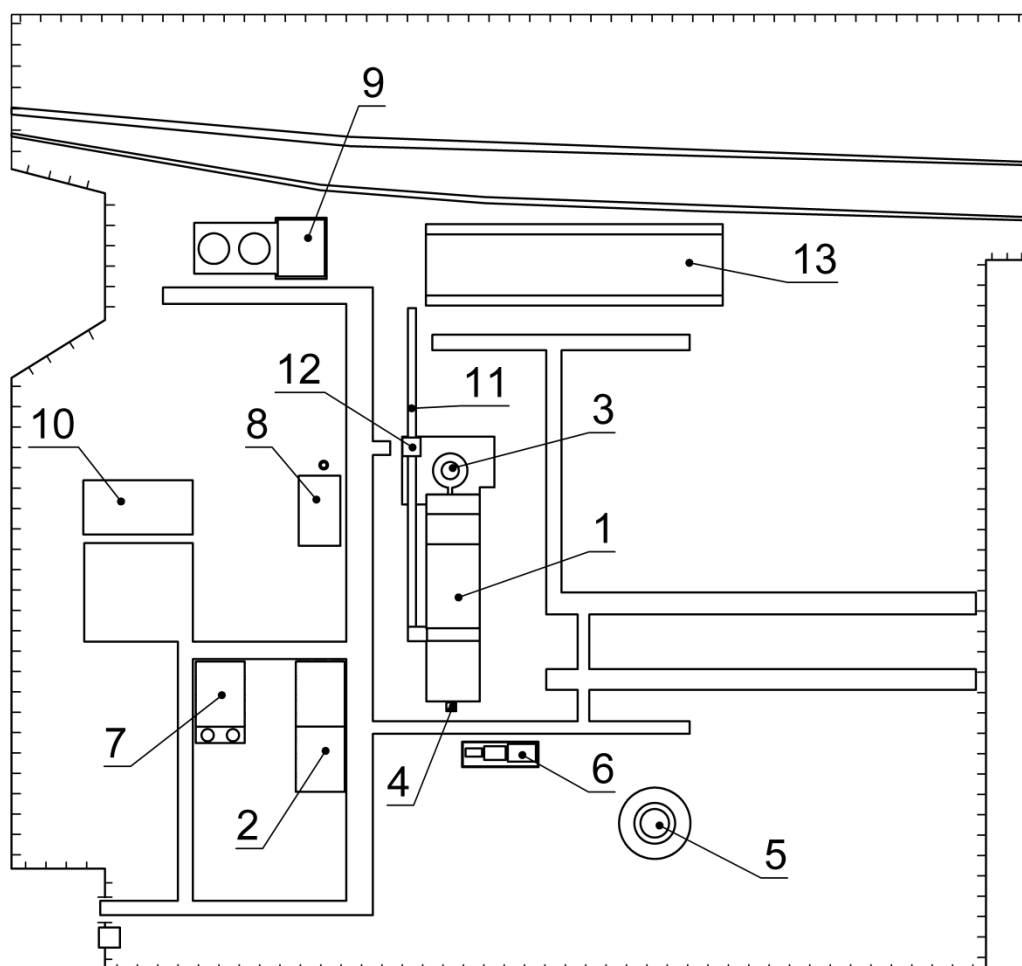


железнодорожные пути и автодороги, выходы ЛЭП, электрических кабелей и теплопроводов.

Как правило, в число отображаемых на генеральном плане элементов обычно включают такие производственные здания и сооружения как: главный корпус, устройства золоулавливания, дымовые трубы, дымососы, трансформаторы, заводоуправление, водоснабжение станции, масломазутное хозяйство, ЗРУ, сооружения, связанные с топливным хозяйством станции, химочистку добавочной технической воды, мастерские, лаборатории, дороги, ж/д пути, помещения служебного характера и т.д.

Важным является размещение объектов топливного хозяйства с подветренной стороны, со стороны котельного отделения. Закрытое распределительное устройство расположено с фасадной стороны главного здания.

Генеральный план ГРЭС представлен на рисунке 11.



- 1 – главный корпус, 2 – административное здание, 3 – дымовая труба, 4 – трансформатор, 5 – градирня, 6 – ЗРУ, 7 – хим. цех, 8 – ПОК, 9 – ММХ, 10 – склад, 11 – ленточные конвейеры, 12 – дробильное устройство, 13 – склад угля

Рисунок 11 – Генплан станции

## 5 Расчет показателей экономической эффективности строительства КЭС и оценка коммерческой эффективности проекта

Эффективность инвестиционного проекта можно оценить с помощью отражающих соотношение затрат и результатов показателей. Они позволяют судить о том, насколько данный проект привлекателен для его участников, в чём его преимущество над другими проектами.

Показатели эффективности могут определяться несколькими методами. Статические методы не включают в себя изменения движения капитала в течение времени, за которое данный проект осуществляется, методы дисконтирования позволяют учесть ещё и неравноценность одинаковых сумм поступлений и платежей, обусловленных разными периодами времени, за которые осуществляется проект.

Капитальные вложения в проектируемую станцию считались исходя из удельных показателей для 1 турбоагрегата 130 МВт, после чего отнесены пропорционально к тому или иному оборудованию. Результаты в виде сметы были сведены в отдельную таблицу.

Таблица 11 – Капитальные вложения

Статья затрат			Кап. Вложения, млн руб
	Оборудование	Кол-во	
<b>Котельный цех, топливоподача</b>			2134,63
	Котёл	1	
	Дымосос ДН-15	3	
	Дутьевой вентилятор ВМ-160/850у	1	
	Ленточные конвейеры	2	
	Дробилки ДДЗ-2М	1	
	Мельница	2	
<b>Турбинный цех</b>			1423,08
9	Турбоагрегат К-130- 12,8	1	
10	Питательный насос ПЭ- 580-185/200	2	
11	Конденсатный насос 8КсД-5х3	2	
12	Циркуляционный насос ОП6-87	2	

Продолжение таблицы 11

13	Сетевой насос СЭ-160-70	2	474,36	
14	ПВД	3		
15	ПНД	4		
16	Сетевой подогреватель ПСВ-125-7-15	2		
17	Деаэратор ДСП-500	1		
<b>Общестанционные затраты</b>				
18	Градирня	1		
19	Дымовая труба	1		
20	Электрический золоуловитель	1		
<b>ХВО</b>				158,12
<b>Электроцех</b>				158,12
<b>АСУ ТП (КИПиА)</b>				158,12
<b>Строительная часть ТЭС</b>				237,18
<b>Итого</b>				4743,6

Тариф на отпущенный МВт·ч с учетом планируемой рентабельности (40%), руб./МВт·ч:

$$T_{\text{э}} = (1 + P) \cdot U_{\text{отп}}^{\text{э}} = (1 + 0,4) \cdot 1,15 = 1,61, \quad (148)$$

Выручка от реализации электрической энергии от КЭС составит, млн руб.:

$$\text{ВРП} = T_{\text{э}} \cdot W_{\text{отп}} = 1,61 \cdot 870,82 = 1399,1, \quad (149)$$

Налог на имущество, млн руб.:

$$H_{\text{им}} = 0,022 \cdot \Phi_{\text{ср.год}} \quad (150)$$

Налогооблагаемая прибыль (доход от основной деятельности), млн руб:

$$D_{\text{осн}} = \text{ВРП} - U_{\text{э}} - H_{\text{им}} \quad (151)$$

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

$$H_{\text{пр}} = D_{\text{осн}} \cdot 0,2, \quad (152)$$

Чистая прибыль, млн руб.:

$$\text{ЧП}_t = D_{\text{осн}} - H_{\text{пр}}, \quad (153)$$

Чистый денежный поток, млн руб.:

$$\text{ЧДП}_t = \text{ЧП}_t + U_a, \quad (154)$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом, млн руб.:

$$\text{ЧДПНИ}_t = \text{ЧДПНИ}_{t-1} + \text{ЧДП}_t, \quad (155)$$

В нулевой год принимается равным капитальным затратам со знаком минус.

Дисконтированный денежный поток, млн руб.:

$$\text{ДДП}_t = \frac{\text{ЧДП}_t}{(1+r)^t}, \quad (156)$$

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

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн руб.:

$$\text{ДДПНИ}_t = \text{ДДПНИ}_{t-1} + \text{ДДП}_t, \quad (157)$$

Жизненный цикл проекта составляет 15 лет. Расчёт показателей эффективности инвестиций в рекомендуемый вариант строительства КЭС сводится в таблицу 12.

Чистый дисконтированный доход проекта NPV:

$$NPV = \sum \frac{P_k}{(1+r)^k} - \sum \frac{IC_k}{(1+r)^n} = 106,16 \quad (158)$$

Дисконтированный индекс доходности DPI:

$$DPI = \frac{NPV}{\left| \sum \frac{IC_0}{(1+r)^n} \right|} + 1 = 1,02 \quad (159)$$

Простой срок окупаемости, лет:

$$PP = 4 + \frac{3172}{4069,8} = 7,4 \quad (160)$$

Дисконтированный срок окупаемости DPP, лет:

$$DPP = 6 + \frac{1675,2}{2111,6} = 14,3 \quad (161)$$

Внутренняя норма доходности IRR:

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} * (r_2 - r_1) = 10\% \quad (162)$$

После определения критериев оценки эффективности проекта можно сделать следующие выводы: проект является умеренно рисковым; индекс доходности примерно равен 1, проект является нейтральным; имеет сроки окупаемости: простой срок окупаемости составил 7,44 лет, дисконтированный – 14,3 года.

Таблица 12 – Расчёт показателей эффективности инвестиций в рекомендуемый вариант строительства ГРЭС

Величина/год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
К	-4743,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тариф с учетом плана рентабельности		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
ВРП		1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1	1399,1
Полная себестоимость		999,36	999,36	999,36	999,36	999,36	999,36	999,36	999,36	999,36	999,36	999,36	999,36	999,36	999,36	999,36
Доход от основной деятельности		399,74	399,74	399,74	399,74	399,74	399,74	399,74	399,74	399,74	399,74	399,74	399,74	399,74	399,74	399,74
Налог на прибыль		79,95	79,95	79,95	79,95	79,95	79,95	79,95	79,95	79,95	79,95	79,95	79,95	79,95	79,95	79,95
Чистая прибыль		319,8	319,8	319,8	319,8	319,8	319,8	319,8	319,8	319,8	319,8	319,8	319,8	319,8	319,8	319,8
ЧДП	-4743,6	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62	637,62
ЧДПни	-4743,6	-4105,98	-3468,37	-2830,8	-2193,1	-1555,5	-917,9	-280,3	357,3	994,95	1632,6	2270,2	2907,8	3545	4183	4821
ДДП	-4743,6	579,65	526,96	479,05	435,50	395,91	359,92	327,2	297,45	270,41	245,83	223,48	203,16	184,7	167,9	152,7
ДДПни	-4743,6	-4163,94	-3636	-3157,9	-2722,4	-2326,5	-1966,6	-1639,4	-1341,9	-1071,5	-825,7	-602,24	-399	-214	-46,4	106,2

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе разработан проект Сахалинской ГРЭС мощностью 120 МВт, с 1 блоком. В ходе теоретического обзора были рассмотрены различные варианты исполнения проектируемого блока. Вследствие особенностей используемого топлива (бурого угля Сахалинского разреза) было принято решение об использовании котла БКЗ-420 с перерасчетом его на проектируемое топливо. Для осуществления стабильной и надёжной работы блока была выбрана турбина К-130-12,8.

Для проверки эффективности данного проекта были произведены следующие расчеты:

- расчет тепловой схемы турбины;
- тепловой расчет котлоагрегата;
- расчет технико-экономических показателей работы станции;
- аэродинамический расчет котла;
- расчёт и выбор вспомогательного оборудования
- расчёт системы технического водоснабжения;
- расчет выбросов вредных веществ;
- оценка экономической эффективности проекта и вычисление срока окупаемости.

Расчёт тепловой схемы показал, что удельный расход условного топлива на производство электроэнергии составил 0,304 кг/кВт·ч; а так же показатель удельного расхода условного топлива на производство тепловой энергии, который равен 3,24 кг/ГДж.

Расчет котельного агрегата проводился по конструкторской методике, что позволило найти основные габаритные размеры поверхностей нагрева, а также температуры и энтальпии дымовых газов и рабочей среды по всему тракту.

Аэродинамический расчет котла показал, что величина сопротивления газовоздушного тракта с учётом дополнительных поверхностей нагрева составляет приемлемую величину, по газовому тракту 6,3 кПа, по воздушному 5,6 кПа. Исходя из данных значений были выбраны тягодутьевые машины следующих марок: дымосос типа ДН-15 с частотой вращения 1500 об/мин и дутьевой вентилятор ВМ-160/850у с частотой вращения 980 об/мин.

Расчёт системы технического водоснабжения показал, что при использовании оборотной системы водоснабжения высота используемых на проектируемой станции градирен составит 60 метров, диаметр градирен – 35 метра.

При расчёте вредных выбросов была вычислена общая концентрация вредных выбросов с учётом установки золоуловителя, которая составила порядка 287,9 г/с на блок, при этом выбросы отдельных составляющих удовлетворяют нормативным

Расчёт экономической эффективности проекта позволил вычислить индекс доходности, который составил 1,02, что является показателем нейтральной эффективности проекта. Простой и дисконтированный сроки окупаемости проекта составили 7,44 и 14,3 года соответственно.



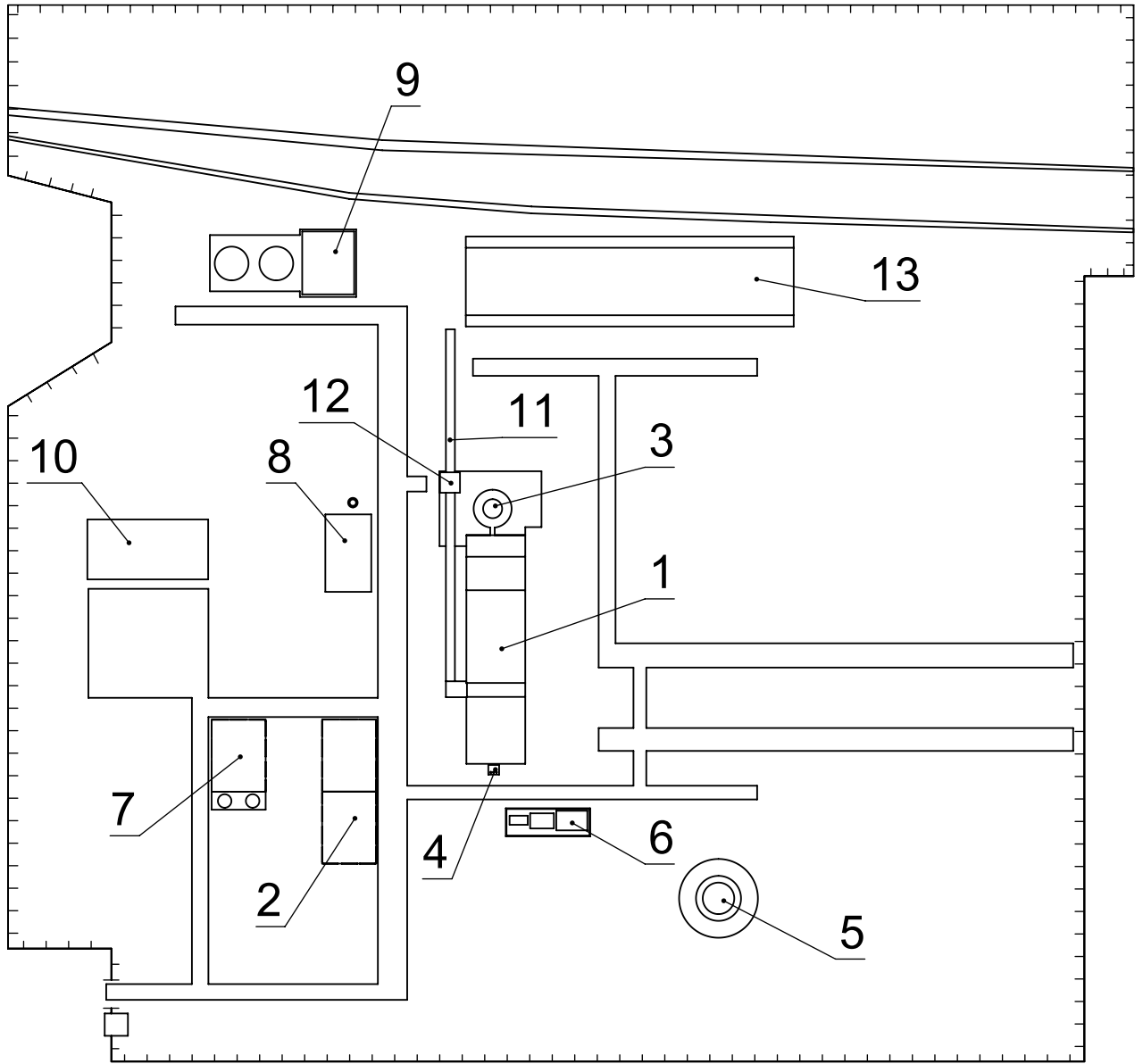
## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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.
2. Бойко, Е.А. Тепловые электрические станции (паротурбинные установки ТЭС) : Справочное пособие / Е.А. Бойко, К.В. Баженов, П.А. Грачев. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 152 с.
3. Экономика и организация энергетического производства. Определение сметной стоимости ремонта и реконструкции энергооборудования: учебно-методическое пособие [Электронный ресурс] / сост.: И. А. Астраханцев, Л. В. Голованова, М. В. Зубова.– Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2014.
4. Цыганок А.П. Методическое пособие по проектированию ТЭС / А.П. Цыганок. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2007.
5. Годовой отчет ПАО «Сахалинэнерго» за 2019 год / ПАО «Сахалинэнерго», 2020.
6. Годовой отчет ПАО «Сахалинэнерго» за 2013 год / ПАО «Сахалинэнерго», 2014.
7. Информационно-аналитический журнал «Геоэнергетика.ru». Электроэнергетика Сахалина 21 века / автор Борис Марцинкевич. 2017.
8. Пашков Г.Л. Золы природных углей – нетрадиционный сырьевой источник редких элементов / Г.Л. Пашков. – Красноярск : Красноярская государственная академия цветных металлов и золота, 2001.
9. Захаров, А. Н. Тенденции развития мировой энергетики / А. Н. Захаров, М. С. Овакимян // Мировое и национальное хозяйство. – 2015. - № 1.
10. Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области на период 2018-2022 гг / Агентство по развитию электроэнергетики и газификации Сахалинской области. 5 февраля 2019г.

БР-13.03.01 001 ГЧ

Перв. примен.

Справ. №



Подп. и дата

Инв. № дудл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

БР-13.03.01 001 ГЧ

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Федотов В.И.		
Пров.		Иванов И.А.		
Т. контр.		Бойко Е.А.		
Н. контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

Генеральный план  
Сахалинской ГРЭС-2

Лит.	Масса	Масштаб
		1:3000
Лист 1		Листов 1

ТЭС

Форм.	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примеч.
				<u>Документация</u>		
A4			БР-13.03.01.001 ГЧ	Генеральный план Сахалинской ГРЭС-2	1	
				<u>Здания и сооружения</u>		
		1	БР-13.03.01.001 ГЧ 001	Главный корпус	1	
		2	БР-13.03.01.001 ГЧ 002	Административное здание	1	
		3	БР-13.03.01.001 ГЧ 003	Дымовая труба	1	
		4	БР-13.03.01.001 ГЧ 004	Трансформатор	1	
		5	БР-13.03.01.001 ГЧ 005	Градирия	1	
		6	БР-13.03.01.001 ГЧ 006	Закрытое распред. устройство	1	
		7	БР-13.03.01.001 ГЧ 007	Хим. цех	1	
		8	БР-13.03.01.001 ГЧ 008	Пуско-отопительная котельная	1	
		9	БР-13.03.01.001 ГЧ 009	Мазутное хозяйство	1	
		10	БР-13.03.01.001 ГЧ 010	Склад	1	
		11	БР-13.03.01.001 ГЧ 011	Ленточный конвейер	1	
		12	БР-13.03.01.001 ГЧ 012	Дробильные устройства	1	
		13	БР-13.03.01.001 ГЧ 013	Склад угля	1	

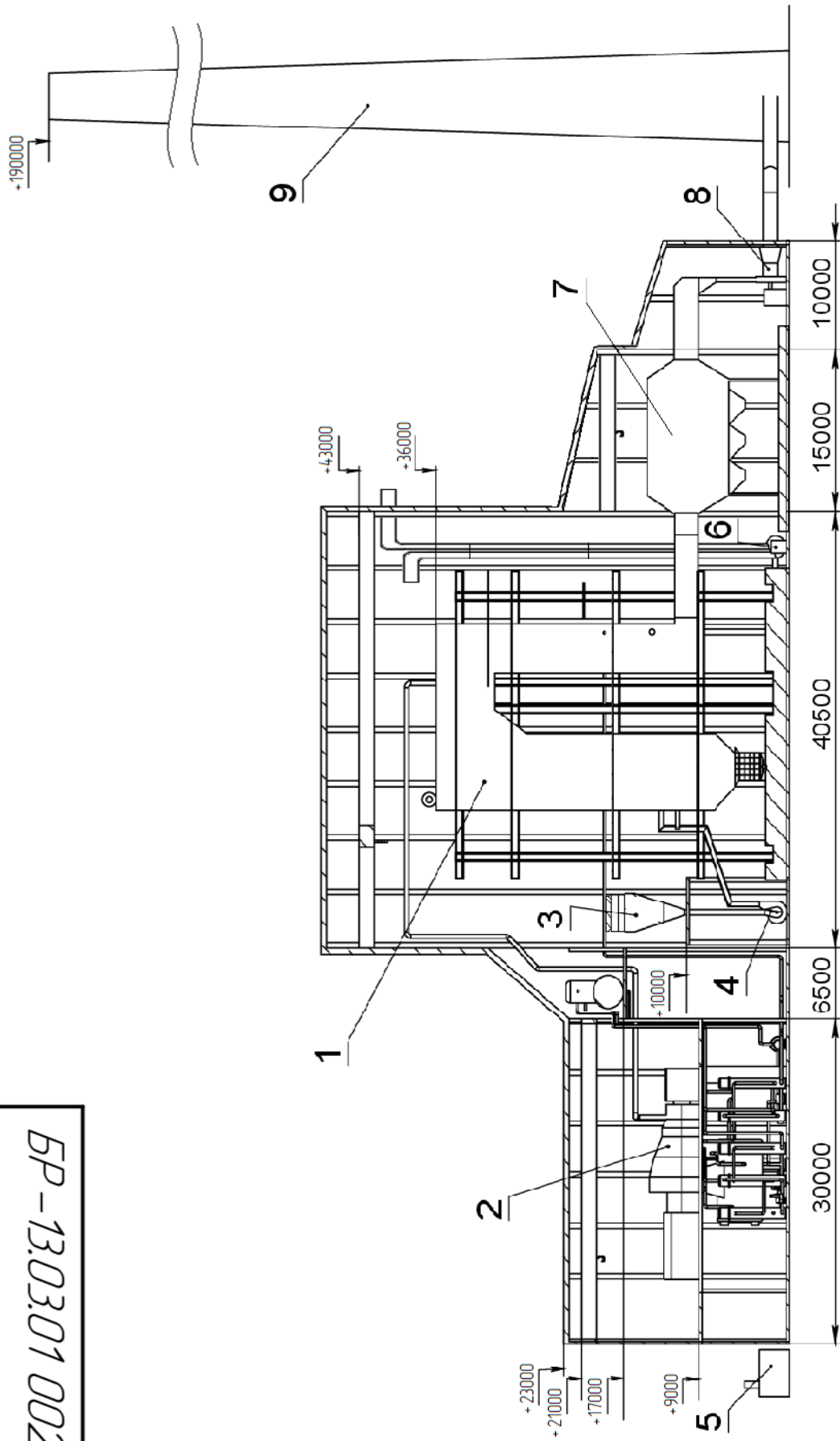
БР-13.03.01 001 ГЧ

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Разраб.		Федотов В.И.		
Пров.		Иванов И.А.		
Н.контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

Генеральный план  
Сахалинской ГРЭС-2

Лит.	Лист	Листов
		1
ТЭС		

БР-13.03.01 002 ГЧ



БР-13.03.01 002 ГЧ

Разрез главного  
корпуса

ТЭС

Изм./Лист	№ докум	Подп	Дата	Лист	Масса	Масштаб
Разраб	Федотов В.И.					1:500
Проб	Иванов И.А.					
Т.контр.	Бойко Е.А.			Лист	Листов	1
Н.контр.	Шилингарев П.В.					
Упр.	Бойко Е.А.					

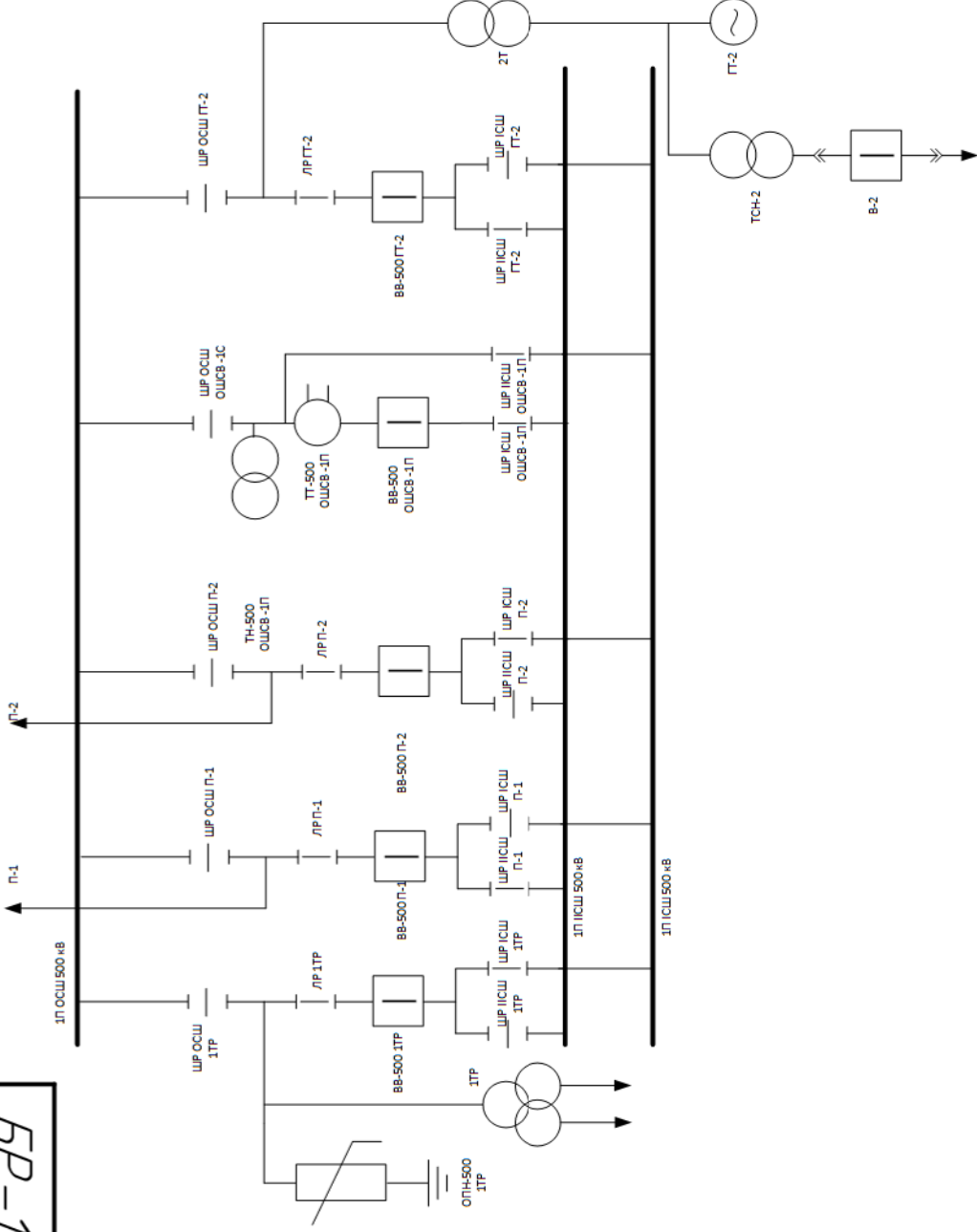
Копиробан

Формат А4

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. у.чб. №	Изм. № подл.	Подп. и дата



БР-13.03.01 003 ГЧ



БР-13.03.01 003 ГЧ

Схема выдачи  
мощности

Лист	Масса	Масштаб
Лист	Листов	1

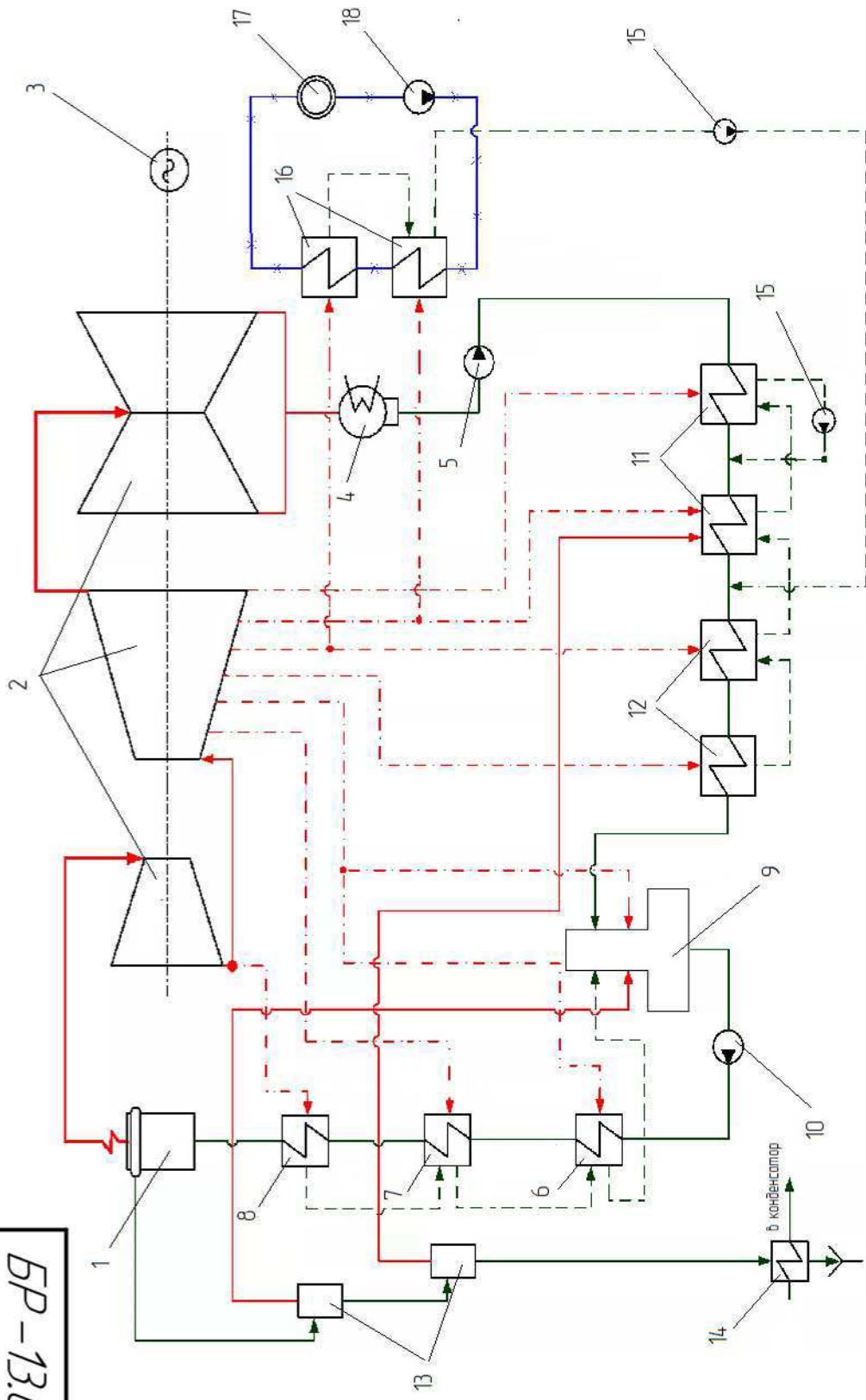
ТЭС

ИИЯ № подл  
Подл и дата  
Взам. ИИЯ №  
ИИЯ № з/дл  
Подл и дата

Копирбан

Формат А4

БР-13.03.01 004 ГЧ



БР-13.03.01 004 ГЧ

Принципиальная  
тепловая схема

Изм./Лист	№ докум	Подп	Дата
Разраб	Федотов В.И.		
Проб	Иванов И.А.		
Т.контр	Бойко Е.А.		
Н.контр	Шильмаров П.В.		
Утв	Бойко Е.А.		
Лист	Листов	1	
Лит.	Масса	Масштаб	
ТЭС			

Изм. № подл	Подп. и дата	Взам. УИВ. №	ИИВ. № доп.	Подп. и дата

Форм.	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примеч.
				<u>Документация</u>		
A4			БР-13.03.01.004 ГЧ	Принципиальная тепловая схема	1	
				<u>Оборудование</u>		
		1	БР-13.03.01.004 ГЧ 001	Котел Е-420-13,8-560	1	
		2	БР-13.03.01.004 ГЧ 002	Турбина К-130-12,8	1	
		3	БР-13.03.01.004 ГЧ 003	Генератор	1	
		4	БР-13.03.01.004 ГЧ 004	Конденсатор	1	
		5	БР-13.03.01.004 ГЧ 005	Конденсатный насос 8КсД-5х3	2	
		6	БР-13.03.01.004 ГЧ 006	ПВ-425-230-13	1	
		7	БР-13.03.01.004 ГЧ 007	ПВ-425-230-37	1	
		8	БР-13.03.01.004 ГЧ 008	ПВ-425-230-50	1	
		9	БР-13.03.01.004 ГЧ 009	ДСП-500	1	
		10	БР-13.03.01.004 ГЧ 010	Пит. насос ПЭ-580-185/200	2	
		11	БР-13.03.01.004 ГЧ 011	ПН-360-1,96-0,686	2	
		12	БР-13.03.01.004 ГЧ 012	ПН-325-1,96-0,686	2	
		13	БР-13.03.01.004 ГЧ 013	Расширитель непр. продувки	2	
		14	БР-13.03.01.004 ГЧ 014	Подогреватель ХОВ	1	
		15	БР-13.03.01.004 ГЧ 015	Дренажный насос	2	
		16	БР-13.03.01.004 ГЧ 019	ПСВ-125-7-15	2	
		17	БР-13.03.01.004 ГЧ 017	Потребитель	1	
		18	БР-13.03.01.004 ГЧ 018	Сетевой насос СЭ-160-70	2	

БР-13.03.01 004 ГЧ

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Разраб.		Федотов В.И.		
Пров.		Иванов И.А.		
Н.контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

Принципиальная тепловая  
схема

Лит.	Лист	Листов
		1

ТЭС



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

« 29 »

06


2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника  
код и наименование специальности

Проект Сахалинской ГРЭС-2 120 МВт, Сахалинский уголь  
тема

Руководитель

 24.06.21  
подпись, дата


доцент, к.т.н

должность, ученая степень

И.А. Иванов

инициалы, фамилия


Выпускник

 24.06.21  
подпись, дата

В.И. Федотов

инициалы, фамилия

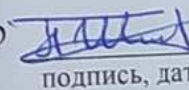
Тех. Контроль

 29.06.21  
подпись, дата

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 29.06.21  
подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2021