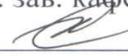


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
Направленность (профиль) образовательной программы Энергообеспечение
предприятий

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 25 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование тепловой части Ерковецкой ТЭС Октябрьского
района Амурской области

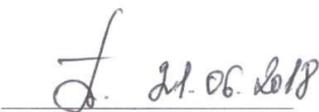
Исполнитель
студент группы 442об1(2)

 18.06.18 А.В. Самойлова
(подпись, дата)

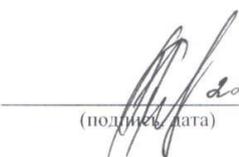
Руководитель
профессор, доктор техн. наук

 22.06.18 С.П. Присяжная
(подпись, дата)

Консультанты:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук

 21.06.18 А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

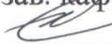
Нормоконтроль
доцент

 22.06.18 А.Г. Ротачева
(подпись, дата)

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина
« 02 » 05 2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Самойлова
Анастасии Владимировны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование тепловой
части Ерловской ТЭС Амурского района Амурской области
(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: нормативно-
проектная документация, предполагаемая
мощность турбин

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке
вопросов): выбор основного и вспомогательного
оборудования, тяжело-топливный факел

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 19 таблиц, 6 листов

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) Безопасность и экологичность - А.В. Буллаков

7 Дата выдачи задания 02.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Анастасия Сергеевна
Завинова, профессор, доктор техн. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04.05.2018 Самойлов
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 108 с., 29 рисунков, 19 таблиц, 30 источника, 1 приложение

ТЕПЛОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВО ТЭС, ТЭС В ОКТЯБРЬСКОМ РАЙОНЕ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ, ПРОЕКТ СТРОИТЕЛЬСТВА, ОБЪЕКТ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ ЧАСТИ.

Объектом исследования является проектирование тепловой части строительства ТЭС в Октябрьском районе Амурской области.

Цель работы – обеспечить возможность увеличения экспорта электрической энергии и мощности из России в Китай.

В процессе исследования проводились (необходимо произвести расчеты) расчеты и выбор основного и вспомогательного оборудования при использовании (применении) блочной компоновки ТЭС; расчет себестоимости электрической энергии; расчет капитальных вложений, затрат и издержек на предлагаемый проект; анализ полученных данных.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1 Выбор площадки для проектирования станции	12
1.1 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное и (или) постоянное пользование	12
1.2 Сведения о категории земель, на которых будет располагаться объект капитального строительства	12
1.3 Климатические характеристики района	14
1.4 Температура воздуха	14
1.5 Ветровые характеристики района	17
1.6 Сведения о проектируемом водохранилище	19
1.7 Расстояние до ближайших магистральных автомобильных и железных дорог	19
1.8 Промышленность	20
1.9 Население	20
1.10 Расстояние до места добычи угля	20
2 Выбор основного оборудования	23
2.1 Турбина К-210-130-3	23
2.2 Построение процесса расширения пара в турбине в is – диаграмме	24
2.3 Определение параметров по элементам схемы	30
2.4 Баланс пара и питательной воды	34
2.5 Расчет сетевой подогревательной установки	34
2.6 Определение предварительного расхода пара на турбину	34
2.7 Расчет подогревателей высокого давления	35
2.8 Расчет деаэратора	38
2.9 Расчет подогревателей низкого давления (ПНД)	40
2.10 Паровой котёл Еп-670-13,8-545 БТ (Модель ТПЕ-216 М)	46

3	Выбор вспомогательного оборудования ТЭС	50
3.1	Выбор регенеративных подогревателей	50
3.2	Выбор деаэратора	52
3.3	Выбор питательных насосов	55
3.4	Выбор конденсационных насосов	57
3.5	Выбор циркуляционных насосов	58
4	Тепловая схема энергоблока	60
5	Топливное хозяйство	63
5.1	Расход топлива на котлоагрегат	63
5.2	Приемное разгрузочное устройство	64
5.3	Выбор дробилок	65
5.4	Топливные склады	67
5.5	Ленточные конвейеры	68
5.6	Компоновка генерального плана	68
6	Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС	74
6.1	Отказы и повреждения оборудования ТЭС	75
6.2	Информационное обеспечение управления надежностью	75
7	Безопасность и экологичность	78
7.1	Безопасность	78
7.2	Экологичность	78
7.2.1	Расчет выбросов вредных веществ тепловой электростанции	81
7.2.2	Определение массовых и фоновых концентраций частиц и вредных веществ в дымовых газах	86
7.2.3	Расчет минимальной высоты дымовой трубы	87
7.3	Чрезвычайные ситуации	90
8	Расчет основных технико-экономических показателей проектируемой ТЭС	89
8.1	Определение ежегодных издержек, связанных с	

эксплуатацией	92
8.2 Расчет затрат на топливо	92
8.3 Расход на оплату труда	95
8.4 Амортизационные отчисления	95
8.5 Расходы по ремонтному обслуживанию	96
8.6 Прочие расходы	96
8.7 Расчет себестоимости единицы электроэнергии	97
8.8 Расчет срока окупаемости станции	99
Заключение	104
Библиографический список	107
Приложение А	108

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем Стандарте использованы ссылки на следующие стандарты и классификатор:

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки;

ГОСТ 2.104-68 ЕСКД. Основные надписи;

ГОСТ 2.301-68 ЕСКД. Форматы;

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам;

ГОСТ 2.121-73 ЕСКД. Технологический контроль конструкторской документации;

ГОСТ 2.201-80 ЕСКД. Обозначение изделий и конструкторских документов;

ГОСТ 2.321-84 ЕСКД. Обозначения буквенные;

ГОСТ 8.009-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

ГОСТ 2.701-84 ЕСКД. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению;

ГОСТ 8.417-90 Межгосударственный стандарт. Государственная система измерений. Единицы физических величин.

ГОСТ 7.9-95 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация. Общие требования;

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам;

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы;

ГОСТ Р 15.011- 96 Система разработки и постановки продукции на производство. Патентные исследования. Содержание и порядок проведения;

ГОСТ 21.101-97 Система проектной документации в строительстве. Основные требования к проектной и рабочей документации;

ГОСТ 7.0-99 Межгосударственный стандарт. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Информационно-библиографическая деятельность. Библиография;

ГОСТ 7.80-2000 Библиографическая запись. Заголовок.

ГОСТ 7.32-2001 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления;

ГОСТ 7.82–2001 Межгосударственный стандарт. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов. Общие требования и правила составления.

ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин;

ГОСТ Р 1.5-2002 Государственная система стандартизации Российской Федерации. Стандарты. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению;

ГОСТ 7.1-2003 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления;

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандартизация в РФ. Стандарты национальные РФ. Правила построения, изложения, оформления и обозначения;

ГОСТ 7.05-2008 Система стандартов по библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления;

ГОСТ Р 7.0.11–2011 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Диссертация и автореферат диссертации. Структура и правила оформления.

ГОСТ Р 7.0.12–2011 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Сокращение слов на русском языке. Общие требования и правила.

ГОСТ 2.111–2013 ЕСКД. Нормоконтроль;
ОК 012-93 Общероссийский классификатор изделий и конструкторских документов (классификатор ЕСКД);
СТО СМК 4.2.3.15-2016 Стандарт организации. Требования к структуре и оформлению локальных нормативных документов университета.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ТЭС – Тепловая электрическая станция

СЗЗ – Санитарно-защитная зона

ЦВД – Цилиндр высокого давления

ЦСД – Цилиндр среднего давления

ЦНД – Цилиндр низкого давления

КПД – Коэффициент полезного действия

ПТН – Питательный насос с турбоприводом

ПЭ – Пускорезервный насос с электроприводом

ДО – Дробилка одновалковая

ЧДД – Чистый дисконтированный доход

ВВЕДЕНИЕ

Изменение экономических отношений на международной арене повлияли на потребление электрической энергии. Часть крупных предприятий свернули производство или сократили мощности, что привело к необходимости перемещения питающего центра к развивающимся или более мощным потребителям с целью увеличения прибыли в бюджет страны за счет экспорта электроэнергии в Китай. Создание новой ТЭС должно увеличить количество рабочих мест на территории Дальнего востока и принести дополнительные дотации в государственный бюджет нашей страны.

Актуальность темы выпускной квалификационной работы на степень бакалавра обосновывается целями и приоритетами энергетической стратегии России на период до 2030 года. Развитие электроэнергетики должно обеспечить возможность увеличения экспорта электрической энергии и мощности из России в Китай.

Предлагаемым проектом выбрано основное энергетическое оборудование:

- шесть котлоагрегатов типа En -670-13,8-545 БТ общей паропроизводительностью 4020 т/час
- шесть турбин типа К-210-130-3 с блочной схемой подключения.

Таким образом, установленная электрическая мощность ТЭС составит:

$$W_{э} = 210 \cdot 6 = 1260 \text{ МВт.}$$

Основным топливом для ТЭС устанавливается уголь из Угольного разреза «Ерковецкий».

Проект строительства ТЭС в целом отвечает основным приоритетным направлениям развития электроэнергетики, согласно которым выработка электроэнергии на ТЭС к 2030 г. возрастет.

1 ВЫБОР ПЛОЩАДКИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТАНЦИИ

1.1 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное и (или) постоянное пользование

Строительство промышленной площадки ТЭС планируется осуществить на земельном участке с кадастровым номером - 28:19:010711:3299, категория земель - земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения для недропользования (Приложение А).

Площадка для строительства ТЭС располагается по адресу Амурская область, р-н Октябрьский, с/с Варваровский. Координаты: 50.324974, 128.543128. Площадь составляет: 5000000 кв.м.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, ландшафтно-реакционной зоны, зоны отдыха. Ширина санитарно-защитной зоны установлена с учетом санитарной классификации, результатов расчета ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха и уровней физических воздействий. Ширина санитарно-защитной зоны составляет для ТЭС составляет 1000 м (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»: раздел 7.1.10. «Производство электрической и тепловой энергии при сжигании минерального топлива» - Класс I). В границы санитарно-защитной зоны ТЭС жилая зона и садовые участки не попадают.

1.2 Сведения о категории земель, на которых будет располагаться объект капитального строительства

Строительство ТЭС планируется осуществить на землях, принадлежащих Октябрьскому району Амурской области на свободной от застройки территории.

Промплощадка под строительство ТЭС располагается на категории земель: земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения для недропользования. На востоке от площадки на расстоянии 3000 м располагается село Варваровка, а на юго-западной и южной сторонах на расстоянии 2000 м земли для ведения горных работ разрезом "Ерковецкий".

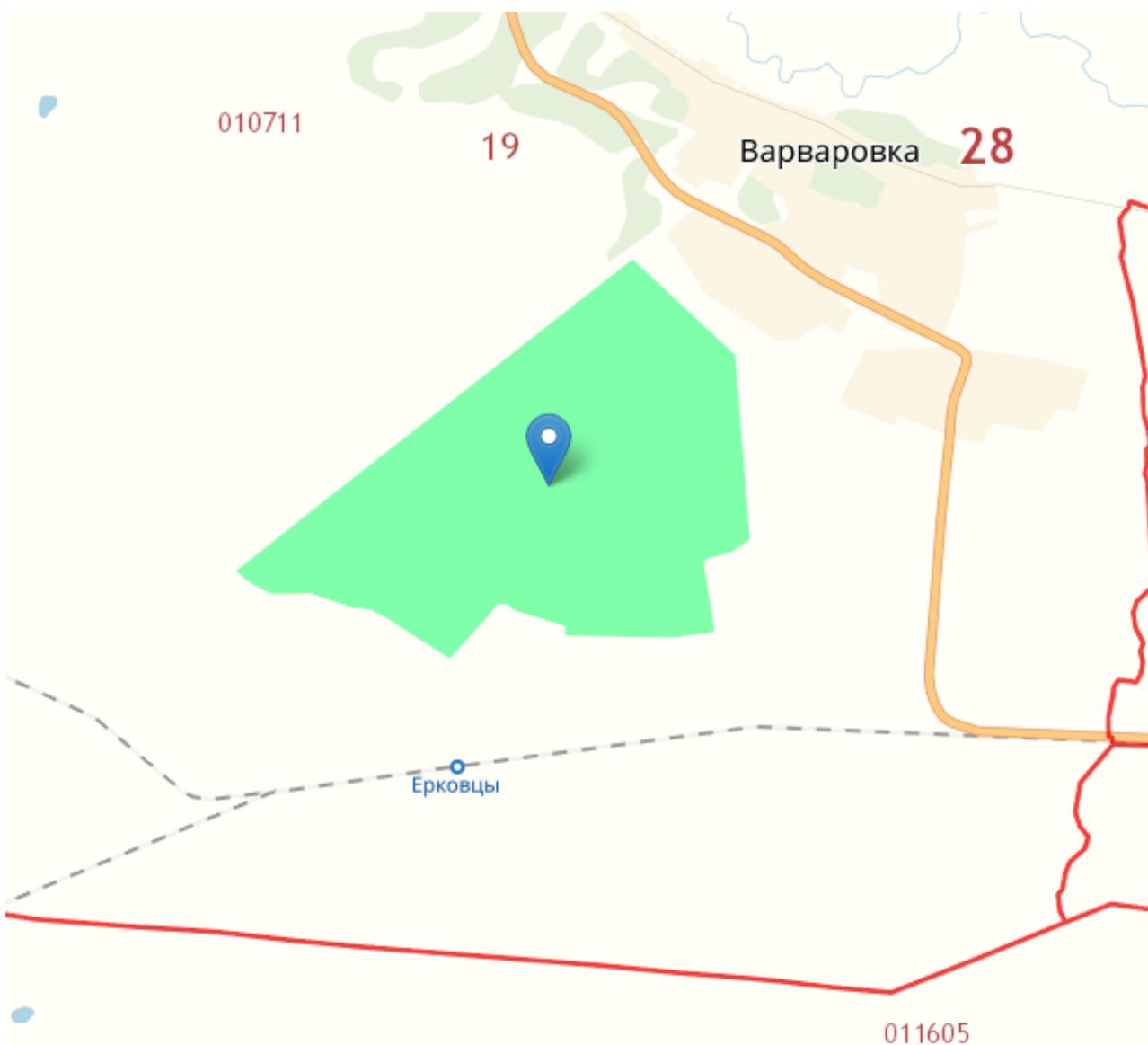


Рисунок 2 – Схема границ земельного участка

1.3 Климатические характеристики района

Изучаемый район расположен юго-западе Зейско-Буреинской равнины, в юго-восточной части Амурской области, в зоне умеренного географического пояса.

Местность района в основном равнинная: на северо-западе слаборасчлененная равнина, на юго-западе – увалистая, вся восточная часть – увалисто-холмистый район, озерно-аллювиальная равнина, сильно эродированная сетью падей и небольших заболоченных долин, местами с мелкосопочным рельефом.

Климатические условия района континентальные, с муссонными чертами. Преобладает западный перенос воздушных масс, развита циклоническая деятельность. Континентальность климата выражается большими годовыми и суточными амплитудами температур воздуха, муссонность – почти исключительно северо-западными ветрами зимой, резким преобладанием летних осадков. Среднегодовая температура от 0 до минус 8 градусов С°. Безморозный период от 135 до 150 дней. Средняя температура воздуха в июле месяце от +18 до +25 градусов °С. Средняя температура в январе месяце от минус 26 до минус 33 градусов °С. Годовое количество осадков составляет до 655 мм. Зимой снежный покров 19 см. Среднегодовая скорость ветра – до 3,7 м / сек., весной и осенью в отдельные дни достигает 21 м/сек. Зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2 – 3 метров, максимально 3,2 метра, полностью оттаивающий к началу июля.

1.4 Температура воздуха

Температура воздуха. Решающую роль в характере термического режима играет циркуляция атмосферы и рельеф местности. Существенное влияние на температурный режим оказывает континентальность климата с муссонными чертами, которая проявляется в резко выраженном различии зимних и летних значений температур приведенных в таблице 1.

Таблица 1 – Температура воздуха с. Варваровка за 2017 г.

	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Средний температура (°C)	-25,4	-20,2	-9,8	3	11,2	17,8	20,7	18,6	11,7	1,9	-12,3	-22,9
минимум температура (°C)	-31,6	-27,4	-16,8	-3,1	4,3	11,4	15,2	13,1	5,6	-4,1	-18	-28,6
максимум температура (°C)	-19,2	-13	-2,7	9,2	18,1	24,2	26,3	24,1	17,8	8	-6,5	-17,2
Средний температура (°F)	-13,7	-4,4	14,4	37,4	52,2	64,0	69,3	65,5	53,1	35,4	9,9	-9,2
минимум температура (°F)	-24,9	-17,3	1,8	26,4	39,7	52,5	59,4	55,6	42,1	24,6	-0,4	-19,5
максимум температура (°F)	-2,6	8,6	27,1	48,6	64,6	75,6	79,3	75,4	64,0	46,4	20,3	1,0
Норма осадков (мм)	6	5	11	34	52	89	138	133	77	27	15	10

Среднегодовая температура воздуха отрицательная, минус 0,49 °C. Наиболее низкие температуры наблюдаются в январе.

Самый теплый месяц – июль. Абсолютный максимум достигает 24,2 °C. Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца равна 17,8 °C.

Между сухим и дождливым месяцем, разница в осадках 133 мм. В течение года средняя температура колеблется от 46.1 °C.

При средней температуре 20.7 °C, Июль это самый жаркий месяц года. Январь имеет самую низкую среднюю температуру года. Это -25.4 °C.

Осадки являются самыми низкими в Феврале, в среднем 5 мм. В среднем 138 мм, наибольшее количество осадков выпадает в Июль.

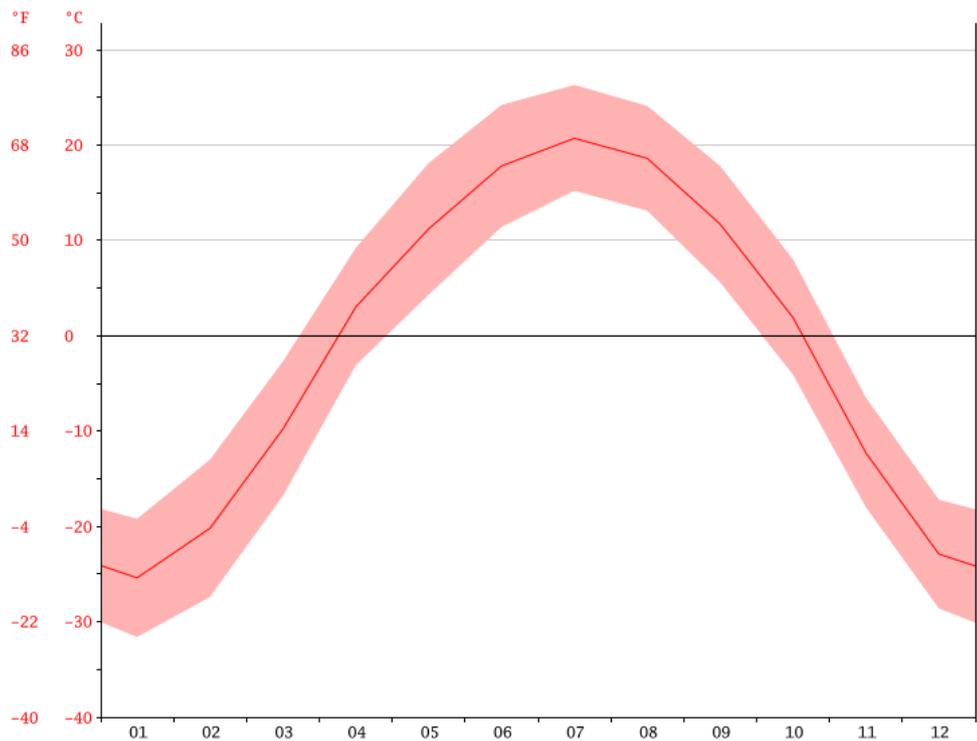


Рисунок 3 – Годовой график температуры воздуха с. Варваровка

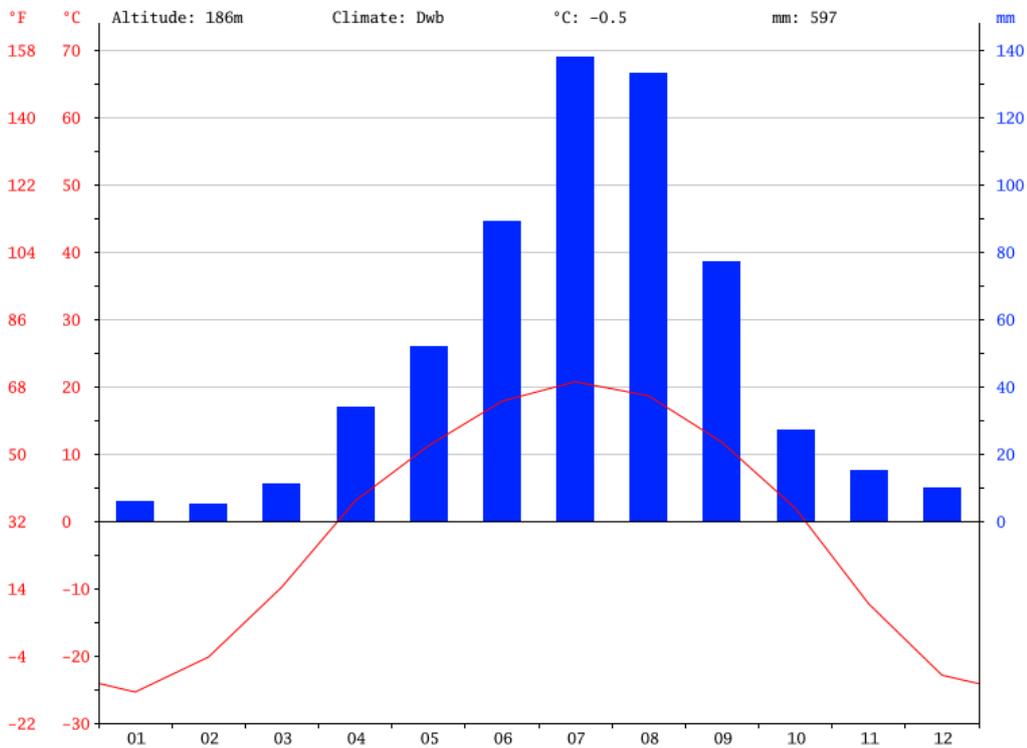


Рисунок 4 – Годовой график выпадения осадков в с. Варваровка

1.5 Ветровые характеристики района

Преобладающим в течение всего года в с. Варваровка и его окрестностях, являются ветры северного и северо-западного направлений. В теплый период повторяемость ветров северного и северо-западного направлений уменьшается, увеличивается доля западного и южного направлений. Безветренных дней на 2017 год составляет 1,36 %, в теплый период – до 0,54 %.

Таблица 2 – Повторяемость направлений ветра и штилей с. Варваровка

	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Январь	6	1	0	2	3	0	8	11	
Февраль	12	1	0	0	3	0	5	7	
Март	14	0	1	0	1	2	3	10	
Апрель	5	4	0	3	5	4	3	6	
Май	7	2	3	0	2	5	7	4	1
Июнь	5	6	4	2	3	5	1	4	
Июль	3	2	0	1	5	4	8	6	2
Август	5	0	3	2	8	5	4	3	
Сентябрь	1	0	0	2	7	3	5	11	1
Октябрь	7	2	0	2	4	2	3	11	
Ноябрь	8	1	0	1	5	0	3	11	1
Декабрь	11	1	2	2	2	2	3	8	

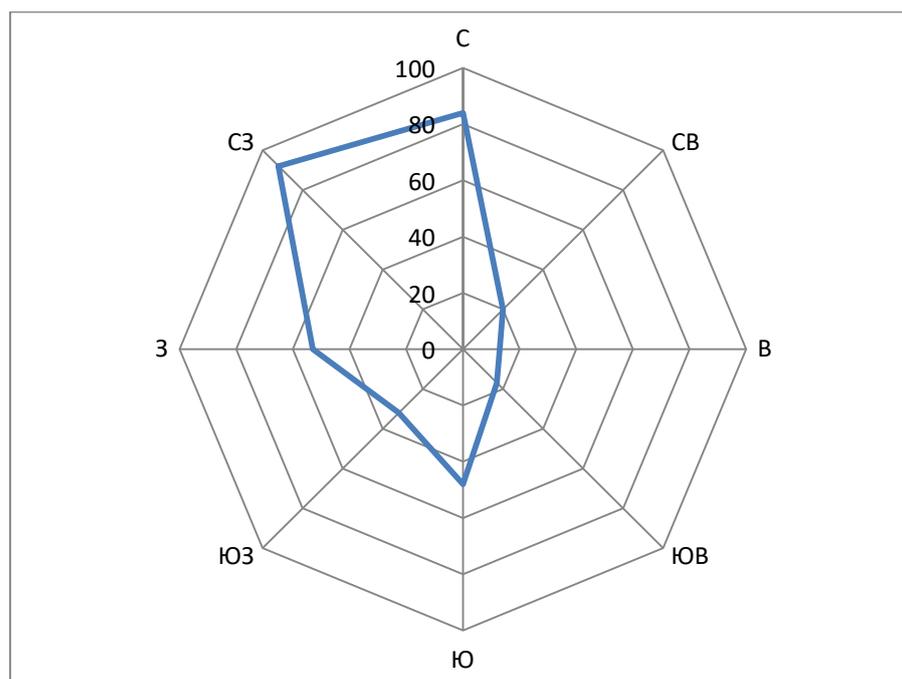
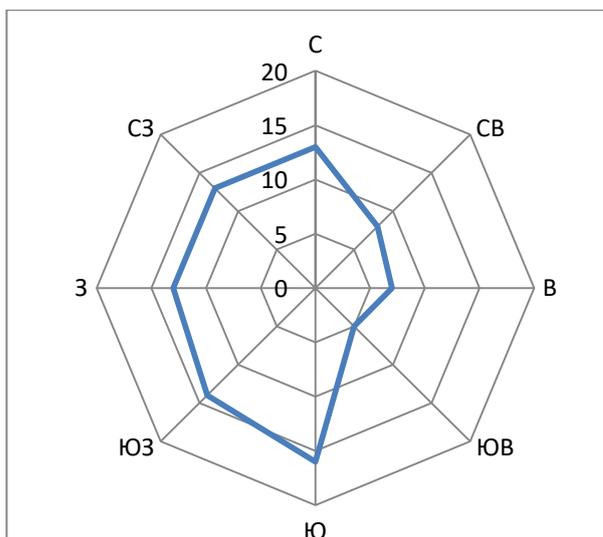
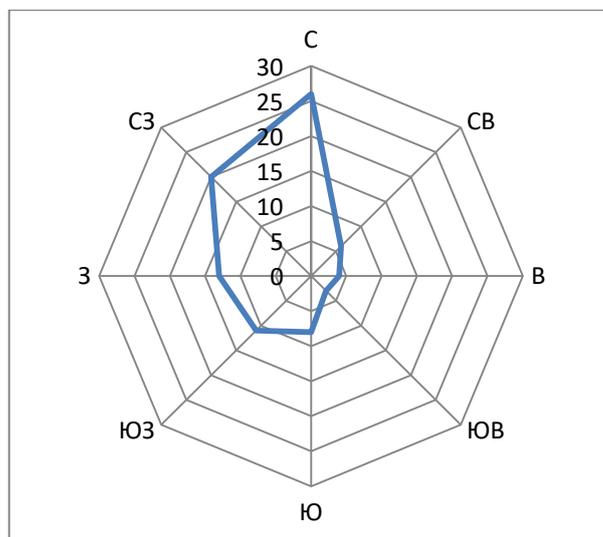


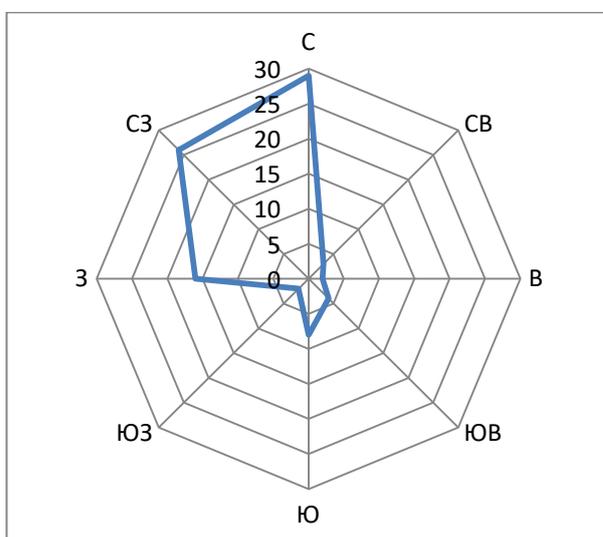
Рисунок 5 –Повторяемость ветра по направлениям за год



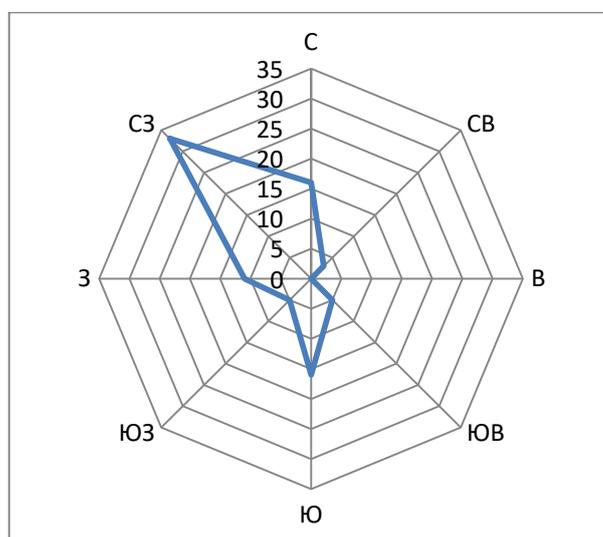
Лето



Осень



Зима



Весна

Рисунок 6 - Повторяемость ветра по направлениям по сезонам

Таблица 3 - Повторяемость ветра по направлениям

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
23,0 %	5,5 %	3,6 %	4,7 %	13,2 %	8,8 %	14,5 %	25,2 %

Годовой ход средней скорости ветра представлен зимним и весенним максимумами в январе и апреле и осенним максимумом в октябре.

Таблица 4 - Среднемесячная скорость ветра

Скорость ветра (м/с)													
Характеристика	Месяцы												Год
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
Средняя	4,9	3,8	3,5	4,9	4,2	3,4	3,0	3,4	3,4	3,9	3,4	2,8	3,7

Нормативное значение ветрового давления определено для III ветрового района (СНиП 2.01.07-85*) и равного 0,38 кПа.

1.6 Сведения о проектируемом водохранилище

Среднюю глубину пруда выбираем, по возможности, не менее 1,5—2 м и не более 3 м. При слишком малой глубине пруд сильнее подвержен зарастанию и емкость его недостаточна для желательного обычно выравнивания суточных колебаний температур воды, а при большой глубине удорожаются гидротехнические сооружения и уменьшается активная поверхность из-за сужения транзитной струи. Имеющиеся наблюдения показывают, что циркуляционный поток не распространяется обычно глубже 3 м, вследствие чего нецелесообразно без особой необходимости превосходить эту глубину [13].

Вследствие указанного ограничения глубины воды для образования искусственных прудов-водохранилищ на реках применяются относительно невысокие плотины (иногда до 14—15 м). Длина плотины зависит от местных условий и достигает 1—2 км. Плотина должна иметь водоспуск, обеспечивающий пропуск максимальных расходов воды в реке [6].

1.7 Расстояние до ближайших магистральных автомобильных и железных дорог

Районный центр находится при железнодорожной станции Екатеринославка на расстоянии от областного центра – города Благовещенска 138 км. По району проходит железнодорожная магистраль и автомагистраль Москва - Владивосток.

Связь с областным центром осуществляется железнодорожным транспортом по железной дороге Екатеринославка – Белогорск – Благовещенск и автомобильным транспортом Екатеринославка – Тамбовка – Благовещенск и Екатеринославка – Ивановка – Благовещенск.

Село Варваровка стоит на левом берегу реки Ивановка левый приток Зеи.

Село Варваровка расположено к западу от районного центра Октябрьского района села Екатеринославка, на автодороге областного значения Екатеринославка — Ивановка.

Расстояние до Екатеринославки через Панино и Песчаноозёрку 50 км. На запад от села Варваровка идёт дорога к селу Анновка Ивановского района [3].

1.8 Промышленность

Основным предприятием является угольный разрез «Ерковецкий», где трудиться 540 работников АО «Амурский уголь» Добыча угля ведется открытым способом с применением технологии вскрытия угольных пластов В месяц добывается 200 тыс тонн бурого угля.

Рядом располагается одноимённая подстанция 220 кВ Варваровка.

1.9 Население

Таблица 5 – Численность населения с. Варваровка

Год	2002	2010	2012	2013	2014	2015	2016
Численность населения, чел.	2885	2695	2657	2659	2607	2597	2562

1.10 Расстояние до места добычи угля

Страна: Россия

Что добывает: Уголь

Способ добычи: Открытый

Начало добычи: 1991

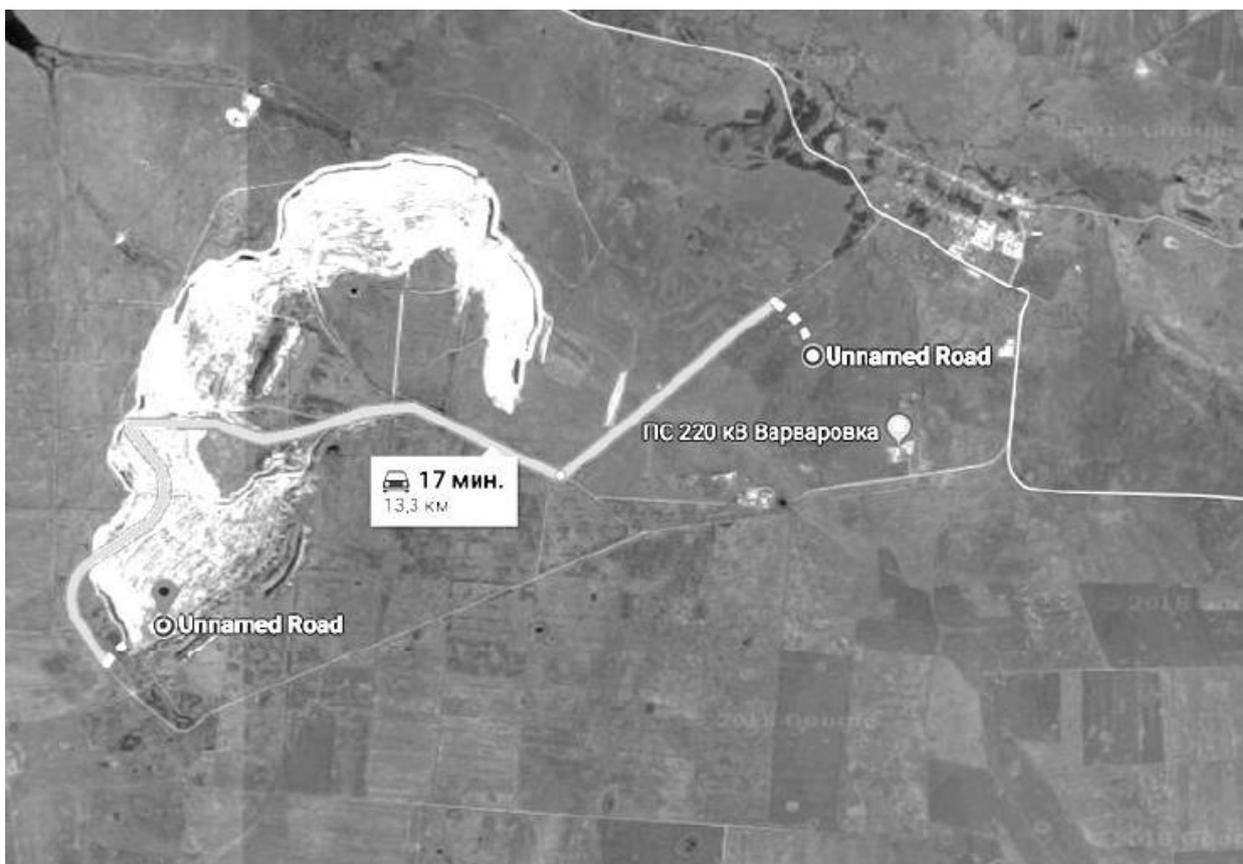


Рисунок 7 – Схема проезда от Угольного разреза
«Ерковецкий» до Ерковецкой ТЭС

Парк погрузочной техники: ЭКГ5 / Caterpillar / Драглайн ЭШ-40/100 / Драглайн ЭШ-20/90 / Драглайн ЭШ-11/70 / Драглайн ЭШ-15/90 / Драглайн ЭШ-10/70

Парк транспортной техники: Белаз

Производственные показатели: 2,5 млн. тонн угля в год

Конечная продукция: уголь марки 2БР

Адрес: ОКТЯБРЬСКИЙ Р-Н Амурской области

Официальный сайт: <http://www.ruscoal.ru/proizvodstvo/razrez-erkovetskij/>

Управляющая компания: Русский уголь

Координаты: 50°18'55"N 128°26'55"E

Разрез введен в эксплуатацию в 1991 году. Он расположен в Амурской области и отрабатывает запасы угля «Ерковецкого» бурогоугольного месторождения. Марка добываемого угля на разрезе «Ерковецкий» — «2БР».

На разрезе применяется бестранспортная система разработки с селективной укладкой породы в выработанное пространство. Отработка ведется двумя горными участками. Общая протяженность фронта горных работ — 11,1 км. На горных работах задействованы экскаваторы-драглайн с большими линейными параметрами: ЭШ-40/85, ЭШ-20/90, ЭШ-15/90, ЭШ-11/70, ЭШ-10/70, экскаваторы ЭКГ-5А и гидравлические экскаваторы Caterpillar [32].

Производственная мощность разреза — 2,5 млн. тонн угля в год. Добываемый уголь отгружается непосредственно из забоя в полувагоны. Продукция разреза «Ерковецкий» представлена рядовым углем – «2БР». Товарная продукция поставляется на внутренний рынок России. Отгрузка угля потребителю осуществляется самовывозом и ЖД транспортом [2].

2 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Турбина К-210-130-3

Паровая турбина типа К-210-130-3 конденсационная, изготовленная на ЛМЗ, одновальная, трехцилиндровая с двумя выхлопами и промежуточным перегревом пара – предназначена для непосредственного привода генератора типа ТГВ-200-МУЗ с водородным охлаждением.

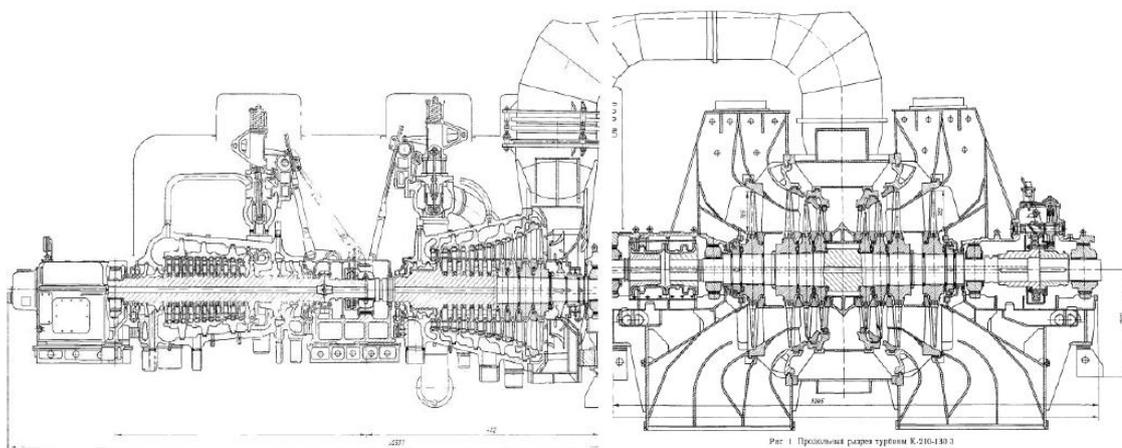


Рисунок 8 - Продольный разрез турбины К-210-130-3

Номинальные параметры турбины представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Номинальные значения параметров турбины.

Параметры турбины К-210-130-3	
1	2
Номинальная мощность, МВт	210
Максимальная мощность при нормальных параметрах пара, полностью включенной регенерации, чистой прочной части и температуре охлаждающей воды 12 °С, МВт	220
Скорость вращения, об/мин	3000
Давление острого пара перед СК, кгс/см ²	130

Продолжение таблицы 6 – Номинальные значения параметров турбины

1	2
Температура острого пара перед СК, °С	540
Давление пара на выходе из ЦВД, кгс/см ²	26,3
Температура пара на выходе из ЦВД, °С	324
Давление пара перед ЦСД, кгс/см ²	24,1
Температура пара перед ЦСД, °С	540
Давление в конденсаторе при расчетной температуре охлаждающей воды 12°С и расчетном расходе 25000 м ³ /ч, кгс/см ²	0,041
Номинальный расход пара на турбину, т/ч	623
Максимальный расход пара на турбину, т/ч	670

2.2 Построение процесса расширения пара в турбине в i_s – диаграмме

При построении необходимо обратить внимание на размерность параметров в имеющейся i_s – диаграмме. Предпочтительнее использовать следующие размерности: для давления – МПа, для энтальпии – кДж/кг. В случае необходимости перехода от одних размерностей к другим можно воспользоваться известными соотношениями: $1 \text{ кг/см}^2 = 0,0981 \text{ МПа}$, $1 \text{ ккал} = 4,1868 \text{ кДж}$.

Построение осуществляется следующим образом:

1) По начальным параметрам P_0 и t_0 находим точку O в i_s – диаграмме (рисунок 9) и энтальпию i_0 в этой точке $i_0 = 3503,32 \text{ кДж/кг}$.

2) Определяем давление перед проточной частью турбины P'_0 , приняв потери давления в паровпускных органах $\Delta P = 0,04 * P_0$ из рекомендуемого диапазона $0,03 \dots 0,05 * P_0$:

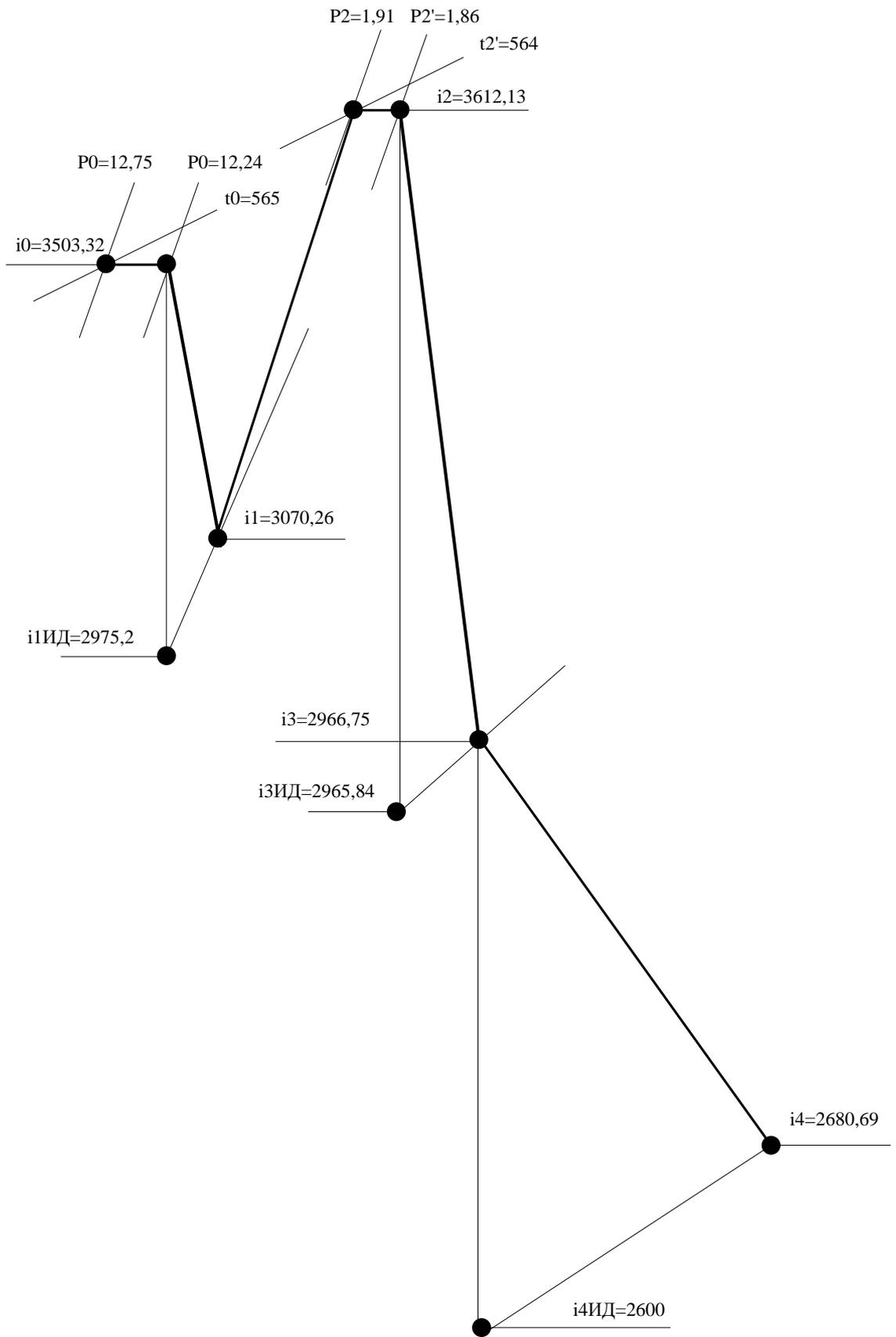


Рисунок 9 – Процесс расширения пара в турбине К-210-130-3

$$\Delta P = 0,04 * P_o; \quad (1)$$

$$\Delta P = 0,04 * 12,75 = 0,51 \text{ МПа};$$

$$P'_o = P_o - \Delta P; \quad (2)$$

$$P'_o = 12,75 - 0,51 = 12,24 \text{ МПа};$$

3) Считаю процесс дросселирования в паровпускных органах – изоэнтальпийным, строим его в i_s – диаграмме отрезком горизонтали до пересечения в точке O' с изобарой $P'_o = 12,24 \text{ МПа}$. Затем определяем $t'_o = 560 \text{ }^\circ\text{C}$.

4) Давление за ЦВД определяется в результате решения вариационной технико-экономической задачи. В расчете принимаем:

$$P'_{III} = \frac{1}{6} P_o; \quad (3)$$

$$P'_{III} = \frac{1}{6} * 12,75 = 2,12 \text{ МПа};$$

5) Строим изоэнтропный процесс расширения пара в ЦВД. Опуская вертикаль из точки O' до пересечения с изобарой $P'_{III} = 2,12 \text{ МПа}$ в точке $1_{ИД}$, находим $i_{1ИД} = 2975,2 \text{ кДж / кг}$ и располагаемый теплоперепад в ЦВД:

$$h_o^{ЦВД} = i_{O'} - i_{1ИД}; \quad (4)$$

$$h_o^{ЦВД} = 3503,32 - 2975,2 = 528,12 \text{ кДж / кг};$$

б) Задаемся величиной относительного внутреннего КПД ЦВД $\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,82$ из рекомендуемого диапазона $\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,80 \dots 0,83$ и определяем действительный теплоперепад, срабатываемый в ЦВД:

$$h_i^{ЦВД} = h_o^{ЦВД} * \eta_{oi}^{ЦВД};$$

(5)

$$h_i^{ЦВД} = 528,32 * 0,82 = 433,06 \text{ кДж / кг};$$

7) В i – s – диаграмме находим точку 1, соответствующую окончанию действительного процесса расширения в ЦВД, как точку пересечения изоэнтальпы с изобарой давления за ЦВД $P'_{III} = 2,12 \text{ МПа}$.

$$i_1 = i_{0'} - h_i^{ЦВД};$$

(6)

$$i_2 = 3503,32 - 433,06 = 3070,26 \text{ кДж / кг};$$

Действительный процесс расширения пара в ЦВД изобразится отрезком прямой, соединяющей точки O' и 1.

8) Определяем давление P''_{III} на входе в ЦСД, приняв потери давления в системе промежуточного перегрева равными 10 %:

$$P''_{III} = 0,9P'_{III};$$

(7)

$$P''_{III} = 0,9 * 2,12 = 1,91 \text{ МПа};$$

9) По давлению $P''_{III} = 1,91 \text{ МПа}$ и заданной температуре промперегрева $t_{mn} = 565 \text{ }^\circ\text{C}$ определяем на i_s – диаграмме точку 3, соответствующую состоянию пара перед ЦСД. В точке 2, $i_2 = 3612,13 \text{ кДж / кг}$.

10) Давление на входе в проточную часть ЦСД P''_{BX} определяется как разность давления P''_{III} на входе в ЦСД и потерь давления $\Delta P''_{BX}$ в дроссельно-отсечных клапанах перед ЦСД, которые принимаются равными

$$\Delta P''_{BX} = 0,025 * P''_{III} \quad (8)$$

$$\Delta P''_{BX} = 0,025 * 1,91 = 0,05 \text{ МПа};$$

из рекомендуемого диапазона $\Delta P''_{BX} = 0,02 \dots 0,03 * P''_{III}$.

11) Точка 2', соответствующая состоянию пара на входе в проточную часть ЦСД, определяется пересечением изоэнтальпы $i_2 = 3612,13 \text{ кДж / кг}$ с изобарой $P''_{BX} = 1,86 \text{ МПа}$, $t_{2'} = 564 \text{ }^\circ\text{C}$.

12) Выбираем давление на выходе из ЦСД P_2 равное давлению $P_{пер.тр.}$ на входе в перепускные трубы из ЦСД в ЦНД: $P_2 = P_{пер.тр.} = 0,23 \text{ МПа}$ из рекомендуемого диапазона $P_{пер.тр.} = 0,20 \dots 0,25 \text{ МПа}$.

13) Строим из точки 2' изоэнтальпный процесс расширения пар ав ЦСД и находим конечную точку 3_{ид} этого процесса как точку пересечения вертикали из точки 2' с изобарой $P_2 = 0,23 \text{ МПа}$. В точке 3_{ид} $i_{3ид} = 2965,84 \text{ кДж / кг}$.

14) Определяем располагаемый теплоперепад в ЦСД:

$$h_o^{ЦСД} = i'_2 - i_{3ид}; \quad (9)$$

$$h_o^{ЦСД} = 3612,13 - 2965,84 = 646,29 \text{ кДж / кг};$$

15) Задавшись относительным внутренним КПД ЦСД $\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,91$ из рекомендованного диапазона $\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,9 \dots 0,92$, определяем действительный теплоперепад, срабатываемый в ЦСД:

$$h_i^{ЦСД} = h_o^{ЦСД} - \eta_{oi}^{ЦСД};$$

(10)

$$h_i^{ЦСД} = 646,29 - 0,91 = 645,38 \text{ кДж / кг};$$

16) Находим в i_s – диаграмме точку 3, соответствующую окончанию действительного процесса расширения в ЦСД, как точку пересечения изоэнтальпы с изобарой $P_3 = 0,27 \text{ МПа}$.

$$i_3 = i_2 - h_i^{ЦСД}; \tag{11}$$

$$i_3 = 3612,13 - 645,38 = 2966,75 \text{ кДж / кг};$$

17) Строим действительный процесс расширения пара в ЦСД, соединяя отрезком прямой линии точки 2' и 3.

18) Процесс расширения пара в ЦНД определяем исходя из того, что давление на входе в ЦНД равно давлению на выходе из ЦСД: $P_3 = 0,27 \text{ МПа}$, а давление на выходе из ЦНД равно давлению в конденсаторе $P_K = 0,0034 \text{ МПа}$.

Определяем в i_s – диаграмме точку 4_{ид}, соответствующую окончанию идеального процесса расширения пара в ЦНД, как точку пересечения

изоэнторпы, проходящей через точку 4, с изобарой $P_K = 0,0034 \text{ МПа}$. В этой точке $i_{4ИД} = 2600 \text{ кДж / кг}$.

19) Располагаемый теплоперепад в ЦНД:

$$h_o^{ЦНД} = i_3 - i_{4ИД}; \quad (12)$$

$$h_o^{ЦНД} = 2966,75 - 2600 = 366,75 \text{ кДж / кг};$$

20) Задаемся относительным внутренним КПД ЦНД $\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,78$ из рекомендуемого диапазона $\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,75 \dots 0,80$ и определяем действительный теплоперепад, срабатываемый в ЦНД:

$$h_i^{ЦНД} = h_o^{ЦНД} * \eta_{oi}^{ЦНД}; \quad (13)$$

$$h_i^{ЦНД} = 366,75 * 0,78 = 286,06 \text{ кДж / кг};$$

21) Находим в i_s – диаграмме точку 4, соответствующую окончанию действительного процесса расширения в ЦНД, как точку пересечения изоэнтальпы:

$$i_4 = i_3 - h_i^{ЦНД}; \quad (14)$$

$$i_4 = 2966,75 - 286,06 = 2680,69 \text{ кДж / кг};$$

с изобарой $P_K = 0,0034 \text{ МПа}$. Степень сухости в этой точке $x_5 = 0,959$.

2.3 Определение параметров по элементам схемы

После построения процесса расширения пара в турбине необходимо определить энтальпии пара в отборах на регенеративные подогреватели. Для этого в i_s – диаграмме находим точки пересечения построенного процесса и

изобар, соответствующих давлению пара в регенеративных отборах P_i . В найденных на i_s – диаграмме точках определяем энтальпии и температуры.

В том случае, если регенеративный отбор осуществляется в зоне влажного пара, то температуру пара в камере отбора определить не удастся, вместо неё необходимо найти степень сухости пара в этой точке.

Найденные энтальпии пара и температуры заносятся в таблицу 7.

Потерю давления в паропроводах на пути от отбора турбины до подогревателя принимаем 5 %.

Давление пара подогревателя П7 с учетом потерь:

$$P_{П7} = P_7 * 1 - 0,05 ; \quad (15)$$

$$P_{П7} = 3,79 * 1 - 0,05 = 3,6 \text{ МПа};$$

где $P_7 = 3,79 \text{ МПа}$ - давление в отборе.

Температура конденсата греющего пара за П7, (определим по $P_{П7}$):

$t_k = 244,2 \text{ }^\circ\text{C}$ - параметры насыщения.

Энтальпия конденсата греющего пара за П7: $i_k = 1057,6 \text{ кДж / кг}$ - параметры насыщения.

Температура питательной воды за П7 с учетом недогрева:

$$t_{ПВ} = t_k - \delta t_{П7}; \quad (16)$$

$$t_{ПВ} = 242,2 - 2 = 242,2 \text{ }^\circ\text{C};$$

Энтальпия питательной воды на выходе:

$$i_{ПВ} = t_{ПВ} * C_B; \quad (17)$$

$$i_{пв} = 242,2 * 4,186 = 1013,8 \text{ кДж / кг};$$

где $C_B = 4,186$ - удельная теплоемкость воды.

Энтальпия пара отбора:

$$i_7 = 3246,86 \text{ кДж / кг} - \text{ по } i_s - \text{ диаграмме}$$

Использованный теплоперепад на турбине:

$$h = i_o - i_7; \tag{18}$$

$$h = 3503,32 - 3246,86 = 256,46 \text{ кДж / кг};$$

где i_o - энтальпия перегретого пара; i_7 - энтальпия греющего пара из отбора.

Аналогично рассчитываем параметры по другим элементам схемы. Результат расчета сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Параметры пара и воды по основным элементам схемы

Наименование	П7	П6	П5	Д	П4	П3	П2	П1	К
Давление пара в отборе, МПа	3,79	2,55	1,19	1,2	0,63	0,27	0,12	0,025	0,0034
Давление пара в подогревателе, МПа	3,6	2,42	1,13	0,76	0,6	0,26	0,11	0,024	0,0032
Температура конденсата греющего пара, °С	244,2	222,2	187,6	168,3	158,8	128,7	102,3	64,1	25,1
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж / кг	1057,6	953,94	796,84	711,7	670,4	540,9	428,84	268,18	105,33
Температура питательной воды за подогревателем, °С	242,2	220,2	185,6	166,3	156,8	126,7	100,3	62,1	23,1
Энтальпия питательной воды за подогревателем, кДж / кг	1013,8	921,75	787,94	702,92	656,36	530,36	419,86	259,95	96,7
Энтальпия греющего пара, кДж / кг	3246,86	3125,51	3361,78	3367,38	3248,8	3065	2919,84	2731,7	2726
Использованный теплоперепад, кДж / кг	256,46	376,81	42,25	4225	254,52	438,32	583,48	771,62	777,32

2.4 Баланс пара и питательной воды

Расчёт тепловой схемы ведётся при электрической мощности генератора $W_{\text{э}} = 210 \text{ МВт}$. Расходы отборов определяются в долях расхода свежего пара. При этом подвод свежего пара к стопорным клапанам ЦВД $\alpha_0 = 1,0$, потери от утечек $\alpha_{\text{ym}} = 0,01$. Паровая нагрузка парогенератора и расход питательной воды составляют:

$$\alpha_{\text{нз}} = \alpha_0 + \alpha_{\text{ym}}; \quad (19)$$

$$\alpha_{\text{нз}} = 1,0 + 0,01 = 1,01;$$

где $\alpha_{\text{нз}}$ - паровая нагрузка парогенератора.

$$\alpha_{\text{нв}} = \alpha_{\text{нз}} + \alpha_{\text{пр}}; \quad (20)$$

$$\alpha_{\text{нв}} = 1,01 + 0,025 = 1,035$$

где $\alpha_{\text{нв}}$ - расход питательной воды; $\alpha_{\text{пр}} = 0,025$ - расход продувочной воды.

2.5 Расчет сетевой подогревательной установки

В блоке предусмотрен отпуск тепла для отопления и горячего водоснабжения города, т.к. у нас проектирование тепловой части Ерковецкой ТЭС, примем $Q_{\text{от}}^{\text{max}} = 0 \text{ МВт}$. Следовательно : расход сетевой воды $G_{\text{СВ}} = 0 \text{ кг/с}$, тепловая нагрузка отопительного прибора $Q_{\text{отб}} = 0 \text{ МВт}$, расход пара на сетевые подогреватели СП-1 и СП-2 $D_{\text{СП}} = 0 \text{ кг/с}$.

2.6 Определение предварительного расхода пара на турбину

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,21$ и расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_T = K_p * \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_i * \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{отб}} * D_{\text{СП}} \right);$$

(21)

$$D_T = 1,21 * \left(\frac{210 * 10^3}{777,32 * 0,98} \right) = 333,56 \text{ MBm};$$

где $\eta_{\text{эм}} = 0,98$ - электромеханический КПД турбины.

2.7 Расчет подогревателей высокого давления

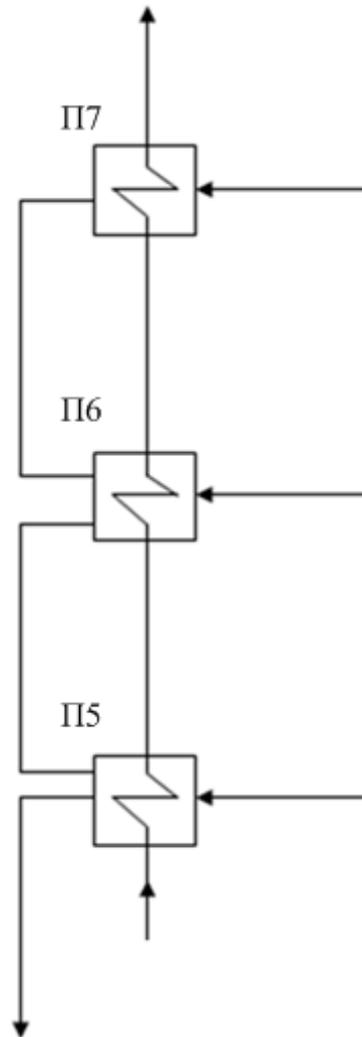


Рисунок 10 – Схема подогревателей высокого давления

Производительность парогенератора, брутто:

$$D_{ПГ}^{\bar{p}} = 1 + \alpha_{сн}^{ко} * D_T;$$

(22)

$$D_{ПГ}^{\bar{p}} = 1 + 0,012 * 333,56 = 337,56 \text{ кг / с};$$

где $\alpha_{сн}^{ко} = 1,2 \%$ - коэффициент расхода пара на собственные нужды котельного отделения.

Расход пара на собственные нужды котельного отделения:

$$D_{сн}^{ко} = \alpha_{сн}^{ко} * D_T;$$

(23)

$$D_{сн}^{ко} = 0,012 * 337,56 = 4,051 \text{ кг / с};$$

Расход питательной воды:

$$G_{ПВ} = D_{ПГ}^{\bar{p}};$$

(24)

$$G_{ПВ} = 337,56 \text{ кг / с};$$

Расход пара на П7:

$$D_7 = \frac{G_{ПВ} \ i_{ПВ7} - i_{ПВ6}}{i_{ПП7} - i_{к7} * 0,98};$$

(25)

$$D_7 = \frac{337,56 * 1013,8 - 921,75}{3246,86 - 1057,6 * 0,98} = 14,483 \text{ кг / с};$$

где $i_{ПВ7}$ и $i_{ПВ6}$ - энтальпии питательной воды на выходе и входе П7, таблица 7.

Расход пара на П6:

$$D_6 = \frac{G_{ПВ} i_{ПВ6} - i_{ПВ5} - D_7 i_{к7} - i_{к6} * 0,98}{i_{ГП6} - i_{к6} * 0,98}; \quad (26)$$

$$D_6 = \frac{337,56 * 921,75 - 787,94 - 14,483 * 1057,6 - 953,94 * 0,98}{3125,51 - 953,94 * 0,98} = 20,533 \text{ кг / с};$$

где $i_{ПВ6}$ и $i_{ПВ5}$ - энтальпии питательной воды на выходе и входе в П6, таблица 7; $i_{ГП6}$ и $i_{к6}$ - энтальпия греющего пара из шестого отбора и энтальпия конденсата греющего пара шестого отбора, таблица 7.

$$D_5 = \frac{G_{ПВ} i_{ПВ5} - i_{ПВ} - D_7 + D_6 * i_{к6} - i_{к5}}{i_{ГП5} - i_{к5} * 0,98}; \quad (27)$$

$$D_5 = \frac{337,56 * 766,87 - 784,481 - 14,483 + 20,533 * 953,94 - 796,84 * 0,98}{3461,07 - 711,7 * 0,98} = 7,587 \text{ кг / с};$$

где $i_{ПВ}$ - энтальпия питательной воды на входе в П5, определим с учетом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$\Delta i_{ПВ} = \frac{\Delta P_{ПН} * V_{ср.}}{\eta_{ПН}}; \quad (28)$$

$$\Delta i_{ПВ} = \frac{12,55 * 10^2 * 0,0011348}{0,75 * 10^3} = 1,899 \text{ кДж / кг};$$

где $V_{cp} = 0,0011348 \text{ м}^3 / \text{кг}$ - удельный объем воды при $P_d = 1,2 \text{ МПа}$ и $t_d = 185,2 \text{ }^\circ\text{C}$; $\eta_{ПН} = 0,75$ - КПД питательного насоса.

Находим давление воды в питательном насосе:

$$\Delta P_{ПН} = P_o - P_d + 1; \tag{29}$$

$$\Delta P_{ПН} = 12,75 - 1,2 + 1 = 12,55 \text{ МПа};$$

Энтальпия воды за питательным насосом:

$$i_{ПВ} = i_{кд} + \Delta i_{ПВ}; \tag{30}$$

$$i_{ПВ} = 711,7 + 1,899 = 713,599 \text{ кДж / кг};$$

где $i_{кд}$ - энтальпия конденсата греющего пара после деаэратора, таблица 7

2.8 Расчет деаэратора

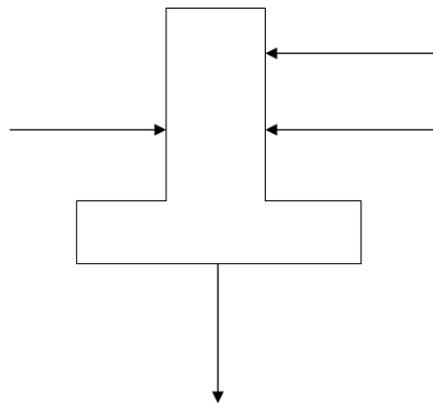


Рисунок 11 - Схема деаэратора

Внутростанционные потери конденсата:

$$G_{ym} = \alpha_{ym} * D_T; \quad (31)$$

$$G_{ym} = 0,01 * 333,56 = 3,336 \text{ кг / с};$$

Материальный баланс деаэратора:

$$D_7 + D_6 + D_5 + D_{Д} + D_{ок} = G_{ПВ} + G_{ym}; \quad (32)$$

$$14,483 + 20,533 + 7,587 + D_{Д} + D_{ок} = 337,56 + 3,336$$

$$D_{Д} = 298,293 - D_{ок};$$

Тепловой баланс деаэратора:

$$D_7 + D_6 + D_5 * i_{к5} + D_{Д} * i_{Д} + D_{ок} * i_{ок} = G_{ПВ} + G_{ym} * i_{кД}; \quad (33)$$

$$14,483 + 20,533 + 7,587 * 796,84 + 3367338 * D_{Д} + 656,36 * D_{ок} \\ = 337,56 + 3,336 * 711,7$$

$$33947,77 + 3461,07 * D_{Д} + 656,36 * D_{ок} = 242615,68$$

$$3461,07 * D_{Д} + 656,36 * D_{ок} = 208667,91$$

Решаем совместно два уравнения:

$$\begin{cases} D_{\text{д}} = 298,293 - D_{\text{ок}} \\ 3461,07 * D_{\text{д}} + 656,36 * D_{\text{ок}} = 208667,91 \end{cases}$$

$$3461,07 * 298,293 - D_{\text{ок}} + 656,36 * D_{\text{ок}} = 208667,91$$

$$1032412,95 - 3461,07 * D_{\text{ок}} + 656,36 * D_{\text{ок}} = 208667,91$$

$$2804,71 * D_{\text{ок}} = 823745,04$$

$$D_{\text{ок}} = 293,7 \text{ кг / с};$$

$$D_{\text{д}} = 8,34 \text{ кг / с};$$

Определим $D_{\text{хов}}$:

$$D_{\text{хов}} = G_{\text{ум}} + D_{\text{CH}}^{\text{ко}}; \tag{34}$$

$$D_{\text{хов}} = 3,336 + 4,051 = 7,387 \text{ кг / с};$$

Пар из четвертого отбора идет на деаэратор и турбопривод.

Найдём D_4 :

$$D_4 = D_{\text{д}} + D_{\text{ТП}}; \tag{35}$$

$$D_4 = 8,34 + 33,785 = 42,125 \text{ кг / с};$$

где $D_{\text{ТП}} = 33,785 \text{ кг / с}$.

2.9 Расчет подогревателей низкого давления (ПНД)

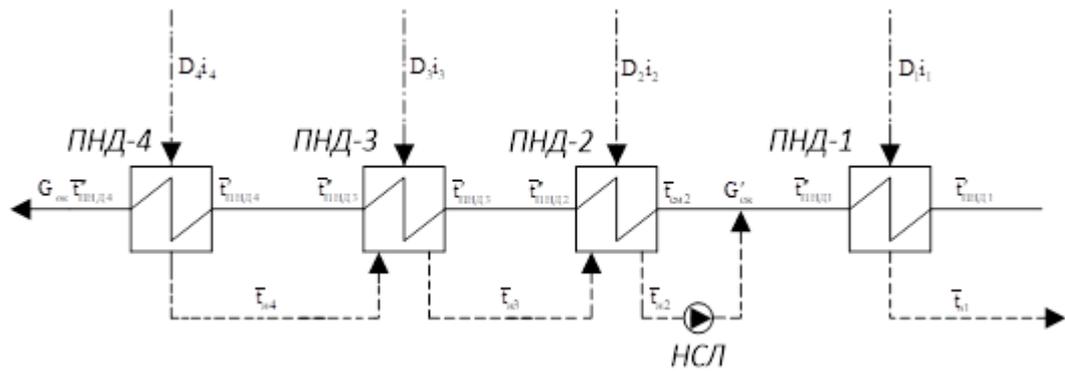


Рисунок 12 – Схема включения подогревателей низкого давления

Определим энтальпию основного конденсата перед подогревателем П4:

$$t_{mc1} = \frac{D'_{ок} * i_{nc4} + D_{СП} * i_{cn}}{D_{ок} + D_{СП}}; \quad (36)$$

$$t_{mc1} = \frac{293,7 * 530,36 + 0}{293,7 + 0} = 293,7 \text{ кг / с};$$

где $i_{nc4} = 530,36 \text{ кДж / кг}$ - энтальпия основного конденсата П4, таблица

7.

$$D'_{ок} = D_{ок} - D_{СП}; \quad (37)$$

$$D'_{ок} = 293,7 + 0 = 293,7 \text{ кг / с};$$

Расход пара на П4:

$$D_5 = D'_5 + D_{СП}; \quad (38)$$

$$D_5 = 14,645 + 0 = 14,645 \text{ кг / с};$$

$$D'_5 = \frac{D_{ок} * i_{нв4} - i_{мс1}}{i_{отб4} - i'_{отб4} * \eta_{мо}}; \quad (39)$$

$$D'_5 = \frac{293,7 * 656,36 - 530,36}{3248,80 - 670,4 * 0,98} = 14,645 \text{ кг / с};$$

где $i_{нв4} = 656,36 \text{ кДж / кг}$ - энтальпия основного конденсата за П4, таблица 7; $i_{отб4} = 3248,80 \text{ кДж / кг}$ - энтальпия конденсата греющего пара после П4, таблица 7.

Расход пара на П3:

$$D_3 = \frac{D'_{ок} * i_{нв3} - i_{нв4} - D_4 i'_{отб4} - i'_{отб3} * \eta_{мо}}{i_{отб3} - i'_{отб3} * \eta_{мо}}; \quad (40)$$

$$D_3 = \frac{293,7 * 530,36 - 419,86 - 14,645 * 670,4 - 540,9 * 0,98}{3065 - 540,9 * 0,98} \\ = 12,369 \text{ кг / с};$$

Расход пара на П2:

$$D_2 = \frac{D'_{ок} * i_{нв2} - i_{нв3} - D_4 + D_3 * i'_{отб2} - i'_{отб3} * \eta_{мо}}{i_{отб2} - i'_{отб2} * \eta_{мо}}; \quad (41)$$

$$D_2 = \frac{293,7 * 419,86 - 259,95 - 14,645 + 12,369 * 540,9 - 428,84 * 0,98}{2919,84 - 428,84 * 0,98} \\ = 18,024 \text{ кг / с};$$

Расход пара на П1:

Расход основного конденсата поступающего в П1:

$$D_K = D_T + D_{xос} + D_{III} - D_4 + D_3 + D_2 + D_1 ; \quad (42)$$

$$D_K = 333,56 + 7,387 + 33,785 - 14,645 + 12,369 + 18,024 + D_1$$

$$D_K = 74,732 - 45,038 + D_1$$

$$D_K = 29,694 - D_1$$

$$D_1 * i_{омб1} + D_K * i_K + 4 * C_e + D'_4 + D_3 + D_2 * i'_{омб2} = D'_{ок} * i'_{омб1} \quad (43)$$

где $4 \text{ } ^\circ\text{C}$ - температура нагрева основного конденсата.

Из уравнения теплового баланса:

$$D_1 = \frac{D'_{ок} * i'_{омб1} - [D_K * i_K + 4 * C_e] + D'_4 + D_3 + D_2 * i'_{омб2}}{i_{омб1}} ; \quad (44)$$

$$D_1 = \frac{293,7 * 259,95 - [D_K * 96,7 + 4 * 4,186]}{2731,7} +$$

$$+ \frac{14,645 + 12,369 + 18,024 * 428,84}{2731,7} ;$$

$$D_1 = \frac{76347,315 - 113,444 * D_K + 19314,095}{2731,7} ;$$

$$D_1 = \frac{95661,41 - 113,444 * D_K}{2731,7} ;$$

Из уравнения материального баланса:

$$D'_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_K = D'_{ко} \quad (45)$$

$$14,645 + 12,369 + 18,024 + D_1 + D_K = 293,7$$

$$45,038 + D_1 + D_K = 293,7$$

$$D_1 + D_K = 248,662$$

$$D_K = 248,662 - D_1;$$

Подставив последнее выражение в уравнение теплового баланса, получим:

$$D_1 = \frac{95661,41 - 113,444 * 248,662 - D_1}{2731,7}; \quad (46)$$

$$D_1 = \frac{95661,41 - 28209,21 - 113,444 * D_1}{2731,7};$$

$$D_1 = \frac{67452,2 - 113,444 * D_1}{2731,7};$$

$$2731,7 * D_1 = 67452,2 - 113,444 * D_1$$

$$2845,144 * D_1 = 67452,2$$

$$D_1 = 23,7 \text{ кг / с};$$

$$D_K = 248,662 - 23,7 = 224,962 \text{ кг / с};$$

Расход пара поступающего в конденсатор:

$$D'_K = D_T - D_7 + D_6 + D_5 + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 ; \quad (47)$$

$$D'_K = 333,56 - \left(\begin{array}{l} 14,483 + 20,533 + 7,587 + 42,125 + 4,645 \\ + 18,024 + 23,7 \end{array} \right);$$

$$D'_K = 192,463 \text{ кг / с};$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$D_T = D'_K + D_7 + D_6 + D_5 + D_4 + D_3 + D_2 + D_1; \quad (48)$$

$$D_T = 192,463 + 14,483 + 20,533 + 7,587 + 42,125 + 4,645 + 18,024 + 23,7$$

$$D_T = 337,56 \text{ кг / с};$$

Баланс полностью совпадает с ранее найденным значением.

Проверка материального баланса деаэратора:

$$G_{ПВ} + G_{ym} = D_{д} + D_{ок} + D_7 + D_6 + D_5; \quad (49)$$

$$337,56 + 3,336 = 8,34 + 293,7 + 14,483 + 20,533 + 7,587$$

$$340,896 = 340,913$$

Внутренняя мощность турбины:

$$N_i = \sum D_n * h_n ; \quad (50)$$

$$\begin{aligned}
N_i &= 14,483 * 256,46 + 20,533 * 377,81 + 7,587 * 674,89 \\
&+ 42,125 * 787,87 + 14,645 * 971,67 + 18,024 * 1116,83 \\
&+ 23,7 * 1304,97 + 192,463 * 1310,67 + 8,34 * 739,29 \\
&= 213,76 \text{ МВт};
\end{aligned}$$

Электрическая мощность турбоагрегата:

$$N_{\text{э}} = N_i * \eta_{\text{эм}}; \quad (51)$$

$$N_{\text{э}} = 213,76 * 0,93 = 209,49 \text{ МВт};$$

Небаланс мощности:

$$\Delta N_{\text{э}} = \frac{W_{\text{э}} - N_{\text{э}}}{N_{\text{э}}} * 100 \%; \quad (52)$$

$$\Delta N_{\text{э}} = \frac{210 - 209,49}{210} * 100 \% = 0,243$$

Расхождение по мощности допустимо 2 %, в данном случае $\Delta N_{\text{э}} = 0,243 \%$, что не превышает нормы и свидетельствует о достоверности расчета.

2.10 Паровой котёл Еп-670-13,8-545 БТ (Модель ТПЕ-216 М)

Котел Еп-670-13,8-545 БТ (ТПЕ-216) предназначен для работы на низкосортных бурых углях в блоке с турбинами: теплофикационной Т-180/215-130 и конденсационной К-210-130. Котел однобарабанный, однокорпусный, с естественной циркуляцией, П-образной компоновкой, на высокие параметры

пара с промперегревом. Котел газоплотный, с цельносварными экранами, уравновешенной тягой и твердым шлакоудалением [25].

Топочная камера открытого типа, призматическая, в сечении представляет собой прямоугольник с габаритами согласно осям труб 13,52x12,48 м. Стены топочной камеры экранированы цельносварными панелями из гладких труб 60x6 мм с шагом 80 мм и вваренной полосы (сталь 20). С целью усовершенствования аэродинамических качеств топки в верхней части имеется выступ в сторону топки. Для сушки горючего учтен отбор горячих газов в верхней части топки при помощи шести патрубков. Для регулировки температуры сушильного агента к патрубкам подводятся холодные газы от короба отходящих газов за электрофильтрами.

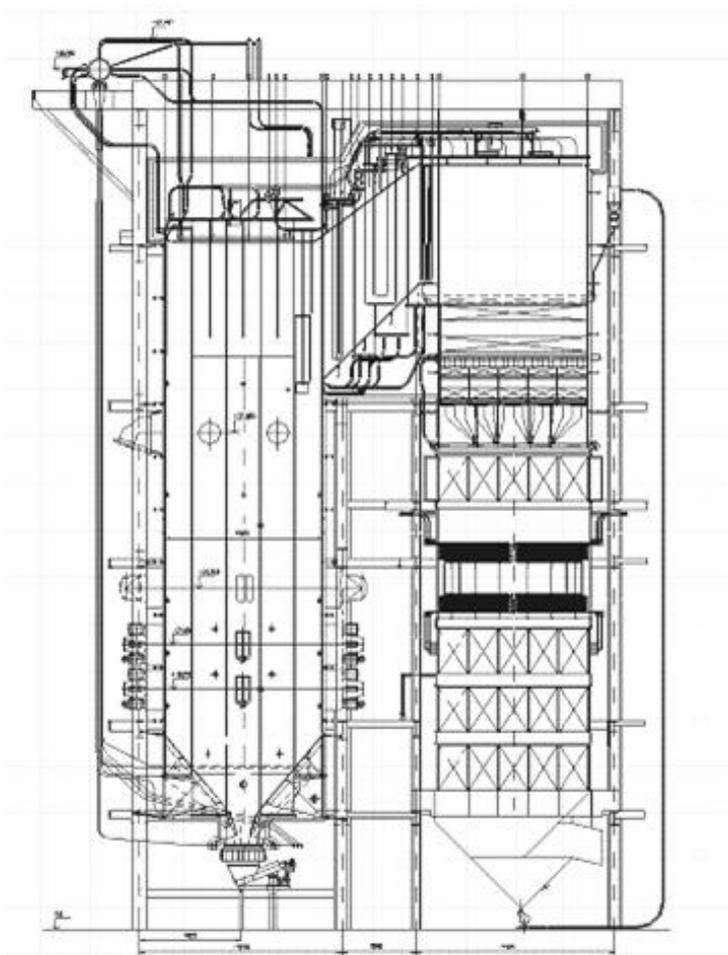


Рисунок 13 – Продольный разрез котла En-670-13,8-545 БТ

Топочная камера оборудована 18 прямоточными горелками, которые размещены тангенциально в 3 яруса (промежуток между ярусами 4,5 м). На передней и задней стенках топочной камеры поставлены по два блока трехъярусных горелок, а на боковые стенки по 1 блоку горелок. Монтаж горелок реализован таким образом, что в центре топки образовывается тангенциальный вихрь.

Газовая сушка горючего и многоярусность горелок гарантируют низкотемпературный уровень в зоне интенсивного горения горючего, что содействует сокращению шлакования экранных поверхностей и уменьшению вредоносных выбросов окислов азота в атмосферу [18]. Часть передней и боковой стенок топочной камеры экранирована вторым рядом труб 32x6 мм (сталь 12Х1МФ) настенного радиационного пароперегревателя. Это конструктивное выполнение улучшает условия чистки экранных поверхностей и разрешает использовать классические способы чистки.

Барабан котла содержит внутренний диаметр 1600 мм с шириной стены 115 мм (сталь 16ГНМА). Схема испарения – двухступенчатая с промывкой пара питательной водой. Первый уровень испарения находится в барабане котла и представляет собой систему циклонов и промывочных приборов. Второй располагается в выносных циклонах.

Вода из барабана к испарительным экранам поступает по шести стоякам диаметром 465 мм с шириной стены 40 мм, приваренным к штуцерам барабана, размещенным в нижней части. От стояков к нижним коллекторам экранов вода подводится по трубам 159x15 мм (сталь 20). Подвод воды по трубам большого диаметра дает возможность увеличить надежность работы циркуляционных контуров и барабана.

Пароводяная смесь от верхних коллекторов экранов отводится в барабан по трубам 133x13 мм (сталь 20) [21]. Стены и под переходного газохода, потолок топочной камеры и опускной газоход экранированы цельносварными панелями из гладких труб 32x5 мм с шагом 52 мм (сталь 20). Пароперегреватель высокого давления по характеру восприятия тепла делится

на 3 части: радиационную, полурadiационную и конвективную. Радиационная часть пароперегревателя находится в топке. К полурadiационной части пароперегревателя относится ширмовый пароперегреватель, который состоит из 2 ступеней и находится на выходе из топки.

Ширмы 1 ступени и часть ширм 2 ступени (12 и 24) сделаны из труб 32x6 мм (сталь 12X1МФ), ширмы выходной части 2 ступени по 6 с каждой стороны котла исполнены из труб 32x4 мм (сталь 12X18Н12Т). Схема подключения ширм гарантирует надежное охлаждение змеевиков, находящихся в высокотемпературной зоне газового тракта. Конвективная ступень пароперегревателя высокого давления сделана из труб 42x5 мм (сталь 12X1МФ). Ступень размещена в зоне умеренной температуры газов, где шлакование идет наименее активно. Поперечный шаг по змеевикам равен 130 мм.

Пароперегреватель низкого давления состоит из трех ступеней. Выходная (первая по ходу газов) ступень пароперегревателя низкого давления исполнена из труб 60x5 мм (сталь 12X18Н12Т) и располагается за ширмовым пароперегревателем [11]. Пакеты змеевиков в ступени находятся с поперечным шагом 260 мм, что собственно увеличивает надежность работы пароперегревателя при сжигании высокошлакующего горючего.

Вторая по ходу газов ступень пароперегревателя низкого давления размещена на выходе из горизонтального газохода и исполнена из труб 50x4 мм (сталь 12X1МФ). Разрез горизонтального газохода выбран с учетом обеспечения небольших скоростей газа при сжигании высокоабразивного горючего. Углы наклона скатов пода горизонтального газохода выбраны с учетом надобности сокращения золовых отложений.

В опускном конвекционном газоходе 1 по ходу газов размещена регулировочная ступень пароперегревателя низкого давления. Особый трехходовой клапан позволяет регулировать пропуск пара через ступень в зависимости от нагрузки котла при эксплуатации, что обеспечивает стабилизацию температуры перегрева пара низкого давления при понижении

нагрузки котла до 80 %. Ступень выполнена из труб 42x4 мм (сталь 12Х1МФ) и содержит шахматное размещение змеевиков с шагом 138 мм. Повышенный поперечный шаг между змеевиками дает возможность избежать усиленного заноса, обеспечивает возможность чистки [17]. Ступень зафиксированна на охлаждаемой водой подвесной системе. Надежность работы ступени в целом гарантируется умеренной температурой газов, что разрешает в разных режимах уменьшать пропускание пара через ступень на 10 %.

Таблица 8 – Технические характеристики котла ТПЕ – 216 М

Номинальная производительность, т/ч	670
Вид основного топлива	Бурые угли
Давление на выходе перегретого пара, МПа	13,8
Температура перегретого пара, °С	545
Питательной воды, °С	250
Уходящих газов, °С	
КПД (брутто), %	91,5
Компоновка котла	П-образная
Габаритные размеры, м	
Глубина	36,1
Высота	74,5
Ширина	37,2
Общий вес металла, т	6900
Система пылеприготовления	Прямое вдувание

3 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Тип и мощность устанавливаемой турбины определяют типы отдельных элементов вспомогательного оборудования, т.к. заводы – изготовители турбин поставляют их совместно с дополнительным оборудованием по стандартной спецификации для каждой турбины [31].

3.1 Выбор регенеративных подогревателей

Выбор подогревателей и их доставка выполняется заводом – изготовителем турбин в соответствии с тепловым расчетом турбинного агрегата и подогревателей.

Для турбины К-210-130 выбирают подогреватели, отмеченные в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики основного вспомогательного оборудования

Наименование оборудования	Тип	Поверхность нагрева, м ²	Параметры рабочей среды		Давление, кгс/см ² абс., при гидравлическом испытании в пространствах	
			Расход воды, м ³ /ч	Сопротивление, м вод.ст	парово м	водяно м
1	2	3	4	5	6	7
ПНД 1	Встроен в Ошибка!	280	440	3,2	Вакуум	15
ПНД 2	ПН-350-16-7-ПМ	350	490	4,95	6	15

Продолжение таблицы 9 - Характеристики основного вспомогательного оборудования

1	2	3	4	5	6	7
ПНД 3	ПН-350-16-7-ИМ с ОД	350	575	5,4	6	15
ПНД 4	ПН-350-16-7-ИМ с ОП	350	575	5,8	6	15
ПНД 5	ПВ-700-265-13	775	700	25	13	265
ПНД 6	ПВ-700-265-31	775	700	24	31	265
ПНД 7	ПВ-700-265-45	775	700	24	45	265
Охладитель пара из камер уплотнений	ПН-100-16-4-Ш	100	260	3	4	16
Охладитель пара из концевых камер уплотнений	ПС-50-1	50	400	1,3	1,5	16

3.2 Выбор деаэратора

Деаэратором называется специальное оборудование, предназначенное для удаления кислорода из теплоносителя отопительных систем методом подогревания последнего паром. Таким образом, кроме очистительной

функции, устройства этого типа выполняют также термическую. Одна и та же установка деаэрации может применяться для подогрева и очистки как питательной, так и подпиточной воды.

Производительность деаэратора обуславливается пропускной способностью деаэрационной колонки, габариты которой должны быть достаточно для того, чтобы вся пропускаемая вода нагревалась до температуры кипения и выбирается по максимальному расходу питательной воды для блока или же электростанции в целом.

$$G_{ПВ} = 337,56 \text{ кг / с} = 1215,216 \text{ т / ч};$$

На основании вышеуказанного по таблице 10 выбираем ДП-1300 со следующими характеристиками:

Таблица 10 – Характеристика деаэрационной колонки ДП – 1300

Наименование / типоразмер	ДТ-1300
Производительность, т/ч	1300
Рабочее давление, МПа	0,7
Температура, °С	164,17
Среда	Вода, пар
Пробное гидравлическое давление, МПа	1,0
Допустимое повышение давления при работе предохранительных клапанов, МПа	0,85
Нагрев воды, °С	10 – 45
Геометрический объем, м ³	52,0

На энергоблок ставим по одному деаэратору. Резервных деаэраторов не предусматриваем. Суммарный запас питательной воды аккумуляторных баков деаэраторов блочных установок должен обеспечивать питание котлов при

полной нагрузке для данной станции не менее пятиминутного, по данным расчета:

$$V_{БД} = \tau * \frac{\nu * G_{ПВ}}{60}; \quad (53)$$

$$V_{БД} = 5 * \left(\frac{1,1 * 1215,216}{60} \right) = 111,395 \text{ м}^3;$$

Согласно расчета принимаем БДП – 120 емкостью 120 м³.

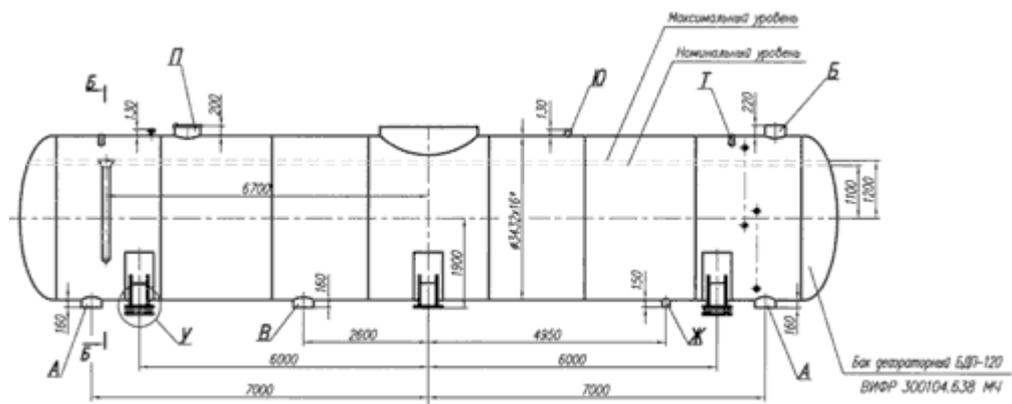


Рисунок 14 – Продольный чертеж БДП – 120



Рисунок 15 – Бак деаэратора ДП – 120

3.3 Выбор питательных насосов

Перемещение рабочего тела, участвующего в тепловом процессе паротурбинной установки, из одного аппарата в другой осуществляется благодаря имеющейся разности давлений или же при помощи насосов.

Согласно «Правил Техники Безопасности» (ПТЭ), для блочных электростанций производительность питательных насосов выбирают по расходу пара на блок с запасом 6 – 8 %.

Производительность питательных насосов, их количества и тип привода (электрический или паротурбинный) выбираем с учетом тепловой схемы электростанции и типа установленных котлоагрегатов.

Для блока с давлением 12,75 МПа и мощностью 210 МВт установим основной питательный насос с турбоприводом (ПТН) и пускорезервный насос с электроприводом (ПЭ). Напор ПТН принимаем на 30 – 50 % больше номинального давления пара перед турбиной, производительность ПЭ больше на 30 – 50 % от основного (ПТН).

Согласно схеме (рисунок 14) и таблицы 9 выбираем питательный турбонасос ПН 720-185-4 и пускорезервный насос с электроприводом ПН 580-185-4 с характеристиками указанными в таблице 11.

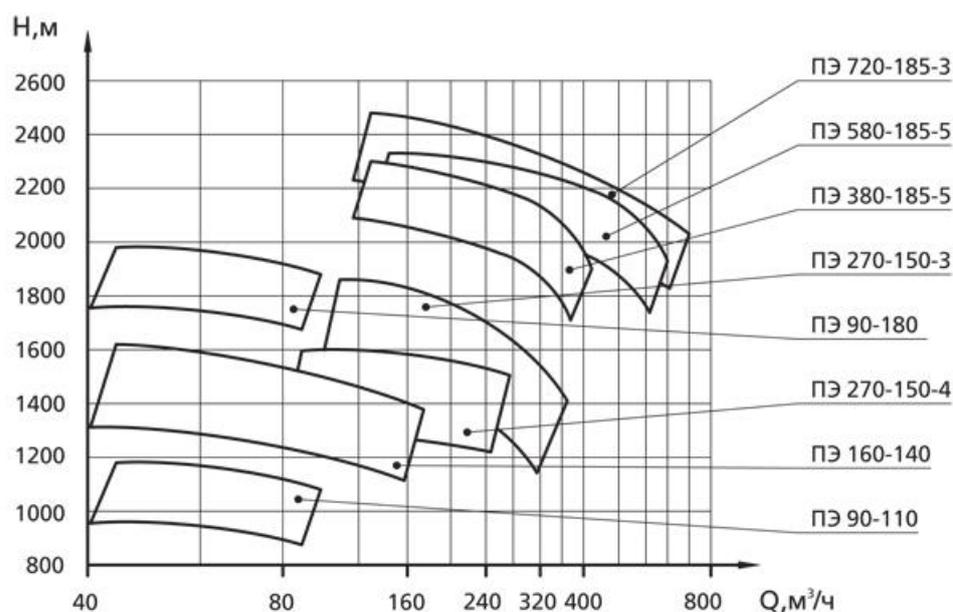


Рисунок 16 - Сводное поле Q - Н

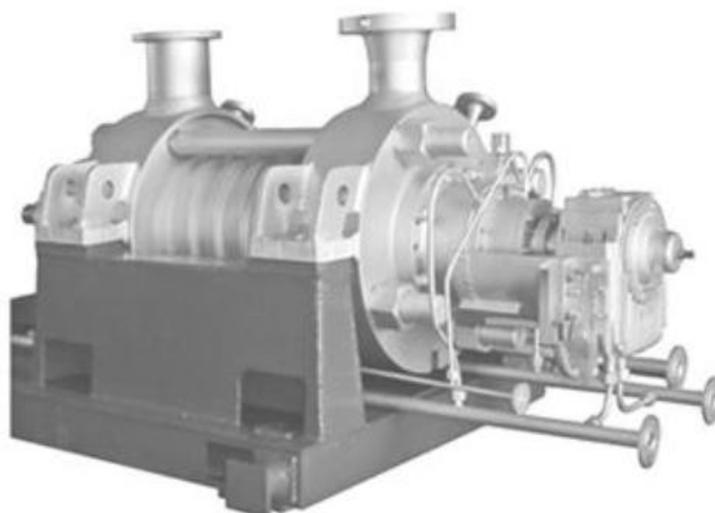


Рисунок 17 - ПН 580-185-4

Таблица 11 – Характеристики питательных насосов ПН 720-185-4 и ПН 580-185-4

Наименование/ типоразмер	ПН 720-185-4	ПН 580-185-4
Подача, м ³ /ч	720	580
Давление на выходе, МПа	19,2	19,2
Напор, м	2030	2030
Температура воды на входе, °С	165	165
Допускаемый кавитационный запас, м	15	9
Частота вращения, об/мин	3000	3000
Мощность потребляемая, МВт	4,400	3,590
КПД, %	82	81
Отбор от 1 ступени, м ³ /ч	50	45
Энергоблок (мощность), МВт	320, 500	250, 320
Привод	Электродвигатель	Электродвигатель
Масса, т	10,94	10,2

3.4 Выбор конденсационных насосов

Конденсационные насосы предназначены для подачи конденсата отработанного пара, конденсата греющего пара из теплообменных аппаратов, и подачи его через теплообменники регенеративной схемы ставят в количестве 2 – 3 на турбину, при 2 насосах – каждый на 100 % производительности, при 3 – каждый на 50 %. За расчетную производительность принимают расход конденсата в летний период (без промышленного отбора на регенерацию). Расход пара на регенерацию принимается согласно расчету тепловой схемы. При отсутствии этих сведений он может быть оценен в 15 – 20 % от расхода пара при номинальной нагрузке в конденсатном режиме.

Напор конденсатного насоса должен быть больше или равен:

$$H = 13 * P_D; \quad (54)$$

$$H = 13 * 8,34 = 108,42 \text{ м}$$

$$D_K = 224,962 \text{ кг / с} = 809,863 \text{ т / ч};$$

Расчетная производительность конденсатного насоса:

$$G_K^{расч} = 1,115 * D_K; \quad (55)$$

$$G_K^{расч} = 1,115 * 224,962 = 250,833 \text{ кг / с}$$

$$G_K^{расч} = 250,833 \text{ кг / с} = 902,998 \text{ т / ч}$$

По напору и пропуску выбираем два конденсатных насоса с характеристиками, указанными в таблице 12.

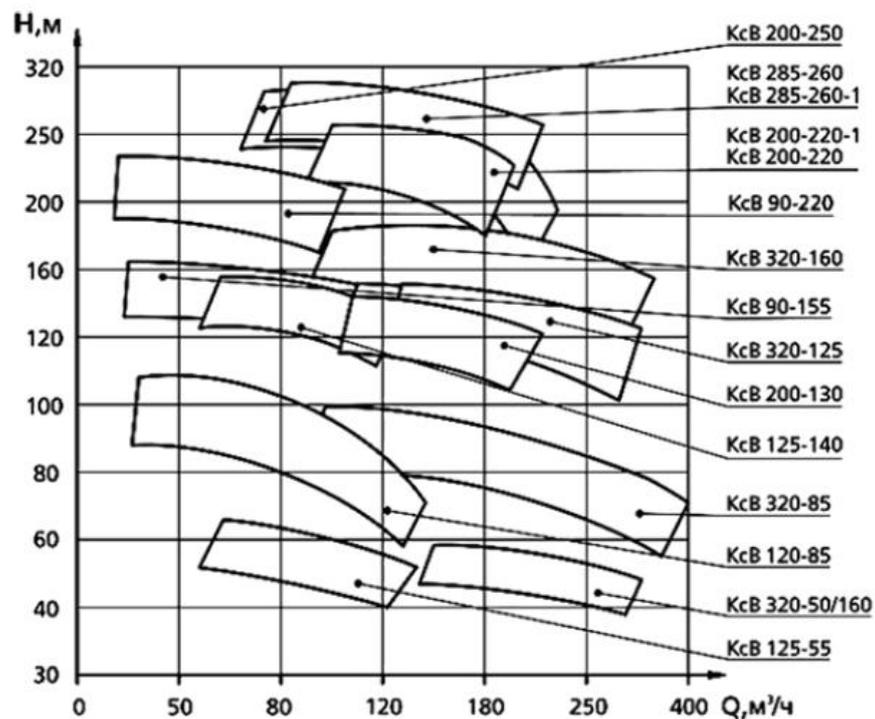


Рисунок 18 – Гидравлические характеристики Н - Q

Таблица 12 – Характеристика конденсатного насоса КсВ 200-130а

Марка насоса	КсВ 200-130а
Марка агрегата	АКсВ 200-130а
Подача, м ³ /ч	200
Напор, м	115
Частота вращения, об/мин	2940
Мощность двигателя, кВт	110
Масса, кг	1813

3.5 Выбор циркуляционных насосов

При эксплуатации циркуляционных насосов в машинном зале их устанавливают по 2 на 1 турбину. Резервных насосов не учитываем. В центральных насосных, размещаемых на берегу пруда-охладителя – не менее 4 насосов. За расчетную производительность принимаем летний режим.

Расход циркуляционной воды на турбину – 25000 м³/ч.

Таблица 13 – Характеристики циркуляционного насоса

Наименование / типоразмер	ОП2-145
Производительность, м ³ /ч	21942 – 37160
Напор, м	9,4 – 16,3
Допустимый кавитационный запас, м	10 – 12,5
Частота вращения, об/мин	365
Потребляемая мощность, кВт	820 – 1550

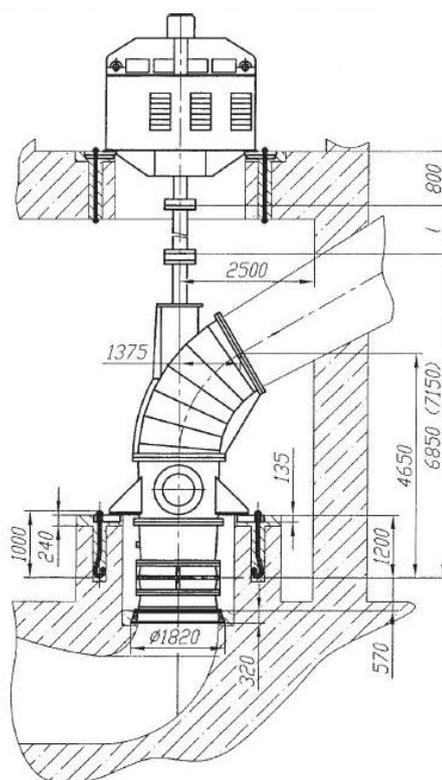


Рисунок 19 – Габаритные размеры электронасосного агрегата ОП2-145

4 ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ЭНЕРГБЛОКА

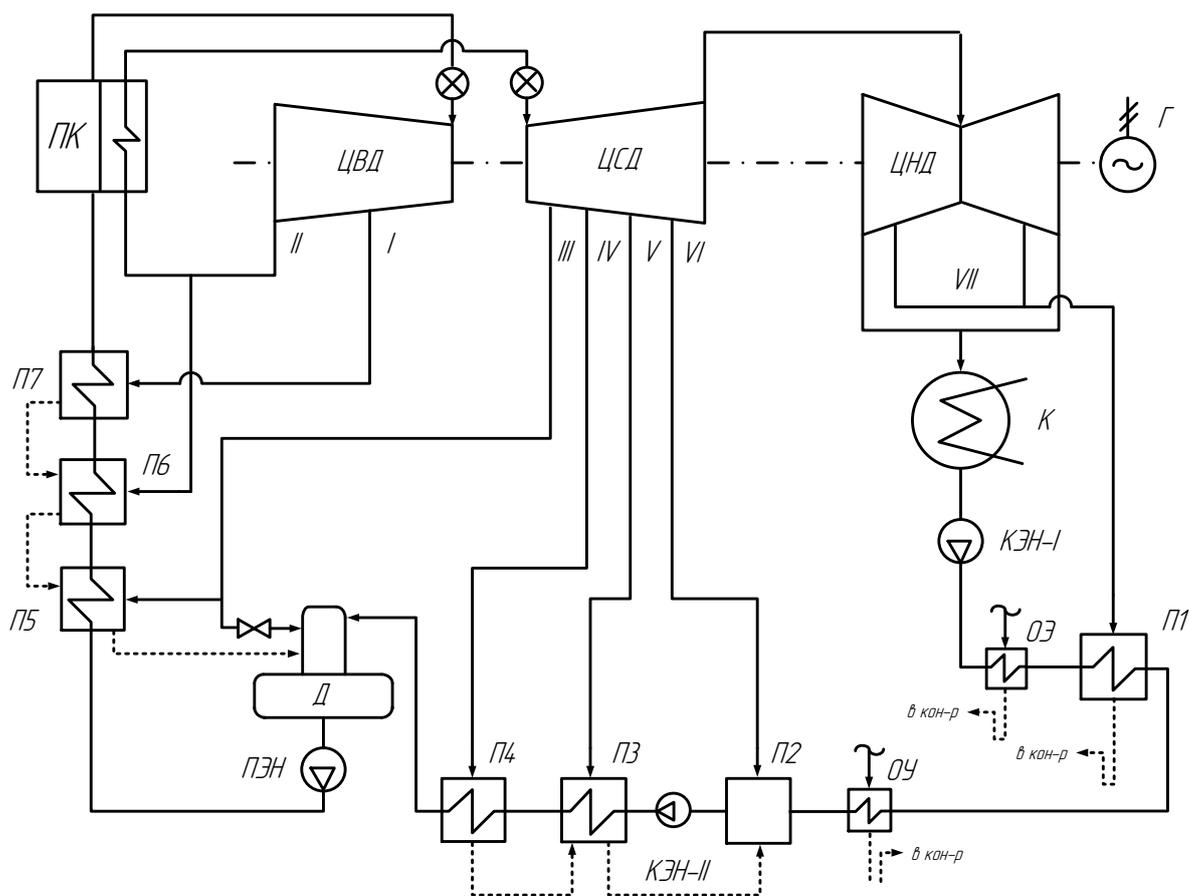


Рисунок 20 – Принципиальная тепловая схема блока К-210-130-3

Принципиальная тепловая схема блока К – 210 -130 ЛМЗ показана на рисунке 20.

Тепловой схемой учитывается регенеративный подогрев питательной воды до 242 °С при номинальной нагрузке паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины [8].

Регенеративная установка состоит из 4 ПНД, деаэратора и 3 ПВД. Установкой учитываются также использование тепла пара основных эжекторов и пара, эжектируемого из лабиринтовых уплотнений.

П1 встроен в конденсатор, П2, П3, П4 — поверхностные, вертикальные, устанавливаются отдельной группой.

ПВД — вертикальные, имеют встроенные охладители дренажа, а также встроенные охладители греющего пара для использования тепла его перегрева.

Конденсат греющего пара из ПВД каскадно через П5 подается в деаэрактор.

Для отсоса пара концевых отсеков лабиринтовых уплотнений турбины поставляется особый вакуумный охладитель, снабженный эжектором. Для использования тепла отсасываемой среды, а также тепла рабочего пара эжектора в охладитель подается основной конденсат турбины [16]. Охладитель по воде интегрирован между охладителем основного эжектора и П1.

Данная испарительная установка состоит из 2 одно ступенчатых испарителей № 1 и 2, включенных в 5 и 6 отбор турбины, которая нужна для восполнения потерь конденсата и пара в цикле станции. В качестве охладителя вторичного пара испарителей использованы поверхностные вертикальные ПНД с U-образными латунными трубами.

По тепловой схеме допускается, сверх требуемого на регенерацию, осуществлять отбор пара в подогреватели сетевой воды (основной и пиковый) для нужд теплофикации.

Основной сетевой подогреватель питается паром из 5 отбора, пиковый - паром из 4 отбора.

Конденсационное устройство состоит из конденсаторной группы, воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов, пусковых эжекторов, циркуляционных насосов и водяных фильтров. Конденсаторная группа состоит из 2 поверхностных двухходовых конденсаторов, выполненных в 2 вариантах для пресной и морской воды. Каждый конденсатор турбины имеет отдельный подвод и отвод охлаждающей воды, что делает возможным отключать корпус по водяной стороне и производить чистку трубок по ходу при работе турбины со сниженной нагрузкой [26, 27, 28, 29].

Конденсатор имеет встроенные в паровую часть специальные камеры, в которые устанавливаются секции П1.

В конденсаторе предусмотрено особое устройство для приема пара при пусках турбины и сбросах нагрузки, также имеется прибор для приема обессоленной воды.

Воздухоудаляющее устройство состоит из 2 основных трехступенчатых эжекторов типа ЭП-3-700-1 (один резервный) для отсоса воздуха и обеспечения нормального процесса теплообмена в конденсаторе и в прочих вакуумных аппаратах и 1 пускового эжектора для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе (при пусках турбоустановки) до 500 — 600 мм рт. ст.

Для очистки охлаждающей воды, поступающей в маслоохладители агрегата и газоохладители генератора, от механических примесей устанавливаются 2 фильтра с поворотными сетками для промывки их на ходу [11, 13, 28].

Пусковой эжектор циркуляционной системы используется для заполнения этой системы водой перед пуском турбоустановки, а также для удаления воздуха при скоплении его в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и верхних водяных камерах маслоохладителей.

Для срыва вакуума используется электрозадвижка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора, установленная у пускового эжектора.

5 ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО

5.1 Расход топлива на котлоагрегат

Расчетный расход топлива на работу парогенератора определим из соотношения:

Полный расход тепла на турбоустановку:

$$B_{рас} = \frac{D_{не} * i_o - i_{нс} + D_{III} i''_{nn} - i'_{nn}}{Q_p^H * \eta_{нз}^{пр}};$$

(56)

$$B_{рас} = \frac{337,56 * 3503,22 - 1013,8 + 293,7 * 3608,591 - 3124,51}{28540 * 0,917}$$
$$= 72,667 \text{ кг / с};$$

где $i_o = 3503,22 \text{ кДж / кг}$ - энтальпия пара перед турбиной;

$i_{нс} = 1013,8 \text{ кДж / кг}$ - энтальпия воды перед парогенератором;

$i''_{nn} = 3608,591 \text{ кДж / кг}$ - энтальпия пара после промперегрева;

$i'_{nn} = 3125,51 \text{ кДж / кг}$ - энтальпия пара до промперегрева;

$D_{не}$ - расход перегретого пара;

D_{III} - расход пара на промперегрев;

$Q_p^H = 28540 \text{ кДж / кг}$ - низшая теплота сгорания топлива.

Часовой расход топлива на станции:

$$\sum B = n * B; \tag{57}$$

$$\sum B = 6 * 37,541 = 225,246 \text{ кг / с} = 810,885 \text{ т / ч};$$

где n – число парогенераторов.

5.2 Приемное разгрузочное устройство

На тепловых станциях, которые работают на твердом топливе, как правило применяются два типа приемных разгрузочных устройств: со щелевыми бункерами с лопастными питателями и с вагоноопрокидывателями. Вагоноопрокидыватели используют на станциях с расходом топлива более 150 т/ч, следовательно выбираем ВРС - 125 вагоноопрокидывателя, один из которых – резервный.

Вагоноопрокидыватель при $\sum B = 810,885 \text{ т/ч}$ выбираем роторного типа.



Рисунок 21 – Вагоноопрокидыватель ВРС - 125

Таблица 14 – Характеристики вагоноопракидывателя

Наименование параметра	ВРС - 125
Тип вагоноопракидывателя	Роторный
Грузоподъемность, т	60 – 125
Колея, мм	1520
Время разгрузки, с	124 – 144
Угол поворота, град	Ротора 170
Рабочее трехфазное напряжение, В	380
Габаритные размеры (длина / ширина / высота)	22870 / 9480 / 18433

5.3 Выбор дробилок

Для дробления топлива используются дробильные установки. Выбираем дробилку одновалковую типа ДО-1М. Дробилка одновалковая угля ДО 1М предназначена для дробления каменных и бурых углей. Может также использоваться для дробления других материалов, прочность которых не превышает прочности угля.

Дробилка устанавливается в системе механизированной топливоподачи производственных и отопительных котельных, оборудованных паровыми или водогрейными котлами с механическими топками для слоевого сжигания топлива.

Дробилка изготавливается с правым и левым расположением привода. Рабочие органы дробилки - дробильный валок и дробитель, установленный на дробильной плите, отлиты из высокоизносостойкой стали.

Дробилка угля ДО 1М оснащена пылеподавляющим устройством.

Таблица 15 – Характеристики молотковой дробилки типа ДМРЭ 1500х1500

Наименование	Показатель
1	2
Производительность, т/ч	30

Продолжение таблицы 15 - Характеристики молотковой дробилки типа ДМРЭ
1500x1500

1	2
Размер загружаемых кусков не более, мм	250
Фракция дробления не более, мм	40
Частота вращения дробильного вала, об/мин	60
Мощность электродвигателя, кВт	11
Габаритные размеры, м:	
Длина	1640
Ширина	1235
Высота	910
Масса дробилки, не более, кг	1500

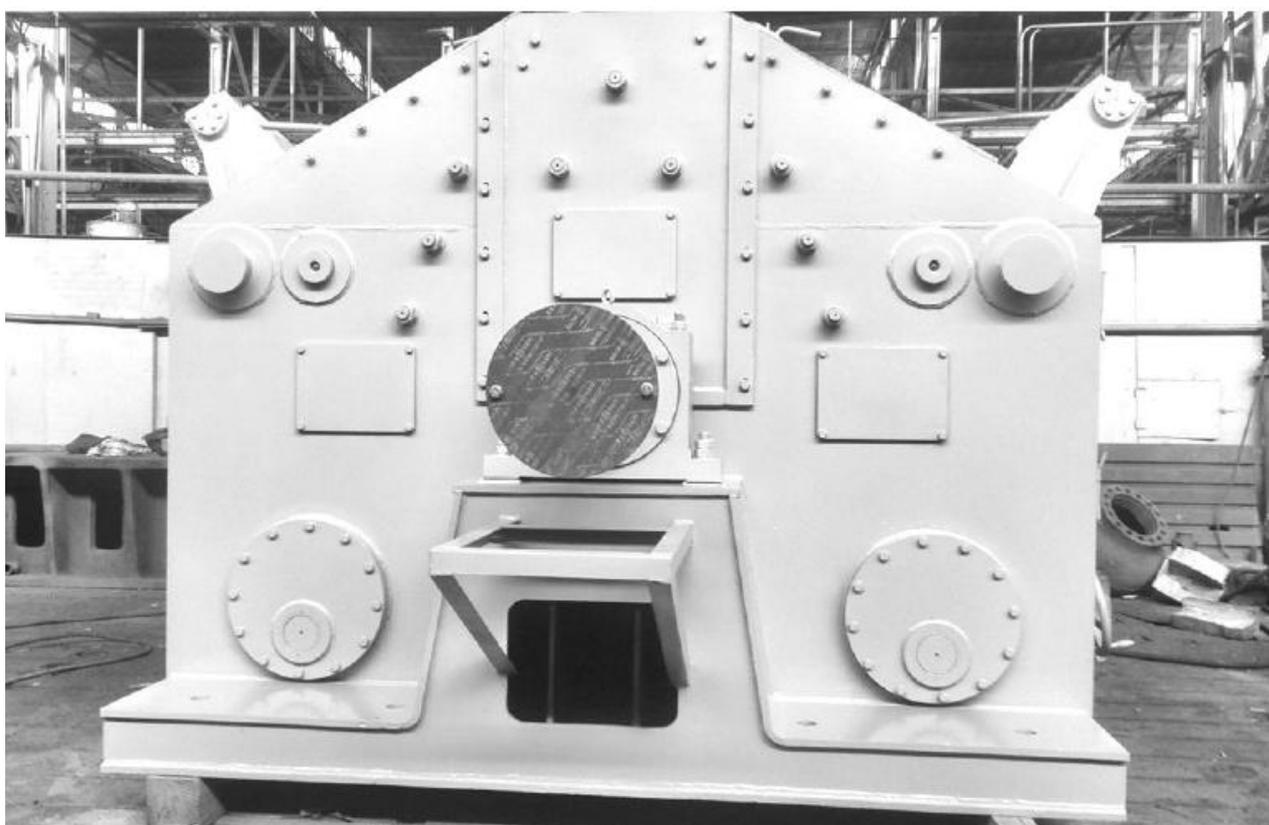


Рисунок 22 – Молотковая дробилка типа ДМРЭ 1500x1500

Дробленое топливо поступает в бункер сырого угля. Емкость бункера для данного парогенератора:

$$V_{\text{б}} = \frac{B_{\text{max}} * \tau}{\gamma_{\text{наст}} * K_3}; \quad (58)$$

$$V_{\text{б}} = \frac{135,147 * 5}{0,85 * 0,8} = 993,728 \text{ м}^3;$$

где $B_{\text{max}} = 135,147 \text{ т / ч}$ - расход топлива на один парогенератор;

$\tau = 5 \text{ ч}$ - число работы парогенератора на топливе, запасенном в бункере;

$K_3 = 0,8$ - коэффициент заполнения бункера.

Из бункера сырого угля топливо питателя сырого угля (ПСУ) подается у углеразмельные мельницы.

Таблица 16 – Характеристика питателя сырого угля

Наименование / типоразмер	ПСУ
Ширина полотна, мм	1200
Длина, мм	5000
Скорость полотна, м /с	0,1 – 0,16
Требуемая мощность	1,7
Масса, т	2,7

5.4 Топливные склады

Для обеспечения электростанции топливом создают его резервные запасы:

1) Оперативный резерв – в бункерах главного корпуса и в расходном складе;

2) Долговременный – на резервном складе.

Для мощных ТЭС, располагаемых вблизи (до 100 км) от угольных разрезов или крупных шахт, емкость склада принимается на две недели.

Топливо на складе укладывают в штабеля. Площадь, занятую штабелями, ориентировочно определяют по формуле:

$$F = \frac{24 * B * n}{h * \gamma * Y}; \quad (59)$$

$$F = \frac{24 * 810,885 * 14}{30 * 0,85 * 0,9} = 11871,78 \text{ м}^2;$$

где $B = 810,885 \text{ м} / \text{ч}$ - часовой расход топлива на станции;

$n = 14$ - число суток запаса топлива на складе;

$h = 30 \text{ м}$ - высота штабеля (принимаем);

$\gamma = 0,85 \text{ т} / \text{м}^3$ - насыпной вес топлива;

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

5.5 Ленточные конвейеры

Из приемного устройства твердое топливо подается в котельную двумя параллельными линиями (нитками) ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, вторая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой линии:

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{T}; \quad (60)$$

$$B_{расч} = \frac{19461,24}{21} = 926,72 \text{ м} / \text{ч};$$

$$B_{сут} = \sum B * 24 = 810,885 * 24 = 19461,24 \text{ м} / \text{сут};$$

где $T = 21$ ч - число часов подачи топлива в течение суток при круглосуточной работе топливоподачи.

Выбираем желобчатый тип ленты конвейера, его производительность равна:

$$B_{л} = B * 2 * C * \gamma * K_{\alpha}; \quad (61)$$

$$B_{л} = 2 * 2 * 2,5 * 0,85 * 320 = 2720 \text{ м / ч};$$

где $B = 2$ м - ширина ленты;

$C = 2,5$ м / с - скорость ленты;

$\gamma = 0,85$ т / м³ - насыпной вес топлива;

$K_{\alpha} = 320$ - коэффициент, учитывающий угол естественного откоса $\alpha = 35^{\circ}$ топлива на ленте.

Мощность на валу приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства:

$$W_{\delta} = \frac{K_1 * z * C + 2 * B_{л} * z + 37 * B_{л} * \Delta H * K_z}{1000 * 1,36};$$

(62)

$$W_{\delta} = \frac{1200 * 60,97 * 2,5 + 2 * 2720 * 60,97 + 37 * 2720 * 35 * 1}{1000 * 1,36} = 2590 \text{ кВт};$$

где $K_1 = 1200$ - коэффициент, зависящий от ширины ленты;

$z = 60,97$ м - длина конвейера между центрами приводного и концевого барабанов;

$H = 35$ м - высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевого барабанов;

$K_z = 1$ - коэффициент, зависящий от длины конвейера.

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции:

$$W_{\text{э}} = \frac{K_z * W_{\text{б}}}{\eta_{\text{эд}} * \eta_p}; \quad (63)$$

$$W_{\text{э}} = \frac{1,25 * 2590}{0,97 * 0,96} = 3476,7 \text{ кВт}$$

где $K_z = 1,25$ - коэффициент запаса для наклонных конвейеров;

$\eta_{\text{эд}} = 0,97$ - КПД электродвигателя;

$\eta_p = 0,96$ - КПД редуктора.

5.6 Компоновка генерального плана

На генеральном плане электростанции указаны основные и вспомогательные объекты системы, такие как главный корпус, распределительные устройства, сооружения технического водоснабжения, разгрузочные устройства, цех топливоснабжения, золоотвал, склад.



Рисунок 23 – Генеральный план Ерковецкой ТЭС

Тип компоновки главного корпуса электростанции зависит от многих факторов, из которых нужно выделить следующие:

1) Вид топлива (уголь, газ, мазут и др.), способы его подачи (железнодорожным или иным путем) и подготовки (предварительная подсушка влажных твердых топлив, замкнутая или разомкнутая схема сушки топлива; индивидуальная или центральная система пылеприготовления).

Наиболее распространены пылеугольные электростанции с замкнутой схемой сушки и индивидуальным пылеприготовлением и газомазутные.

Имеются также пылеугольные электростанции с разомкнутой схемой сушки и индивидуальным пылеприготовлением или с центральным пылезаводом, электростанции торфяные и на сланцах.

2) Энергетический тип электростанции (конденсационная электростанция или теплоэлектроцентраль); тип и число турбоагрегатов и парогенераторов; технологическая структура электростанции — блочная или неблочная.

На электростанции с одинаковыми энергоблоками главный корпус составляется из одинаковых частей, включающих блок, состоящий из турбоагрегата, парогенератора и вспомогательного оборудования. Отводят место, кроме того, для общестанционного оборудования (баки, насосы и др.).

На электростанциях неблочной структуры нет прямой связи между турбинами и парогенераторами. Парогенераторы размещают в парогенераторном отделении почти независимо от размещения турбоагрегатов в машинном зале.

3) Требования экономичности сооружения, удобства эксплуатации и санитарно-гигиенические. Эти требования привели в свое время к снижению размещению золоуловителей, дымовых труб и дымососов на уровне земли. Это позволило вынести указанные установки и оборудование за пределы главного корпуса, на открытый воздух.

4) Климатические и метеорологические условия в районе электростанции. При благо приятных условиях (отсутствие обильных осадков, сильных ветров, пылевых бурь, туманов) и теплом климате целесообразно применение открытой компоновки главного корпуса.

6 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Проблемы надежности работы теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций стали особенно важны на сегодняшний день, после реализации реформирования электроэнергетики, выхода генерирующих компаний на оптовый рынок электроэнергии и мощности.

Анализ и управление надежностью подобных энергетических объектов стало одним из более важных при проектировании и эксплуатации.

Работа каждого электроэнергетического объекта выполняется в рамках строгих норм, правил, регламентов. Они формируют целый ряд условий и требований. Наиболее общими среди них являются (рисунок 23):

- надежность,
- безопасность,
- качество,
- экономичность,
- экологичность.

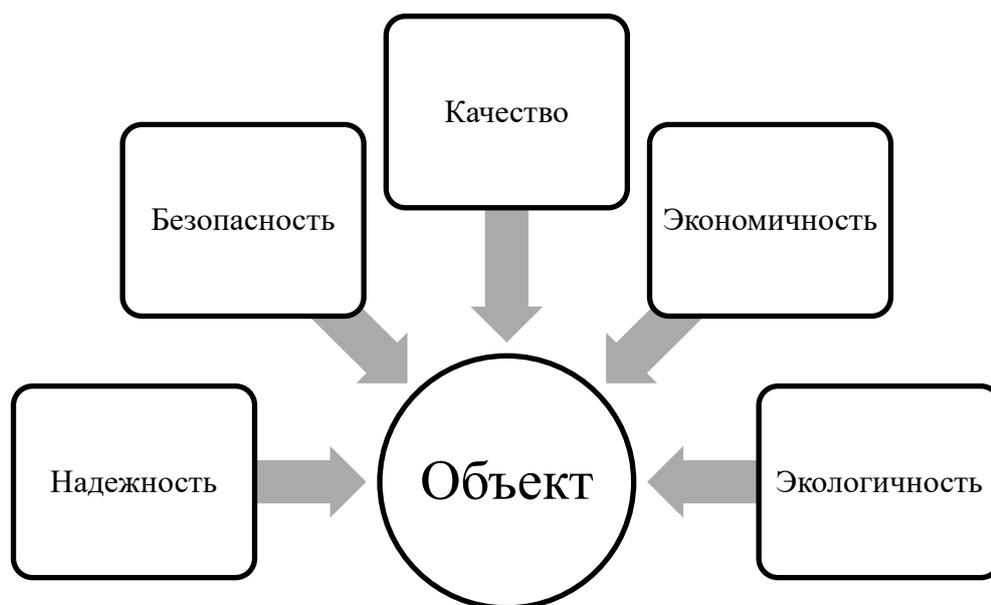


Рисунок 24 – Требования к техническим объектам

6.1 Отказы и повреждения оборудования ТЭС

Проблема надежности всегда занимает центральное место в функционировании и планировании развития энергетических систем и электростанций. Это определяется высокой зависимостью нормальной жизнедеятельности значительного количества людей и других потребителей от надежности энергоснабжения.

К авариям и отказам оборудования приводят следующие причины:

- износ оборудования, старение изоляции,
- ошибки проектирования,
- недостатки конструкции оборудования,
- недостатки узлов и деталей, агрегатов, заводские дефекты,
- дефекты строительства, монтажа и наладки,
- дефекты при проведении ремонтных работ,
- несоответствие условий работы оборудования проектным (расчетным) режимам,
- ошибки дежурного, ремонтного, руководящего персонала и нарушения производственных инструкций,
- дефекты инструкций и регламентов.

6.2 Информационное обеспечение управления надежностью

Отказы оборудования, аварии и потребительские отключения учитываются и расследуются в соответствии с РД 34.20.801-2000 «Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистемы, электростанций, котельной, электрических и тепловых сетей».

Внеплановый вывод оборудования из работы или резерва из-за повреждения или неисправности классифицируются в зависимости от степени нарушения электроснабжения потребителей, характера повреждения, объема и сроков восстановительных работ. Повреждения, произошедшие в период плановых ремонтов, классифицируются в зависимости от продолжительности восстановительного ремонта.

Внеплановый вывод из работы по оперативной заявке для устранения мелких дефектов (набивка сальников, замена предохранителей, расшлаковка котла, устранение утечек масла, выявленных при профилактических осмотрах), не считаются отказом. Они учитываются только в цеховой документации, если вывод не привел к невыполнению установленного диспетчером графика.

Основной задачей расследования является квалифицированное установление причин и виновников нарушений и разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению работоспособности, предупреждению подобных нарушений и повышению ответственности персонала за обеспечение энергоснабжения потребителей.

Расследованию и учету подлежат:

- повреждения основного и вспомогательного оборудования, его элементов, произошедшие или выявленные во время работы, простоя, ремонта, опробывания, профилактических осмотров и испытаний;
- недопустимые отклонения параметров технического состояния установок или их элементов, вызвавшие выход их из работы, нарушение качества электрической и/или тепловой энергии, превышение пределов выбросов вредных веществ в окружающую среду;
- полные или частичные незапланированные отключения энергоснабжающими организациями оборудования энергоустановок и энергоприемников потребителей;
- нарушение требований Федерального Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и других Федеральных Законов и нормативных правовых актов РФ, нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

В зависимости от характера и тяжести последствий (воздействие на персонал, потери устойчивости, отклонения параметров энергоносителя, экологические воздействия, объемы повреждения оборудования), нарушение в работе энерго установок подразделяются на аварии и инциденты.

Перерывы энергоснабжения потребителей, возникшие вследствие нарушения работоспособности установок, принадлежащих потребителю или сторонней посреднической организации, независимо от последствий классифицируются потребителями, за исключением случаев, когда установка находится в обслуживании энергоснабжающей организации.

Каждое отдельно учитываемое нарушение должно классифицироваться по наиболее тяжелому последствию.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Безопасность

Один из самых важных факторов при проектировании, строительстве и эксплуатации тепловых энергоустановок является соблюдение техники безопасности, для безопасной работы персонала.

Безопасный труд – это исключение или минимизация до допустимого уровня воздействия на человека опасных производственных факторов, которые могут нанести вред его здоровью или вызвать гибель.

На предприятии работодатель должен обеспечить для своих подчиненных безопасные условия и охраны труда. Работодатель обязан обеспечить безопасные условия труда, минимизировать риски возникновения производственных травм и профессиональных заболеваний. Каждый работник должен знать правила техники безопасности и соблюдать их. Персонал, который работает с теплотехническим оборудованием, должен периодически проходить проверку знаний нормативных документов по охране труда. Осознанность и ответственность персонала важный аспект реализация техники безопасности на рабочем месте.

Как известно, что основной нормативный документ, для персонала обслуживающий тепловые энергоустановки – Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок . Все нормативные документы, директивы и инструкции составляются в соответствии с данным документом.

7.2 Экологичность

Влияние ТЭС на окружающую среду и здоровье человека:

- в качестве топлива ежегодно уничтожается огромное количество ценного природного сырья, преимущественно органического, зачастую привозимого издалека;
- большой вред природе наносится при прокладке нефте- и газопроводов;

- при работе ТЭС ежегодно образуются сотни миллионов тонн твердых отходов в виде золы и шлаков, которые практически не утилизируются, скапливаясь в огромных количествах на специальных полигонах. Они содержат целый ряд химических элементов, таких, как Zn, Mn, Sr, Ti, Ba и др., многие из которых токсичны. Эти элементы проникают из шлаков и золы в почву и подземные воды, делая их непригодными как для бытового, так и для хозяйственного использования;
- атмосферные выбросы ТЭС содержат SO₂, оксиды азота, тяжелые металлы (As, Pb, Cd, V) и другие вредные для здоровья человека и окружающей среды химические вещества;

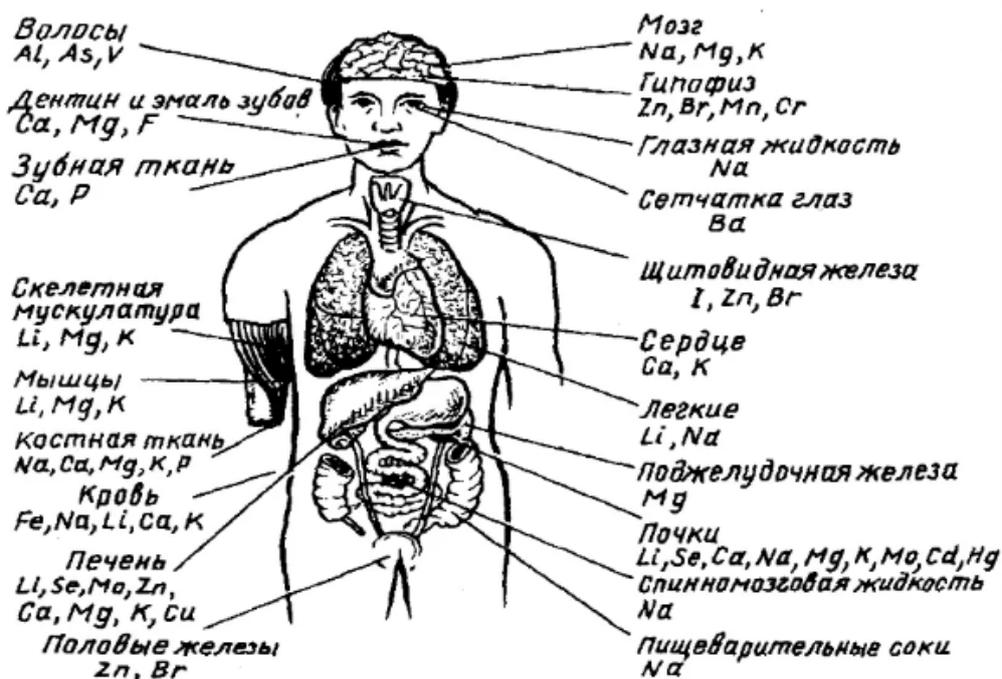


Рисунок 25 – Концентрирование некоторых химических элементов в органах, тканях и биожидкостях человека

- происходит загрязнение приземного слоя атмосферы большими количествами CO₂, образующегося в результате процесса горения;
- локализованный процесс горения обуславливает возможность кислородного голодания региона ввиду превышения скорости потребления

кислорода над скоростью его поступления в атмосферу за счет процесса фотосинтеза;

- вблизи ТЭС, работающих на угле, обычно превышен естественный радиационный фон. Это объясняется присутствием в угле микропримесей радиоактивных изотопов (U-238, Th-232 и др.), которые при работе ТЭС поступают в организм человека и окружающую среду вместе с другими продуктами сгорания;

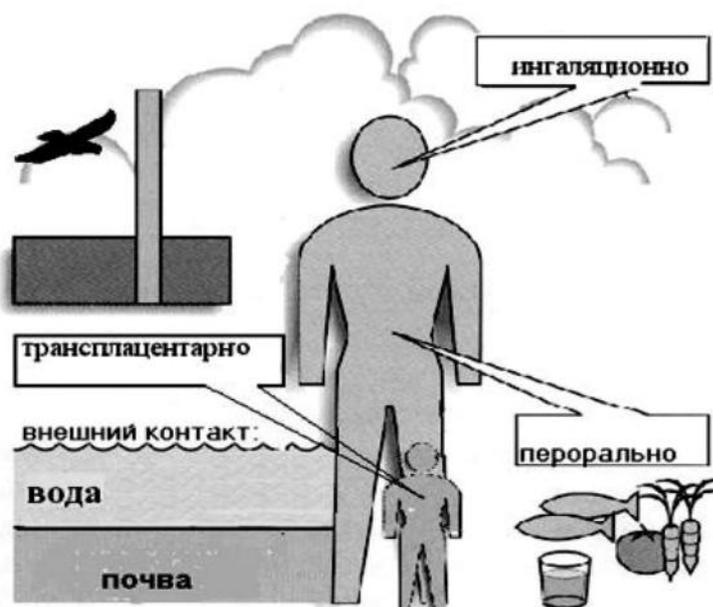


Рисунок 26 – Возможные пути поступления в организм человека

- происходит тепловое загрязнение природных водоемов, вода которых используется для охлаждения отработавшего пара из паровых турбин ТЭС;

- работа ТЭС способствует шумовому и электромагнитному загрязнению окружающей среды.

Хочется отметить, что химическое загрязнение окружающей среды при работе ТЭС является одним из основных источников возникновения таких глобальных экологических проблем, как “парниковый эффект”, кислотные дожди, не говоря уже о том ущербе, какой наносится растительному и

животному миру присутствием в компонентах окружающей среды токсичных веществ различного характера воздействия.

7.2.1 Расчет выбросов вредных веществ тепловой электростанции

Таблица 17 – Характеристики качества бурого угля марки 2БР

Наименование показателя	Обозначение	Величина
Марка угля с указанием класса крупности	2БР	0-300
Высшая теплота сгорания, сухое беззольное состояние	Q_s^{daf}	6816 ккал/кг (28,54 МДЖ/кг)
Низшая теплота сгорания, рабочее состояние	Q_H^P	3880 ккал/кг (16,24 МДЖ/кг)
Содержание золы на рабочую массу, %	A^P	8,4-12
Массовая доля общей влаги в рабочем состоянии, %	W_t^r	32,7
Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние, %	V^{daf}	48
Содержание серы, сухое состояние, %	S_t^d	0,4
Содержание углерода, сухое, беззольное состояние, %	C^{daf}	73,44
Массовая доля хлора, %	Cl^d	0,08
Массовая доля мышьяка, %	As^d	0,004
Размер кусков, %	мм	0-300
Массовая доля мелочи, не более	%	15
Массовая доля минеральных примесей, не более	%	2

Суммарное количество летучей золы и несгоревшего топлива

$$M_3 = 0,01 * B * \left(a_{ун} * A^P + q_4 * \frac{Q_H^P}{32680} \right) * 1 - \eta_{зв} ; \quad (64)$$

$$M_3 = 0,01 * 225,246 \left(0,6 * 0,12 + \frac{1,5 * 1624}{32680} \right) * 1 - 0,76 = 0,079 \text{ кг / с}$$

где A^P - зольность топлива на рабочую массу, %;

q_4 - потери теплоты с механическим недожогом, % [1];

$a_{ун}$ - доля золя, уносимая газами из котла, % [1];

$\eta_{зв} = 0,76$ - доля золы, улавливаемой в золоуловителе.

Расчетный расход топлива на работу парогенератора определим из соотношения:

Часовой расход топлива на станции:

$$B = n * B_i ; \quad (65)$$

$$B = 6 * 37,541 = 225,246 \text{ кг / с}$$

где n – число парогенераторов.

Количество оксидов серы SO_2 и SO_3 в пересчете на SO_2 , образующихся в котле, кг/с:

$$M_{SO_2} = 0,02 * B * S^P * 1 - \eta'_{SO_2} * 1 - \eta''_{SO_2} ; \quad (66)$$

$$M_{SO_2} = 0,02 * 225,246 * 0,4 * 1 - 0,1 * 1 - 0,025 = 1,581 \text{ кг / с};$$

где S^P - содержание серы на рабочую массу, %;

η'_{SO_2} - доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле;

η''_{SO_2} - доля оксидов серы, попутно улавливаемых в мокрых

золоуловителях, определяем по рисунку 11.

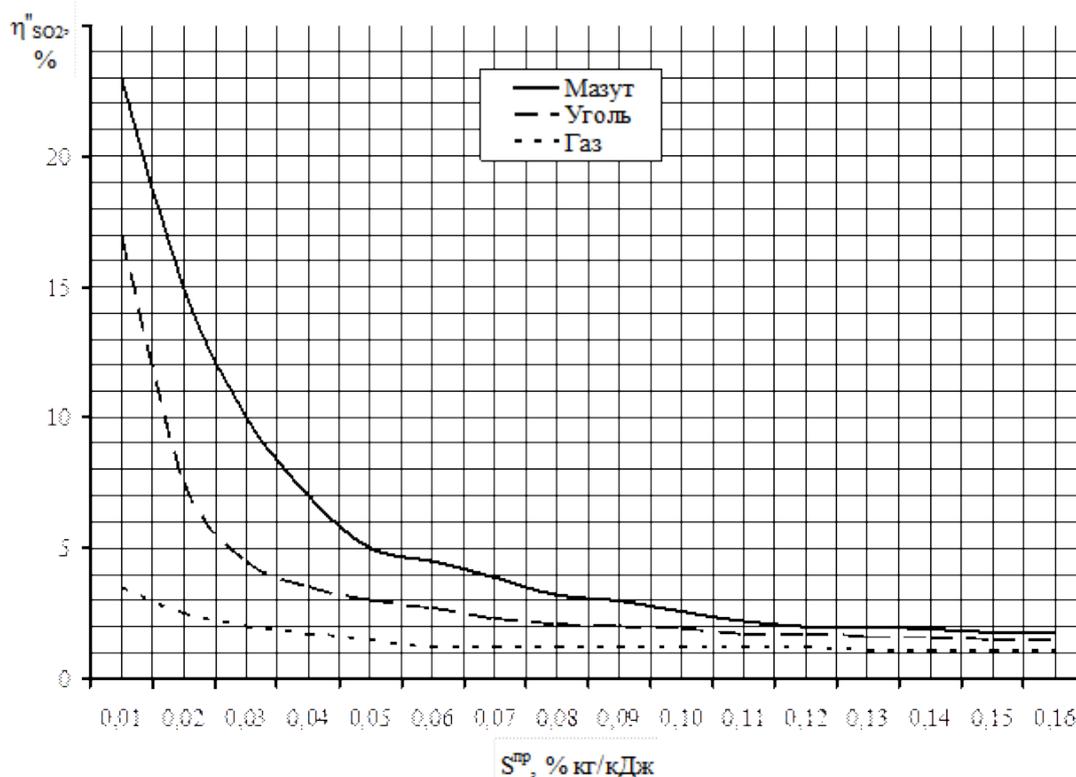


Рисунок 27 – Значение η''_{SO_2}

$$S^{np} = \frac{10^3 * S^P}{Q_H^P}; \quad (67)$$

$$S_{np} = \frac{10^3 * 0,4}{1624} = 0,246$$

где S^{np} - приведенная сернистость топлива.

Количество оксидов азота $\sum NO_x$ образующихся в котле, в пересчет на диоксид азота NO_2 , кг/с, определяется по уравнению:

$$M_{NO_2} = B * k * \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) * \beta_1 * 1 - \varepsilon_1 * r * \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2 * 0,01; \quad (68)$$

$$\begin{aligned} M_{NO_2} &= 225,246 * 9,241 * \left(1 - \frac{1}{100}\right) * 0,46 * 1 - 0,01 * 0,15 * 0,85 * 1 * 0,8 \\ &= 0,643 \end{aligned}$$

где k - коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т. условного топлива, при номинальной паропроизводительности котлов $D_n > 200 \text{ м / ч}$ коэффициент равен:

$$k = \frac{12 * D_\phi}{200 + D_n}; \quad (69)$$

$$k \frac{12 * 670}{200 + 670} = 9,241$$

$$D_\phi = D_n = \frac{Q_{ка}}{h_{ne} - h_{ng}};$$

(70)

$$D_\phi = 670 \text{ м / ч}$$

где β_1 - коэффициент, учитывающий влияние качества топлива на выход окислов азота;

$\beta_2 = 0,85$ - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$\beta_3 = 1$ - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления котла;

$\varepsilon_1 = 0,01$ - коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

ε_2 - коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксидов азота в случае подачи части воздуха d помимо основных горелок (при двухступенчатом сжигании) при условии сохранения общего избытка воздуха за котлом определяем по рисунку 12;

d - доля воздуха, подаваемого во второй или третий ярус сопел при ступенчатом сжигании топлива, %.

$$\delta = \frac{V^{daf} * r}{100}; \quad (71)$$

$$\delta = \frac{48 * 15}{100} = 7,2$$

где V^{daf} выход летучих веществ на горючую массу, %;

r - степень рециркуляции дымовых газов, %, принимаем $r = 0 - 15$ % [1].

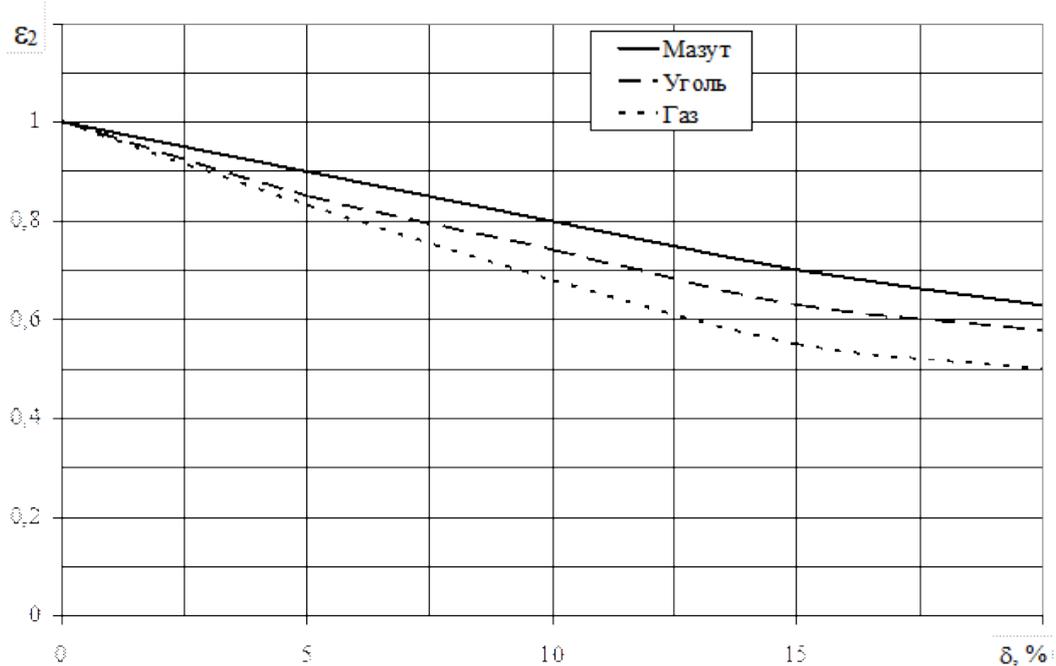


Рисунок 28 – Значение ε_2

Величина β_1 определяется по следующей формуле:

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 * N^P; \quad (72)$$

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 * 0,6 = 0,46$$

где N^P содержание азота в топливе на рабочую массу.

7.2.2 Определение массовых и фоновых концентраций частиц и вредных веществ в дымовых газах

Объем дымовых газов при $a = 1,4$ и нормальных условиях на всех котлах станции: $V_{\Gamma} = 48 \text{ м}^3 / \text{кг}$.

Массовая предельная концентрация частиц в дымовых газах при $a = 1,4$ и нормальных условиях: $50 - 150 \text{ мг/м}^3$ (ГОСТ Р 50831-95)

$$C_{\text{зл}}^{\text{расч}} = \frac{M_{\text{з}} \cdot 10^3}{B \cdot V_{\Gamma}}, \quad (73)$$

$$C_{\text{зл}}^{\text{расч}} = \frac{0,079 \cdot 10^3}{225,246 \cdot 48} = 0,0073$$

Фоновая концентрация золы: $C_{\text{ф.зл}} = 0,1$, $\text{ПДК}_{\text{зл}} = 15 \text{ мг/нм}^3$.

Массовая предельная концентрация SO_2 в дымовых газах при $a = 1,4$ и нормальных условиях: 700 мг/м^3 (ГОСТ Р 50831-95).

$$C_{\text{SO}_2}^{\text{расч}} = \frac{M_{\text{SO}_2} \cdot 10^3}{B \cdot V_{\Gamma}}, \quad (74)$$

$$C_{SO_2}^{расч} = \frac{1,581 \cdot 10^3}{225,246 \cdot 48} = 0,1$$

Фоновая концентрация оксидов серы: $C_{\phi.SO_2} = 0,1$, $ПДК_{SO_2} = 70 \text{ мг / нм}^3$.

Массовая предельная концентрация NO_x в дымовых газах при $a = 1,4$ и нормальных условиях: 350 мг/м^3 (ГОСТ Р 50831-95).

$$C_{NO_x}^{расч} = \frac{M_{NO_x} \cdot 10^3}{B \cdot V_T}, \quad (75)$$

$$C_{NO_x}^{расч} = \frac{0,643 \cdot 10^3}{225,246 \cdot 48} = 0,059$$

Фоновая концентрация оксидов азота: $C_{\phi.NO_2} = 0,09$,

$ПДК_{NO_2} = 31,5 \text{ мг / нм}^3$.

7.2.3 Расчет минимальной высоты дымовой трубы

Коэффициент температурной стратификации атмосферы – А. Учитывается при неблагоприятных метеорологических условиях, имеет характерные значения для различных регионов [3].

Коэффициент, характеризующий скорость нахождения загрязнителя в зависимости от различных условий – F=1

Число дымовых труб – N=1

Разность температур газов и окружающего воздуха –

$$\Delta T = 158 - 27 = 131 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Скорость дымовых газов устье трубы – $w_o = 40 \text{ м / с}$.

Диаметр устья дымовой трубы – D_0 .

$$D_0 = 1,13 \sqrt{\frac{V_{\Gamma}}{w_o N}}, \quad (76)$$

$$D_0 = 1,13 \sqrt{\frac{48}{40 \cdot 1}} = 1,238$$

Высота дымовой трубы выбирается по условиям отводов газов и рассеивания содержащихся в них SO_2 и NO_2 , летучей золы:

Предварительно зададим высоту трубы: $H=180$ м.

Коэффициент, учитывающий условия выходы из устья трубы – m :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1f^{1/2} + 0,34 f^{1/3}}, \quad (77)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,177^{1/2} + 0,34 \cdot 0,177^{1/3}} = 1,107,$$

где f – конструктивный параметр

$$f = 10^3 w_o^2 D_0 / H^2 \Delta T, \quad (78)$$

$$f = 10^3 \cdot 40^2 \cdot 1,238 / 180^2 \cdot 103 = 0,177,$$

Высота дымовой трубы, исходя из количества выбросов оксидов серы и оксидов азота:

$$H_{\min}^{газ} = \sqrt[3]{\frac{AFm \left[M_{SO_2} + M_{NO_2} \cdot \left(\frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}} \right) \right]}{ПДК_{SO_2} - C_{\phi.SO_2} - C_{\phi.NO_2} \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}}}} \cdot \sqrt[3]{N / V_{\Gamma} \Delta T}, \quad (79)$$

$$H_{\min}^{газ} = \sqrt[3]{\frac{200 \cdot 1 \cdot 0,968 \left[1,581 + 0,643 \cdot \left(\frac{70}{31,5} \right) \right]}{70 - 0,146 - 0,059 \frac{70}{31,5}}} \cdot \sqrt[3]{1 / 48 \cdot 131} = 146,6 \text{ м},$$

Высота дымовой трубы, исходя из количества выбросов золовых частиц:

$$H_{\min}^{зл} = \sqrt[3]{\frac{AFmM_{зл}}{ПДК_{зл} - C_{\phi.зл}}} \cdot \sqrt[3]{N / V_{\Gamma} \Delta T}, \quad (80)$$

$$H_{\min}^{зл} = \sqrt[3]{\frac{200 \cdot 1 \cdot 0,968 \cdot 0,079}{15 - 0,1}} \cdot \sqrt[3]{1 / 48 \cdot 131} = 37,7 \text{ м},$$

Принимаем минимальную высоту дымовой трубы равной 146,6 метров.

Определение допустимого коэффициента золоулавливания, с учетом высоты дымовой трубы:

$$\eta_{зл}^{\text{дон}} = 1 - \frac{H_{\min}^2 \cdot ПДК_{зл} - C_{\phi.зл}}{10^3 \cdot B \cdot A \cdot F \cdot m \cdot \sqrt[3]{\frac{N}{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} \cdot a_{\text{зл}} \left(A^P + \frac{Q_P^P}{32680} \right)}, \quad (81)$$

$$\eta_{зл}^{\text{дон}} = 1 - \frac{140,8^2 \cdot 15 - 0,1}{10^3 \cdot 225,246 \cdot 200 \cdot 1 \cdot 0,968 \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{48 \cdot 131}} \cdot 0,6 \cdot \left(0,12 + \frac{1624}{32680} \right)} = 0,268,$$

В процессе проделанного расчета выбросов на все котлы станции, а именно шесть, были получены конкретные цифры по основным вредным выбросам в атмосферу [14, 33].

В данном случае выбросы не превышают допустимых норм, что конечно является благоприятным фактором для работы ТЭС и окружающей среды.

Высота трубы в данном случае, лимитируется по оксидам серы и азота и составляет $H_{\min} = 146,6$ м.

7.3 Чрезвычайные ситуации

Авария – разрушение сооружения и/или технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; неконтролируемые взрывы и/или выброс опасных веществ:

- взрыв или пожар с обрушением несущих элементов технологических зданий, сооружений энергетического объекта, если они привели к групповому несчастному случаю и несчастному случаю со смертельным исходом;
- повреждение энергетического котла (производительностью > 50 Гкал/час) с разрушением, деформацией или смещением элементов каркаса, барабана, главных паропроводов, питательных трубопроводов, если они привели к вынужденному простоя котла в ремонте на срок > 25 суток;
- повреждение турбины, приведшее к повреждению строительных конструкций здания и останову на срок более 25 суток;
- повреждение генератора, приведшее к необходимости полной перемотки статора и вынужденному простоя в ремонте на срок > 25 суток;
- повреждение силового трансформатора, если это привело к вынужденному останову генерирующего оборудования или ограничению потребителей электроэнергии на срок > 25 суток;
- повреждение главного паропровода или питательного трубопровода, если оно привело к несчастному случаю или ограничению генерирующей мощности электростанции на срок 25 суток и более;

- работа энергосистемы или ее части с частотой 49,2 Гц и ниже в течение 1 часа и более или суммарной продолжительностью в течение суток более 3 часов;
- отключение потребителей суммарной мощностью более 500 МВт или 50 % от общего потребления энергосистемой вследствие отключения генерирующих источников, линий электропередачи, разделение системы на части;
- повреждение магистрального трубопровода тепловой сети в период отопительного сезона, если это привело к перерыву теплоснабжения потребителей на срок 36 часов и более;
- повреждение гидросооружения, приведшее к нарушению его безопасной эксплуатации и вызвавшее понижения уровня воды в водохранилище или повышение его в нижнем бьефе за предельно допустимые значения;
- нарушение режима электростанции, вызвавшее увеличение концентрации выбрасываемых в атмосферу вредных веществ на 5 ПДВ и более или сбрасываемых со сточными водами веществ на 3 ПДВ и более продолжительностью более 1 суток;
- нарушение режима работы электрических сетей, вызвавшее перерыв электроснабжения города на 24 часа и более.

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений Федерального Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и других Федеральных Законов и нормативных правовых актов РФ, нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте (если они не содержат признаков аварии):

- нарушение договорных обязательств по отношению к потребителю из-за полного или частичного прекращения производства или передачи электрической и тепловой энергии;

- повреждение технологических зданий и сооружений;
- полный сброс электрической и тепловой нагрузки электростанции;
- повреждение оборудования электростанции;
- повреждение оборудования электрических сетей напряжением 6 кВ и выше;
- повреждение гидросооружений;
- повреждение оборудования тепловых сетей;
- неправильное действие защит и автоматики;
- отключение оборудования электростанции, электрической подстанции, электрической и тепловой сети, котельной под действием автоматических защитных устройств или персонала из-за недопустимых отклонений технологических параметров;
 - невыполнение оперативно заданных диспетчером значений сальдо-перетоков при частоте 49,6 Гц и ниже в течение 1 часа и более с учетом коррекции по частоте;
 - превышение выбросов (сбросов) в окружающую среду вредных веществ по сравнению с предельно допустимыми значениями;
 - нарушение работы СДТУ (системы диспетчерско-технологического управления), вызвавшее полную потерю связи диспетчера с управляемым объектом на время более одного часа [5, 7].

8 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ТЭС

8.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

В выпускной квалификационной работе на степень бакалавра рассчитана себестоимость электрической энергии на проектируемой станции мощностью 1260 МВт. В качестве основного оборудования используются: турбины К-210-130-3 и котельные агрегаты производительностью 670 т/ч, работающие на твердом топливе.

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн.руб./год:

$$U_{\text{э}} = U_T + U_{\text{ЗП}} + U_A + U_{\text{ТР}} + U_{\text{ПР}}; \quad (82)$$

$$U_{\text{э}} = 1254,11 + 383,62 + 1675,65 + 2234,16 + 1403,115 = 6950,655$$

где U_T - затраты на топливо;

$U_{\text{ЗП}}$ - расходы на оплату труда;

U_A - амортизация основных производственных фондов;

$U_{\text{ТР}}$ - расходы на ремонт основных фондов;

$U_{\text{ПР}}$ - прочие расходы.

8.2 Расчет затрат на топливо

Число часов фактической работы турбоагрегата, т.е. календарное время за вычетом времени простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_P = 8760 - T_{\text{РЕМ}}; \quad (83)$$

$$T_P = 8760 - 2448 = 6312 \text{ ч}$$

где T_{PEM} - время простоя в ремонте, ч;

Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт*ч:

$$W = N_{уст} * T_{уст}; \quad (84)$$

$$W = 1260 * 7000 = 8820000 \text{ МВт} * \text{ч};$$

где $N_{уст}$ - установленная мощность станции;

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

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$K_{ТЭС} = \frac{W}{T_p}; \quad (85)$$

$$K_{ТЭС} = \frac{8820000}{6312} = 1397,3 \text{ МВт},$$

где T_p - число фактической работы, ч.

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{БЛ} = \frac{K_{ТЭС}}{n_{БЛ}}; \quad (86)$$

$$P_{БЛ} = \frac{1397,3}{6} = 232,88 \text{ МВт},$$

где $n_{БЛ}$ - число блоков.

Годовой расход топлива блоками ТЭС на выработку электрической нагрузки в установленном режиме, т у.т./год:

$$B_{VCT} = [b_{XX} * P_H + b_1 * P_{БЛ} + b_2 - b_1 * P_{БЛ} - P_{ЭК}] * T_P * n_{БЛ}; \quad (87)$$

$$B_{VCT} = 0,0244 \cdot 210 + 0,289 \cdot 232,88 + 0,289 - 0,289 \cdot 232,88 - 210 / 6312 \cdot 6 \\ = 68850$$

где b_{XX} - удельный расход условного топлива на холостой ход агрегата, т у.т./МВт*ч;

b_1 и b_2 - относительный прирост расхода топлива соответственно до точки экономической мощности и в зоне перегрузки, т у.т./МВт*ч;

P_H и $P_{ЭК}$ - экономическая и номинальная мощности, МВт.

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

$$B_{HEVCT} = B_{П6-10ч} * n_{П6-10ч} * n_{БЛ} + B_{ПХ.С.} * n_{ПХ.С.} * n_{БЛ}; \quad (88)$$

$$B_{HEVCT} = 140 * 10 * 6 + 250 * 2 * 6 = 11400$$

где $B_{П6-10ч}$ и $B_{ПХ.С.}$ - пусковые потери соответственно при останове на 6 – 10 часов, и при пуске из холодного состояния, т у.т.;

$n_{П6-10ч}$ и $n_{ПХ.С.}$ - число пусков и остановок соответственно на 6 – 10 часов, и из холодного состояния.

Расход топлива на ТЭС, т у.т./год:

$$B = B_{VCT} + B_{HEVCT}; \quad (89)$$

$$B = 1918000 + 11400 = 1929400$$

Затраты на топливо, млн.руб./год:

$$U_T = C * B * 10^{-6}; \quad (90)$$

$$U_T = 650 \cdot 1929400 \cdot 10^{-6} = 1254,11$$

где C – цена топлива, руб./т у.т.

8.3 Расход на оплату труда

Для приближенных расчетов заработной платы по станции можно использовать формулу, млн.руб./год:

$$U_{зп} = N_y * n_y * \Phi_{зп} * 10^{-6}; \quad (91)$$

$$U_{зп} = 1260 * 0,45 * 568332 * 10^{-6} = 322,24$$

где n_y - штатный коэффициент;

$\Phi_{зп}$ - средняя заработная одного работника за год;

8.4 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн.руб./год:

$$U_A = K * H_A; \quad (92)$$

$$U_A = 37236,85 \cdot 0,045 = 1675,65$$

где H_A - средняя норма амортизации станции в целом;

K - капитальные вложения в ТЭС, млн.руб./год;

$$K = [K' + K_{БЛ} * n_{БЛ} - 1] * d_i * k_{ВД}; \quad (93)$$

$$K = 91,85 + 51,93 \cdot 6 - 1 \cdot 1,3 \cdot 81,49 = 37236,86$$

где K' и $K_{БЛ}$ - капитальные вложения, связанные с установкой одного блока головного коэффициента и каждого последующего, млн.руб.;

d_i - коэффициент, учитывающий район размещения;

$k_{уд}$ - коэффициент удорожания в ценах текущего года.

8.5 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту, млн.руб./год:

$$U_{ТР} = K * H_{ТР}; \quad (94)$$

$$U_{ТР} = 37236,85 \cdot 0,06 = 2234,16$$

где $H_{ТР}$ - норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных сложений ТЭС.

8.6 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- 1) Общестанционные и общественные расходы;
- 2) Расходы по охране труда и технике безопасности;
- 3) Налоги и сборы;
- 4) Плата за землю и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учетом единого социального налога, млн.руб./год:

$$U_{ПР} = 0,3 * U_A + U_{ТР} + U_{ЗП} + ЕСН; \quad (95)$$

$$U_{ПР} = 0,3 \cdot 1675,65 + 2234,16 + 383,62 \cdot 0,30 \cdot 383,62 = 1403,115$$

где ЕСН – единый социальный налог, рассчитываемый по ставке 26 % от расходов на оплату труда.

Эксплуатационные расходы составят, млн.руб/год:

$$U_{\text{э}} = 1254,11 + 383,62 + 1675,65 + 2234,16 + 1403,115 = 6950,655$$

Для оценки достоверности расчетов определим удельный вес топливной составляющей:

$$T_{\text{топл}} = \frac{U_T}{U_{\text{э}}}; \quad (96)$$

$$T_{\text{топл}} = \frac{1254,11}{6950,655} = 0,18,$$

Таким образом, топливная составляющая себестоимости занимает около 20 % от полной производственной себестоимости, что позволяет сделать вывод о приемлемости результатов расчета издержек производства.

8.7 Расчет себестоимости единицы электроэнергии

Годовой отпуск энергии с шин электростанции, МВт*ч:

$$W_{\text{ОПТ}} = W * 1 - a_{\text{СН}} ; \quad (97)$$

$$W_{\text{ОПТ}} = 8820000 \cdot 1 - 0,04 = 8467200$$

где $a_{\text{СН}}$ - коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции.

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт*ч:

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{U_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}}; \quad (98)$$

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{6950,655}{8467,2} = 0,82$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт*ч:

$$U_{\text{вып}}^{\text{э}} = \frac{U_{\text{э}}}{W}, \quad (99)$$

$$U_{\text{вып}}^{\text{э}} = \frac{6950,655}{8820} = 0,78,$$

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

$$B_{\text{вып}} = \frac{B}{W}; \quad (100)$$

$$B_{\text{вып}} = \frac{1929400}{8820000} = 0,218$$

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

$$B_{\text{отп}} = \frac{B}{W_{\text{отп}}}; \quad (101)$$

$$B_{\text{отп}} = \frac{1929400}{8467200} = 0,227$$

Таблица 18 – Техничко-экономические показатели станции и себестоимости единицы электроэнергии

Наименование показателя	Значение показателя
Число часов фактической работы турбоагрегата, час	6312
Выработка установленной мощности на ТЭС, МВт*ч	8820000
Средняя нагрузка электростанции, МВт	1397,3
Среднегодовая нагрузка блока, МВт	232,88
Годовой расход топлива, т у.т./год	68850
Потери топлива в неустановленном режиме, т у.т./год	11400
Расход топлива на ТЭС, т у.т./год	1929400
Затраты на топливо, млн.руб./год	1254,11
Расходы по оплате труда, млн.руб./год	322,24
Амортизационные отчисления, млн.руб./год	1675,65
Расходы по ремонтному обслуживанию, млн.руб./год	2234,16
Прочие расходы, млн.руб./год	1403,115
Эксплуатационные расходы, млн.руб./год	6950,655
Годовой отпуск энергии с шин ТЭС, МВт	8467200
Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт*ч	0,82
Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт*ч	0,78
Удельный расход топлива на выработанный кВт*ч, кг у.т./кВт*ч	0,218
Удельный расход топлива на отпущенный кВт*ч, кг у.т./кВт*ч	0,227

8.8 Расчет срока окупаемости станции

Срок окупаемости – это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные затраты покрываются суммарными результатами. Другими словами, это интервал времени, в течение которого

общий объем капитальных затрат остается больше суммы амортизационных отчислений и прироста прибыли предприятия.

Соотношение между доходами и расходами по реализации проекта определяется показателем чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Если ЧДД меньше нуля, то все затраты по проекту окупаются доходами, т.е. данный проект инвестиций можно рекомендовать к практической реализации.

Чистый дисконтированный доход, млн.руб.:

$$\text{ЧДД} = \left([T - U_{\text{отп}}^{\text{э}}] \cdot W_{\text{отп}} + U_{\text{ам}} / \frac{1}{1 + 0,1^n} \right) - K, \quad (102)$$

где T - тариф на отпущенный кВт*ч с учетом планируемой рентабельности, руб./кВт*ч;

$U_{\text{отп}}^{\text{э}}$ - себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт*ч;

$W_{\text{отп}}$ - годовой отпуск энергии с шин станции, МВт;

$U_{\text{ам}}$ - амортизация основных производственных фондов;

n - текущий год;

K - стоимость строительства станции, млн. руб.

$$T = 1,15 \cdot U_{\text{отп}}^{\text{э}}, \quad (103)$$

$$T = 1,15 \cdot 0,82 = 0,943,$$

Продолжение таблицы 19 – Срок окупаемости капитальных вложений с плановым уровнем рентабельности

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Чистый денежный поток	-37236,86	1254,11	1254,11	1254,11	1254,11	1254,11	1254,11	1254,11	1254,11	1254,11	1254,11
Коэффициент дисконтирования $\frac{1}{1+0,1^n}$	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424	0,386
Чистый дисконтированный доход	-37236,86	6370,5	5789,535	5263,85	4787,22	4345,65	3952,5	3647,12	3427,502	3156,245	2799,01
ЧДД нарастающим итогом	-37236,86	-30866,36	-25076,825	-19812,975	-15025,76	-10680,11	-6727,605	-3080,485	347,017	3503,262	6302,272



Рисунок 29 – График ЧДД

Капитальные вложения в проект ТЭС 1260 МВт с шестью блоками К-210-130-3 окупается на восьмой год эксплуатации при условии повышенного уровня рентабельности производства электроэнергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью выпускной квалификационной работы являлось проектирование тепловой части электрической станции мощностью 1260 МВт с блоками К-210-130-3.

Были произведены расчеты:

- тепловой расчет принципиальной тепловой схемы;
- расчет топливного хозяйства Ерковецкой ТЭС;
- технико-экономических показателей электростанции.

Также были рассмотрены вопросы охраны окружающей среды и безопасности проектируемого объекта.

Выгодность строительства данной электростанции следует из того, что сопоставление технико-экономических показателей основного оборудования ТЭС с другим составом оборудования подтверждает экономическую эффективность производства энергии на рассматриваемой станции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Биргер М.И., Вальдберг А.О., Мягков Б.И. Справочник по пыле- и золоулавливанию / М.И. Биргер, А.О. Вальдберг, Б.И. Мягков – М : Энергоатомиздат, 1983. - 312 с.
- 2 2БР // ООО «Регион-Ресурс» URL: <http://krasugol.ru/marki-uglej/ugol-marki-2br> (дата обращения: 12.05.2018).
- 3 История // Администрация Октябрьского района Амурской области URL: <http://www.oktyabr-r.ru/city/history.php> (дата обращения: 03.03.2018).
- 4 СНиП 23.01-99*. Издание. Строительная климатология. – Взамен СНиП 2.01.01 – 82; введ. 2000 – 01 – 01; изм. 2003 – 01 – 01. - М.: Издательство стандартов, 2000. - 79с.
- 5 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов / Е.Я. Соколов. - М.: Издательство МЭИ. 2001. - 445 с.
- 6 Теплофизические свойства воды и водяного пара: С.Л. Ривкин. А.А. Александров. – М: Энергия. 2004. – 424с.
- 7 Фатнева, Ю.В. Теплоснабжение жилого района. Уч–мет пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун–т. 2003. – 35 с.
- 8 Баскаков, А.П. Теплотехника: Учеб. для вузов / А.П. Баскаков, Б.В. Берг, О.К. Витт и др.; Под ред А.П. Баскакова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО «ИД БАСТЕТ», 2010. – 328 с.
- 9 Строительные нормы и правила: Безопасность труда в строительстве: СНиП 12-03-2001: введ. 01.09.2001. - М: ГУП ЦПП, 2001. - 38 с.
- 10 Строительные нормы и правила: Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство: СНиП 12-04-2002: введ. 01.01.2009. - М: ГУП ЦПП, 2003. - 34 с.
- 11 Михайлов, Л.А. Безопасность жизнедеятельности: учебник для вузов / Л.А. Михайлов, В.П. Соломин, А.Л. Михайлов [и др.]; под ред. Л.А. Михайлова. - СПб.: Питер, 2007. - 299 с.

12 Алексеев, В.С. Безопасность жизнедеятельности в вопросах и ответах: учеб. пособие / В.С. Алексеев, Е.О. Мурадова, И.С. Давыдова. - М.: Проспект, 2006. - 206 с.

13 СНиП 23-01-99 Строительная климатология / Госстрой России, ГУП ЦПП, 2000 – 48 с.

14 Судаков Г.В. Бизнес-планирование инвестиционных проектов по строительству ТЭС, котельных и тепловых сетей. Учебное пособие. В двух частях. Часть 1. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2009.

15 Долин П.А. Основы техники безопасности в электрических установках. – М.: Энергия, 1990. – 124 с.

16 ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

17 ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

18 ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

19 Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.

20 ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

21 ГОСТ 14202 - 69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»

22 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

23 Пожарная безопасность. Взрывобезопасность. Справочник./ Под ред. Баратова А.Н. – М: Химия, 1987. – 254 с. 108

24 ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

25 ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

26 ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

27 ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

28 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

29 ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

30 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Выписка из Единого государственного реестра недвижимости о кадастровой стоимости объекта недвижимости

Филиал федерального государственного бюджетного учреждения "Федеральная кадастровая палата Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии" по Амурской области

полное наименование органа регистрации прав

24 июня 2018г.

28/ИСХ/18-190206

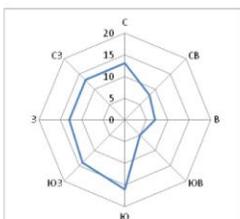
На основании запроса от _____, поступившего на рассмотрение _____, сообщаем, что:

Вид объекта недвижимости:	
Кадастровый номер:	28:19:010711:3299
Адрес:	
Кадастровая стоимость объекта недвижимости по состоянию на 24 июня 2018 г., руб.	12400000
Дата утверждения кадастровой стоимости:	01 октября 2013 г.
Реквизиты акта об утверждении кадастровой стоимости:	01 октября 2013 г., № 466
Дата внесения сведений о кадастровой стоимости в Единый государственный реестр недвижимости:	29 октября 2015 г.
Дата, по состоянию на которую определена кадастровая стоимость (дата определения кадастровой стоимости):	29 октября 2015 г.
Дата подачи заявления о пересмотре кадастровой стоимости:	
Дата начала применения кадастровой стоимости, в том числе в случае изменения кадастровой стоимости по решению комиссии по рассмотрению споров о результатах определения кадастровой стоимости или по решению суда:	
Особые отметки:	—

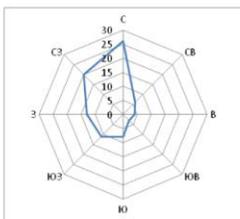
Начальник отдела		Л.А. Машенко
полное наименование должности	подпись	инициалы, фамилия

М. П.

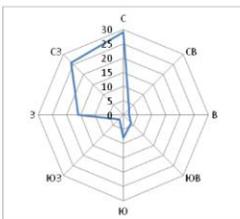
ПОВТОРЯЕМОСТЬ ВЕТРА ПО НАПРАВЛЕНИЯМ ПО СЕЗОНАМ



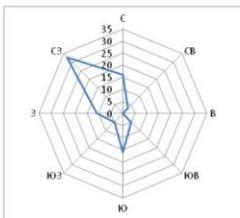
ЛЕТО



ОСЕНЬ



ЗИМА

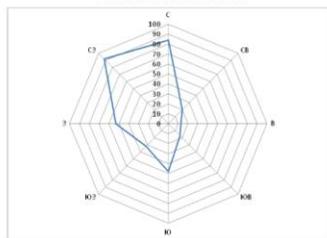


ВЕСНА

СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН РАЗМЕЩЕНИЯ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА



ПОВТОРЯЕМОСТЬ ВЕТРА ПО НАПРАВЛЕНИЯМ ЗА ГОД



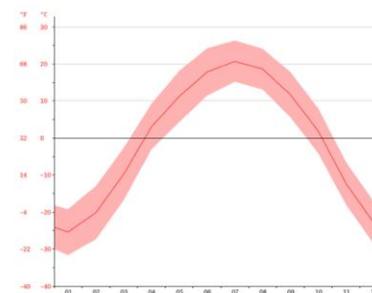
СРЕДНЕМЕСЯЧНАЯ СКОРОСТЬ ВЕТРА

Характеристика	Средняя скорость ветра (м/с)												
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	Год
Средняя	4,9	3,8	3,5	4,9	4,2	3,4	3,0	3,4	3,4	3,9	3,4	2,8	3,7

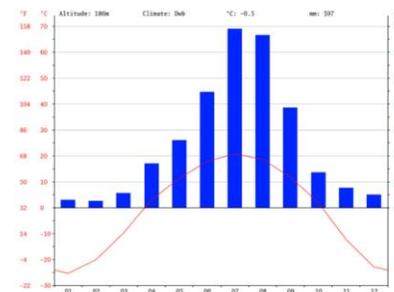
ПОВТОРЯЕМОСТЬ НАПРАВЛЕНИЙ ВЕТРА И ШТИЛЕЙ С. ВАРВАРОВКА

	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Январь	6	1	0	2	3	0	8	11	
Февраль	12	1	0	0	3	0	5	7	
Март	14	0	1	0	1	2	3	10	
Апрель	5	4	0	3	5	4	3	6	
Май	7	2	3	0	2	5	7	4	1
Июнь	5	6	4	2	3	5	1	4	
Июль	3	2	0	1	5	4	8	6	2
Август	5	0	3	2	8	5	4	3	
Сентябрь	1	0	0	2	7	3	5	11	1
Октябрь	7	2	0	2	4	2	3	11	
Ноябрь	8	1	0	1	5	0	3	11	1
Декабрь	11	1	2	2	2	2	3	8	

Годовой график температуры с. Варваровка



Годовой график выпадения осадков в с. Варваровка

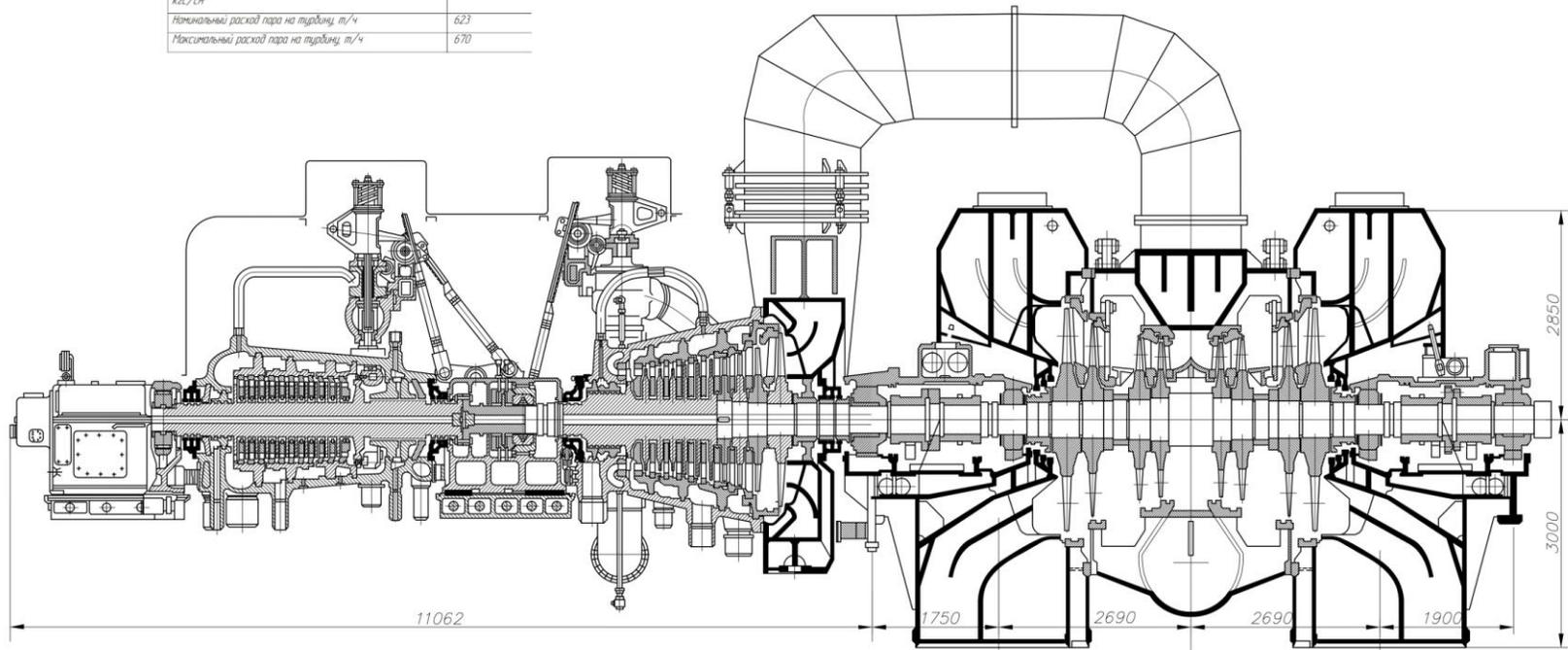


ТЕМПЕРАТУРА ВОЗДУХА И НОРМА ОСАДКОВ С. ВАРВАРОВКА

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Средняя температура (°C)	-25,4	-20,2	-9,8	3	11,2	17,8	20,7	18,6	11,7	1,9	-12,3	-22,9
Минимум температуры (°C)	-31,6	-27,4	-16,8	-3,1	4,3	11,4	15,2	13,1	5,6	-4,1	-18	-28,6
Максимум температуры (°C)	-12,2	-13	-2,7	9,2	18,1	24,2	26,3	24,1	17,8	8	-6,5	-17,2
Норма осадков (мм)	6	5	11	34	52	89	108	133	77	27	15	10

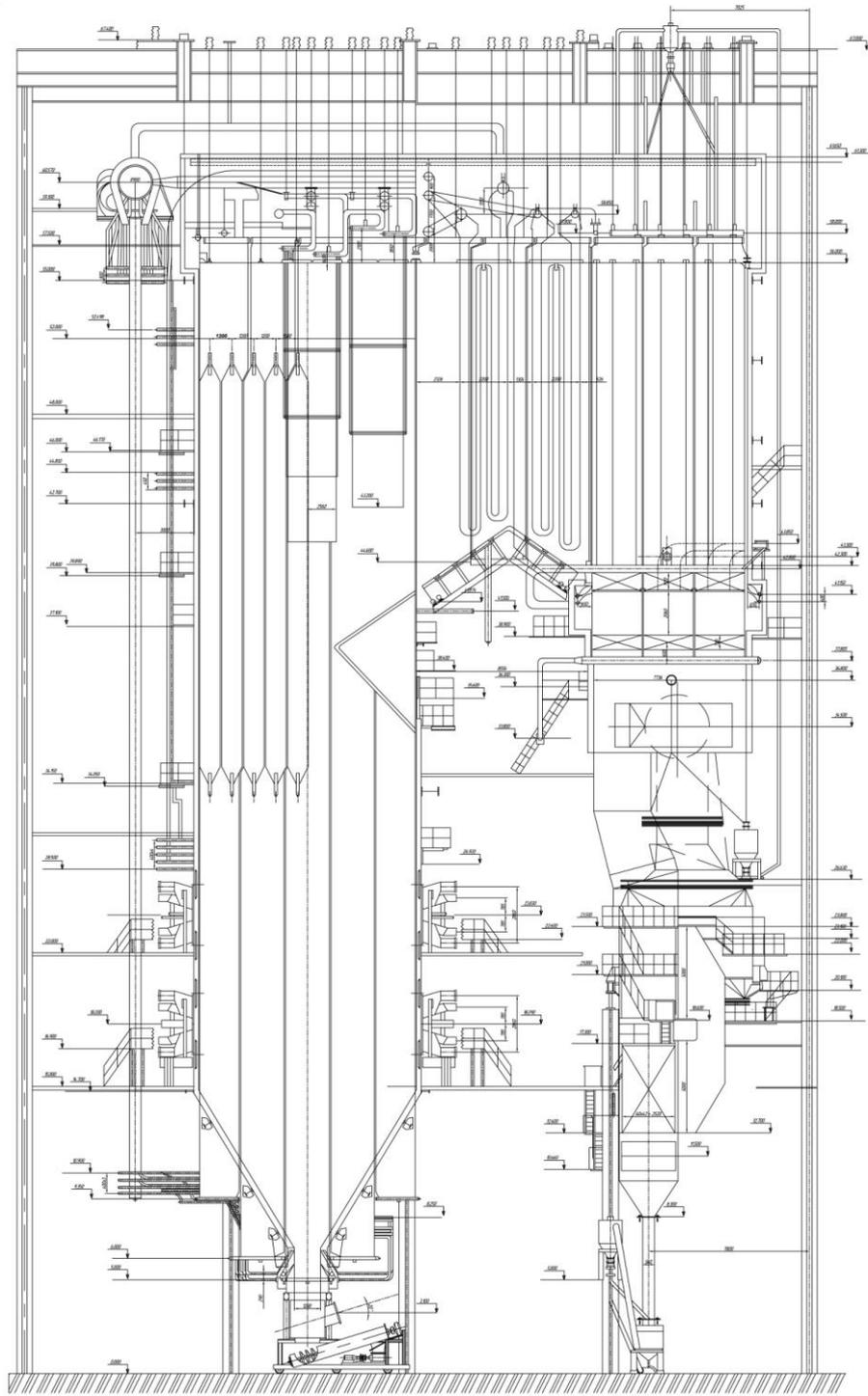
КРП 14.4.137.130301СХ											
№	Имя	Инициалы	Подпись	Дата	Климатические характеристики (климатического района) Амурской области	№	Лист 1	Листов 1			
№	Имя	Инициалы	Подпись	Дата							
Проектировщик: [Имя]					Специфика: Т.Х. Октябрьского района Амурской области	№	Лист 1	Листов 1			
Проверщик: [Имя]											
Инженер: [Имя]					Категория: энергетика						

Параметры турбины К-210-130-3	
Номинальная мощность, МВт	210
Максимальная мощность при нормальных параметрах пара полностью выключенной регенерации, чистой прачной части и температуре охлаждающей воды 12 °С, МВт	220
Скорость вращения, об/мин	3000
Давление перегретого пара перед СК, кгс/см ²	130
Температура перегретого пара перед СК, °С	540
Давление пара на выходе из ЦВД, кгс/см ²	26,3
Температура пара на выходе из ЦВД, °С	324
Давление пара перед ЦВД, кгс/см ²	24,1
Температура пара перед ЦВД, °С	540
Давление в конденсаторе при расчетной температуре охлаждающей воды 12 °С и расчетном расходе 25000 м ³ /ч, кгс/см ²	0,041
Номинальный расход пара на турбину, т/ч	623
Максимальный расход пара на турбину, т/ч	670

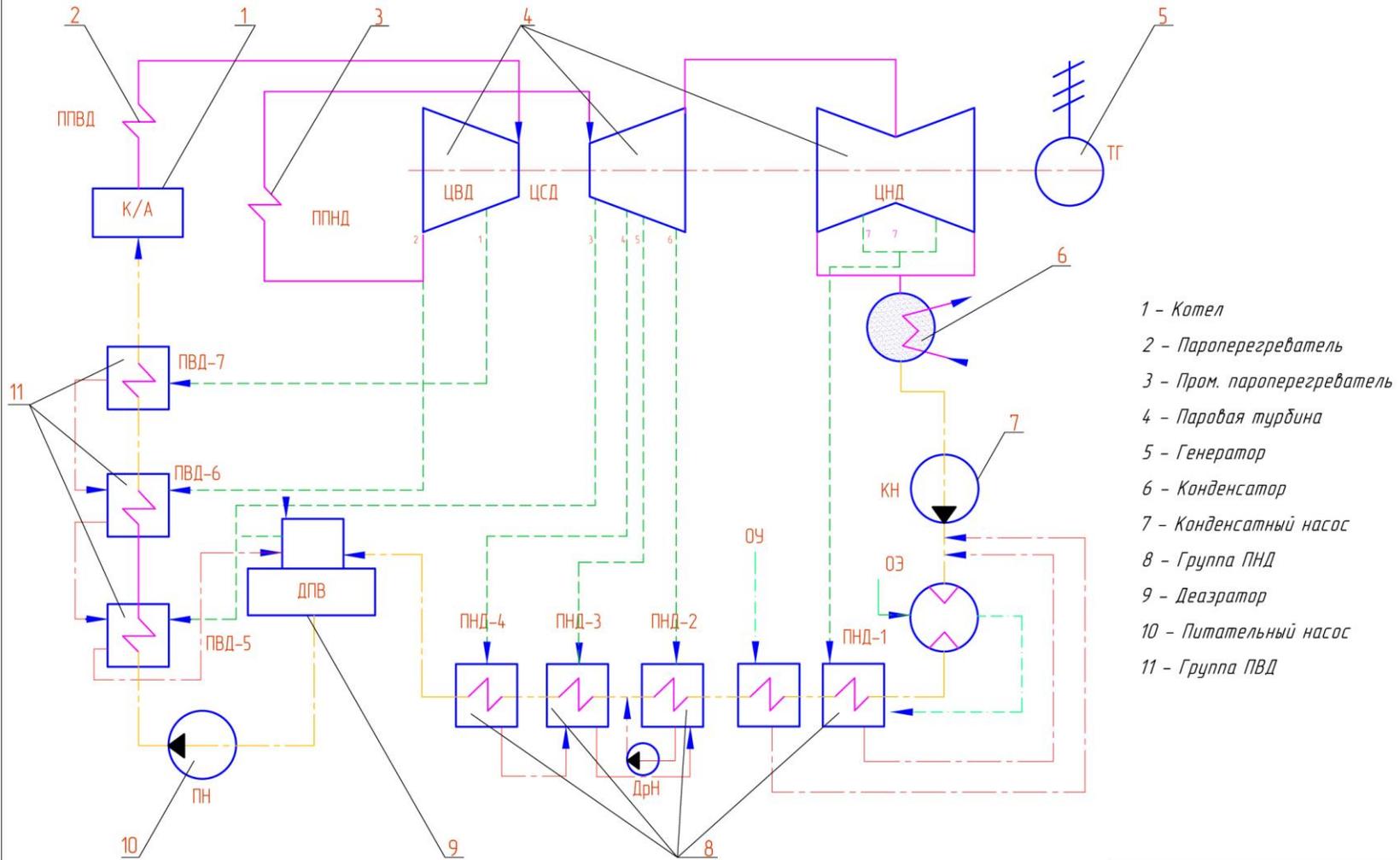


Лист 1
 Лист 2
 Лист 3
 Лист 4
 Лист 5
 Лист 6
 Лист 7
 Лист 8
 Лист 9
 Лист 10
 Лист 11
 Лист 12
 Лист 13
 Лист 14
 Лист 15
 Лист 16
 Лист 17
 Лист 18
 Лист 19
 Лист 20
 Лист 21
 Лист 22
 Лист 23
 Лист 24
 Лист 25
 Лист 26
 Лист 27
 Лист 28
 Лист 29
 Лист 30
 Лист 31
 Лист 32
 Лист 33
 Лист 34
 Лист 35
 Лист 36
 Лист 37
 Лист 38
 Лист 39
 Лист 40
 Лист 41
 Лист 42
 Лист 43
 Лист 44
 Лист 45
 Лист 46
 Лист 47
 Лист 48
 Лист 49
 Лист 50
 Лист 51
 Лист 52
 Лист 53
 Лист 54
 Лист 55
 Лист 56
 Лист 57
 Лист 58
 Лист 59
 Лист 60
 Лист 61
 Лист 62
 Лист 63
 Лист 64
 Лист 65
 Лист 66
 Лист 67
 Лист 68
 Лист 69
 Лист 70
 Лист 71
 Лист 72
 Лист 73
 Лист 74
 Лист 75
 Лист 76
 Лист 77
 Лист 78
 Лист 79
 Лист 80
 Лист 81
 Лист 82
 Лист 83
 Лист 84
 Лист 85
 Лист 86
 Лист 87
 Лист 88
 Лист 89
 Лист 90
 Лист 91
 Лист 92
 Лист 93
 Лист 94
 Лист 95
 Лист 96
 Лист 97
 Лист 98
 Лист 99
 Лист 100

ВКР.14.4.137.130301СХ				Лист	Листов	Масштаб
Продольный разрез турбины К-210-130-3				1	2	1:1
Имя	Дата	№ докум.	Изд.	Вариант		
Проект	Специальное ИС					
Турб	Проектная ИС					
Комп						
Установки						
Специальное	Курсовое ИС					
Имя	Дата ИС					
Проектная организация: ООО «Иркутский завод турбомашин» Адрес: Иркутская область, г. Иркутск, ул. Мухоморова, 10				Ин-т Корпус Этаж		
Копировать				Формат А1		



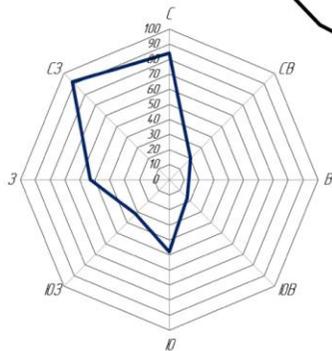
ВКР.144.137.130301СХ						Лист	Масса	Масштаб
Вид	Акс.	№ докум.	Изд.	Дата	Продольный разрез котла	1		
Разработчик	Сотрудник А.В.				ЕП-670-13,8-545 БТ			
Проектировщик	Проектировщик С.В.					Лист	Листов	6
Проверенный	Проверенный А.И.				Проектирование котельных частей	АИ/У		
Специалист	Специалист И.В.				Специалист ТЭЦ Челябинской области	Корпорация Энергетика		



- 1 - Котел
- 2 - Пароперегреватель
- 3 - Пром. пароперегреватель
- 4 - Паровая турбина
- 5 - Генератор
- 6 - Конденсатор
- 7 - Конденсатный насос
- 8 - Группа ПВД
- 9 - Деаэратор
- 10 - Питательный насос
- 11 - Группа ПВД

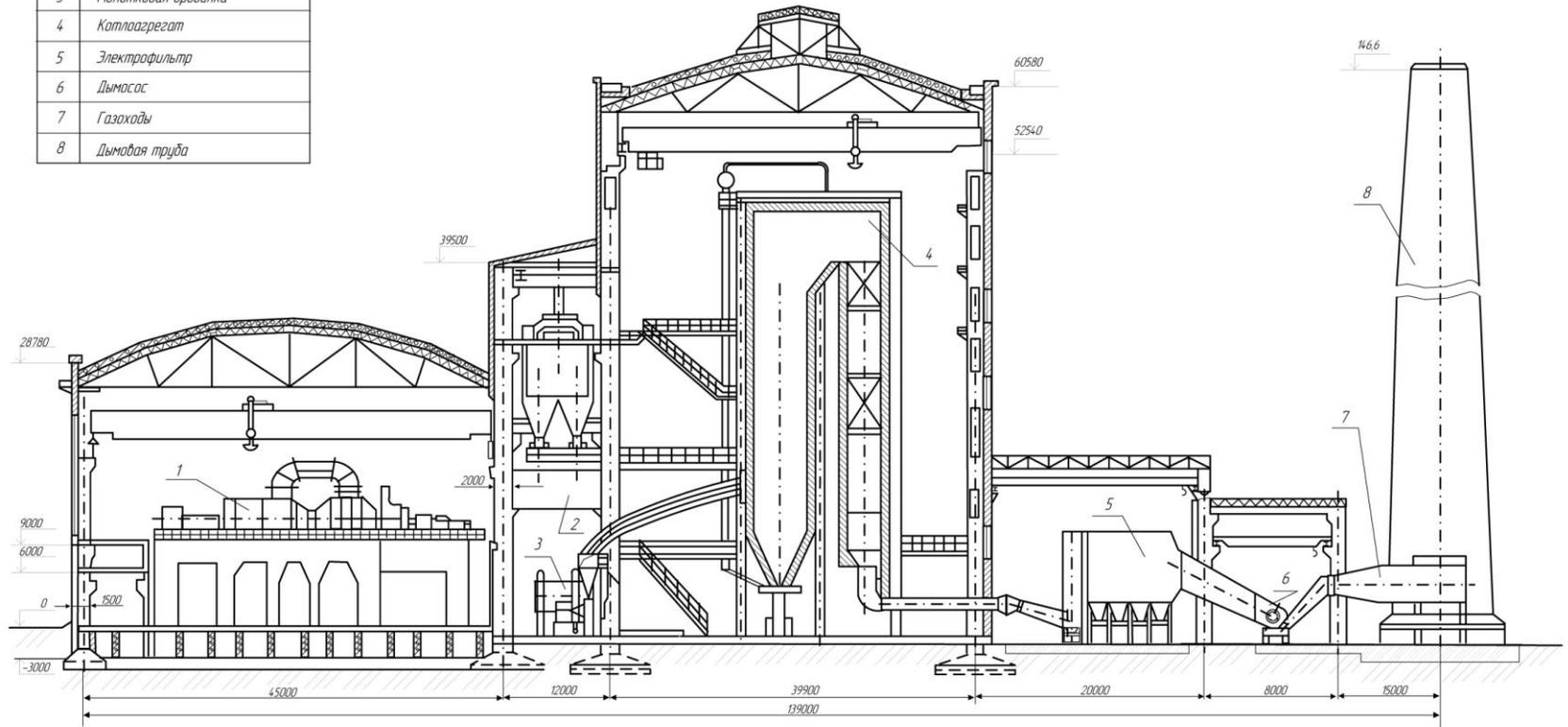
ВКР.14.4.137.130301.СХ				Лист	Масса	Рисунков
Изм.	Дата	Исполн.	Взам.	1		
Разреш.	Специальн. А.В.			п		
Дораб.	Проклюкин С.В.			Лист 2		Листов 6
Контр.						
Проверка						
Контр.	Рябенко А.Г.					
Изд.	Табачникова					
Проектирование выполнял: чл.ц.б. Савинский Г.В. Ленинградский район Амурской области				АмГУ Кафедра энергетики		

- | | |
|-----------------------------------------|---------------------------------------------------|
| 1. Главный корпус | 16. Багетная насосная |
| 2. Дымовые трубы | 17. Цех химводоочистки |
| 3. Дробильный корпус | 18. Главный щит управления |
| 4. Эстакада топливоподачи | 19. Гараж служебного транспорта |
| 5. Галерея ленточных транспортеров | 20. Закрытое складское помещение |
| 6. Масляное и мазутное хозяйство | 21. Вагонопракцидыватель |
| 7. Пожарное ДЕПО | 22. Помещение для обслуживания рабочего персонала |
| 8. Тепловодное ДЕПО | 23. Ремонтные мастерские |
| 9. Административный корпус | 24. Пусковая котельная |
| 10. Открытый склад угля | 25. Железнодорожные пути |
| 11. Ремонтная трансформаторная площадка | 26. Автомобильные пути |
| 12. ОРУ-220 кВ | 27. Проходная административного корпуса |
| 13. ОРУ-500 кВ | 28. Ограждение |
| 14. Отводные каналы | 29. ТСН |
| 15. Насосные станции | 30. РТСН |



ВКР.144.137.130301.СХ					
Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель
Генеральный план	Генеральный план	Генеральный план	Генеральный план	Генеральный план	Генеральный план
Генеральный план Ерковецкой ТЭС					
Проектная организация: АО «Иркутская ТЭЦ-3»					
Адрес: Иркутская область, г. Иркутск, ул. ТЭЦ-3					
Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель
Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель
Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель
Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель
Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель
Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель

Поз.	Обозначение
1	Турбоагрегат
2	Угольный бункер
3	Молотковая дробилка
4	Котлоагрегат
5	Электрофильтр
6	Дымосос
7	Газоходы
8	Дымовая труба



ВКР 144.137.130301СХ					Итого	Масса	Полимер
№ п/п	Наим.	Материал	Вид	Единица	1		
1	2	3	4	5			
Итого							
Компания главного корпуса Горбачевской ТЭС Проектирование металлоконструкций Горбачевской ТЭС Октябрьского района Амурской области							
Инв. № Архив №							