

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« »

2022г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект Бирюсинской ТЭС 990 МВт

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.С. Фоменко

инициалы, фамилия

Тех. контроль

подпись, дата

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« »

2022г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме: «Проект Бирюсинской ТЭС 990 МВт», содержит страниц 99 текстового документа, 16 использованных источников, 4 листа графического материала.

ПАРОВАЯ ТУРБИНА, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ПЕРЕГРЕВ ПАРА, СВЕРХКРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СХЕМА ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ.

Цель работы - разработка проекта тепловой электрической станции, работающей на твердом топливе на сверхкритических параметрах пара, обладающая оптимальными технико-экономическими показателями.

Для решения поставленной задачи был выполнен технико-экономический анализ двух вариантов: блок с турбиной К-330-240 и блок с К-500-240. В качестве основного оборудования выбран блок с турбиной К-330-240.

В процессе работы было экономически обосновано строительство станции; выполнен расчет тепловой схемы, технико – экономических показателей станции; было выбрано основное и вспомогательное оборудование; рассчитаны выбросы загрязняющих веществ в атмосферу; разработаны генеральный план, компоновка главного корпуса, схема выдачи мощности, план главного корпуса. В заключении представлены выводы о проделанной работе.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Технико-экономическое обоснование строительства ТЭС	7
1.1 Актуальность темы выпускной квалификационной работы	7
1.2 Обоснование места строительства и логистика перевозок топлива....	8
1.3 Технико-экономическая оценка состава основного оборудования проектируемой ТЭС.....	10
1.3.1 Расчёт затрат на топливо	11
1.3.2 Эксплуатационные расходы	13
1.3.3 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии	15
1.4 Обоснование технического решения выбора состава основного оборудования	18
1.5 Постановка задач.....	22
2 Расчетная часть.....	23
2.1 Описание тепловой схемы электростанции и подготовка данных к расчету.....	23
2.2 Построение процесса расширения	25
2.3 Расчет принципиальной тепловой схемы	27
2.3.1 Расчет установки по подогреву сетевой воды	27
2.3.2 Определение параметров по элементам схемы	29
2.3.3 Определение предварительного расхода пара на турбину	31
2.3.4 Баланс пара и конденсата	32
2.3.5 Расчет регенеративной схемы ПВД	33
2.3.6 Расчет деаэратора.....	36
2.3.7 Расчет регенеративной схемы ПНД.....	37
2.4 Укрупненный расчет котла	41
2.4.1 Тепловой расчет топочной камеры	48
2.5 Расчет технико-экономических показателей ТЭС.....	53
2.6 Выбор вспомогательного оборудования турбоустановки	56
2.6.1 Выбор питательных насосов.....	56
2.6.2 Выбор конденсатных насосов.....	57

2.6.3	Выбор циркуляционных насосов	59
2.6.4	Выбор сетевых насосов	60
2.6.5	Выбор регенеративных подогревателей	61
2.6.6	Выбор деаэратора.....	62
2.7	Топливное хозяйство	62
2.7.1	Ленточные конвейеры	62
2.7.2	Выбор дробилок	64
2.7.3	Топливные склады	65
2.8	Выбор оборудования пылеприготовления	65
2.8.1	Выбор типа мельниц	65
2.8.2	Выбор схемы пылеприготовления	66
2.8.3	Выбор числа и производительности мельниц.....	66
2.9	Выбор тягодутьевых машин	67
2.9.1	Выбор дутьевых вентиляторов	67
2.9.2	Выбор дымососов.....	68
3	Охрана окружающей среды	70
3.1	Золоулавливание и золоудаление.....	71
3.1.1	Золоулавливание	71
3.1.2	Золоудаление	72
3.2	Расчет выбросов вредных веществ ТЭС.....	73
3.2.1	Расчет содержания оксидов серы в дымовых газах.....	73
3.2.2.	Расчет содержания оксидов азота в дымовых газах.....	75
3.2.3	Расчет содержания бензапирена.....	78
3.2.4	Расчет суммарных выбросов вредных веществ	78
3.3	Выбор дымовые трубы	78
3.4	Расчет рассеивания вредных примесей в атмосфере	80
4	Общая часть	84
4.1.	Выбор схемы технического водоснабжения	84
4.2	Электрическая часть проектируемой ТЭС	85
4.3	Компоновка генерального плана и главного корпуса проектируемой ТЭС.....	88
5.	Экономическая часть	89

5.1. Оценка экономической привлекательности, проектируемой ТЭС.	89
5.2 Анализ чувствительности	93
Список использованных источников	99

ВВЕДЕНИЕ

Тепловые электростанции занимают более 90% общей мощности по выработке электроэнергии в мире. Такое значение достигается простотой и эффективностью работы теплоэнергетики. Успешное развитие теплоэнергетики является приоритетной задачей и в России. Несмотря на развитие альтернативных источников энергии теплоэнергетика также является преобладающим методом получения электроэнергии и достигает 70%. Основными исходными компонентами в данной отрасли являются углеводороды, к которым относятся нефть, газ и ископаемый уголь.

Цель современной угольной энергетики является обеспечение максимального КПД проектируемых станций. Пути достижения этой цели многообразны и направлены, в основном, на совершенствование базового цикла, по которому работают все паротурбинные установки.

Несмотря на распространенность тепловых электростанций, у них существуют технологические и экологические ограничения затрудняющие дальнейшее развитие данной отрасли. По данной причине основной задачей, поставленной перед инженерами в теплоэнергетике, является повышение коэффициента полезного действия как отдельных энергоблоков, так и всей электростанции, а также уменьшения выбросов путем минимизации опасных выбросов или применение альтернативных источников для получения энергии.

Подобные решения необходимы в ближайшее время, из-за существенного увеличения производства с большими затратами электроэнергии. Развитие электростанций должно быть одним технологическим уровнем с современными производствами, для поддержания эффективного развития всего общества.

В данной работе представлен проект пылеугольной ТЭС установленной энергетической мощностью 990 МВт, состоящей из трех энергоблоков по 330 МВт на сверхкритические параметры пара. Проектируемая электростанция располагается в Иркутской области, где наблюдается сильный дефицит электрических мощностей из-за многочисленных угледобывающих и промышленных предприятий.

1 Технико-экономическое обоснование строительства ТЭС

1.1 Актуальность темы выпускной квалификационной работы

Актуальность проекта обосновывается целями и задачами генеральной схемы размещения объектов в России электроэнергетики до 2030 года.

Согласно схеме территориального планирования Российской Федерации, в области энергетики в Иркутской области, в Тайшетском районе к 2030 году планируется новое строительство Бирюсинской ТЭС электрической мощностью 990 МВт. Назначение проектируемой станции – покрытие прогнозного дефицита мощности в Иркутской области.

Иркутская область является ключевым регионом в области тяжелой промышленности. Основными направлениями развития являются металлургия, добыча и переработка углеводородов. Также область является крупным транспортным узлом соединяющий центральную часть России с Дальним Востоком.

Иркутская область занимает большую часть в электроэнергетическом секторе Сибирского Федерального округа. По данным на 2021 год общие затраты Иркутской области занимают 30% из-за описанных выше причин. Таким образом каждый житель Иркутской области потребляет в 3 раза больше электроэнергии чем в среднем по России, что также подтверждает тезис о необходимости обеспечения стабильной энергосистемы в данном регионе для дальнейшего развития.

Оператор электроэнергии Иркутской области (Объединённая энергетическая система) в начале февраля текущего года сообщил в рекордном потреблении энергии в регионе. Данный рекорд был установлен по следующим причинам:

1. Увеличения энергопотребления на обеспечения жилых и нежилых помещений. Данную динамику можно провести по основным пиковым нагрузкам в утреннее время в регионе. В феврале 2022 года при температуре -29,6 °С общие затраты электроэнергии превысили 9 ГВт, что превышает аналогичные затраты в прошлом году при температуре -30 °С на 95 МВт и на 444 МВт при температуре в -21 °С. Оператор связывает подобную динамику с ростом электроприборов и неэффективной системы теплоизоляции помещений.

2. Увеличение технологических мощностей местных производств. Расширение алюминиевого Тайшетского завода, за счет введение новой линии производства в начале 2021 года увеличит общие затраты электроэнергии к 2022 году на 780 МВт, что составляет около 17% общих энергетических затрат

на данном заводе. Подобное расширение является лишь конечной стадией переработки. Стоит отметить, что подобное увеличение нагрузки произошло в системах горнодобывающей и транспортно-логистической отрасли занимающей металлургией.

Таким образом, общие затраты электроэнергии в Иркутской области возросли за январь 2022 года на 6,1 % или на 6,2 МВт·ч относительно аналогичного периода за 2021 год. Затраты полезной электроэнергии в 2022 также возросли в среднем на 8,2% относительно рассмотренных ранее периодов.

Стоит отметить что подобное увеличение энергопотребление не отражает общий тренд развития производственной и экономической составляющей Иркутской области из-за заморозки строительства и ввода в эксплуатацию некоторых производственных объектов, но это позволяет оценить максимальные потребности региона в электроэнергии для эффективного обеспечения региона.

Рост объемов потребления электроэнергии показывает необходимость введения новых мощностей для покрытия, существующего дефицита электрической энергии, а также создания электрического запаса с учетом промышленных предприятий и роста населения.

1.2 Обоснование места строительства и логистика перевозок топлива

Предполагаемое место строительства электростанции – Иркутская область, Тайшетский район, г. Бирюсинск. Подобный выбор обосновывается следующими географическими особенностями:

1. Город располагается на пути движения железнодорожной магистрали, которая позволит минимизировать логистические затраты угля на производство;
2. Ближайшее расположение пресноводной реки Бирюса, позволяющее использовать данную акваторию для технологических нужд.

Отдельного внимания заслуживает вопрос перевозки топлива до места строительства станции.

Иркутская область располагает значительными ресурсами и запасами каменного и бурого углей. Прогнозные ресурсы угля составляют 27,9 млрд т. Разведанные балансовые запасы угля (14,7 млрд. т) представлены главным образом каменными углями (11,7 млрд. т). Обеспеченность запасами угля в области при существующих уровнях добычи составляет 600 лет.



Рисунок 1 – Место строительства проектируемой станции

Основной объем добычи производится на трех месторождениях Иркутского бассейна: Черемховском, Азейском, Мугунском.

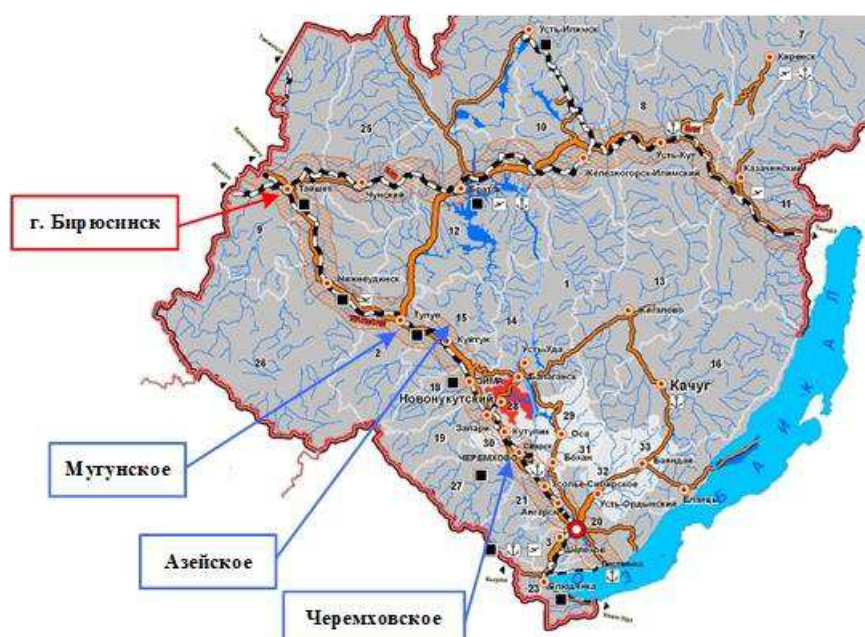


Рисунок 2 – Размещение угольных разрезов

Черемховское каменноугольное месторождение находится вблизи г.Черемхово. Уголь залегает неглубоко (на глубине не более 100 м), добывается открытым способом и относится к типу жирных длиннопламенных углей, содержащих около 50 % летучих веществ. Расстояние от г. Черемхово до г. Бирюсинск по жд путям составляет 549 км.

Азейское бурогоугольное месторождение находится в Тулунском районе, между железнодорожными станциями Нюра и Шерагул, на площади около 200 км². Угольные пласты мощностью до 15 м залегают на глубине в среднем 16

м. Месторождение разрабатывается Азейским и Тулунским разрезами общей мощностью около 15 млн. т. Расстояние от Азейского месторождения до г. Бирюсинск составляет 282 км.

Мугунское бурогольное месторождение находится в 25 км к юго-западу от г.Тулуна. Северная граница проходит вдоль Транссибирской магистрали между железнодорожными станциями Будагово и Утай. Сейчас на нем добывается 2,5 млн. т угля. Доступный ежегодный объемом добычи составляет от 10 до 30 млн. т угля. Расстояние от Мугунского месторождения до г. Бирюсинск составляет 295 км.

Характеристики топлив рассмотренных месторождений приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Теплотехнические характеристики топлив

Бассейн	Марка	W _p , %	A _p , %	Выход летучих, %	Теплота сгорания, кДж/кг	Температурные характеристики золы, °C		
						t ₁	t ₂	t ₃
Черемховский	Д, ДР, СШ,	15	29,8	47	16410	1170	1320	1430
Азейский	ЗБ, Р	25	16,5	48	15990	1200	1340	1420
Мугунский	ЗБ, Р	22,2	16,9	48,2	15670	1125	1310	1400

Черемховский и Азейский угли потребляются предприятиями топливно-энергетического комплекса Приангарья. Поэтому в качестве основного топлива выбор останавливается на Черемховском угле, так как на этом месторождении добывается каменный уголь, который подходит для данной реализации станции, а также возможность поставки угля на станцию по железнодорожной дороге позволит снизить расходы на транспортировку.

1.3 Технико-экономическая оценка состава основного оборудования проектируемой ТЭС

При проектировании тепловой электрической станции необходимо выбрать наиболее экономичный вариант основного оборудования. Так, для строительства Бирюсинской ТЭС были рассмотрены 3 потенциальных варианта оборудования: три блока К-330-240, два блока К-500-240. Все блоки работают на одном топливе.

Исходные данные технико-экономической оценки приводятся в таблице 2.

Таблица 2 – Данные для проведения технико-экономической оценки

Параметр	Значение	
	Вариант 1	Вариант 2
Электрическая нагрузка, МВт	990	
Место строительства	г. Бирюсинск, Тайшетский район	
Состав оборудования	три блока К-330-240	два блока К-500-240
Среднегодовая длительность простоя оборудования в ремонтах, ч/год	482	526
<i>Коэффициенты и нормы:</i>		
Ориентировочный коэффициент	0,93	0,72
Фонд оплаты труда на одного работника, руб/год	1406308,8	
Обязательные страховые выплаты от ФОТ, %	30	
Коэффициент удорожания капитальных вложений	1	
Средняя норма амортизации энергоблока, %	6,67	
Коэффициент, закладываемый на текущий ремонт от капвложений, %	5	
<i>Топливо:</i>		
Цена топлива, руб/т нат.т	2000	
Теплота сгорания топлива, ккал	3919,46	
Топливный эквивалент	0,56	
Цена за условное топливо, руб/т у.т.	3571,9	

Основным является первый вариант, а сопоставляемыми – второй вариант. Поэтому сначала производится расчет для основного варианта оборудования.

1.3.1 Расчёт затрат на топливо

Для проведения расчета затрат основного топлива произведём расчет общего полезного времени работы всего оборудования с учетом простоя по следующей формуле, час/год:

$$T_p = 8760 - n_{\text{бл}} \cdot T_{\text{рем}} = 8760 - 3 \cdot 482 = 7314 \quad (1.1)$$

где $T_{\text{рем}}$ – время на проведение текущего ремонта, час

Общее количество электроэнергии, производимое на ТЭС, МВт·ч:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст} = 990 \cdot (7314 - 400) = 6844860 \quad (1.2)$$

где $N_{уст}$ – номинальная мощность, МВт;

$T_{уст}$ – время работы оборудования в заданном режиме, ч. Для минимизации погрешности при расчете установим дополнительный резерв времени из-за возможных возникновений аварий на оборудовании. Среднее значение резерва составляет 400 часов.

Среднее количество электроэнергии, вырабатываемое на ТЭС, МВт:

$$P_{тэс} = \frac{W}{T_p} = \frac{6844860}{7314} = 935,86 \quad (1.3)$$

где T_p – время работы оборудования, ч:

Рассчитаем среднюю нагрузку на каждый энергоблок ТЭС, МВт:

$$P_{бл} = \frac{P_{тэс}}{n_{бл}} = \frac{935,86}{3} = 311,95 \quad (1.4)$$

где $n_{бл}$ – количество энергоблоков:

Исходя из общей нагрузки на каждый энергоблок произведём расчет необходимого объема топлива для работы в постоянном режиме, т у.т./год:

$$B_{уст} = (b_{хх} \cdot P_{н} + b_1 \cdot P_{бл} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{бл} - P_{эк})) \cdot T_p \cdot n_{бл} = \quad (1.5)$$

$$= (0,025 \cdot 330 + 0,293 \cdot 311,95 + (0,293 - 0,293) \cdot (311,95 - 300)) \cdot 7314 \cdot 3 = 2186565,48$$

где $b_{хх}$ –необходимый расход топлива, при условии холостого хода, т у.т./МВт*ч.;

b_1 и b_2 –прирост массы топлива до увеличения мощности в зоны экономической необходимости и перегрузки соответственно, т у.т./МВт*ч.;

$P_{эк}$ и $P_{н}$ – экономическая и номинальная мощности, МВт

Произведем оценку потерь топлива из-за работы установки в неустановившемся режиме, т у.т./год:

$$B_{неуст} = B_{П6-10ч} \cdot n_{П6-10ч} \cdot n_{бл} + B_{Пх.с.} \cdot n_{Пх.с.} \cdot n_{бл} = 0 \cdot 10 \cdot 3 + 150 \cdot 2 \cdot 3 = 3450 \quad (1.6)$$

где $B_{П6-10ч}$, $B_{Пх.с.}$ – потери топлива при пуске из остановки на 6 часов и при пуске из холодного состояния, т у.т.;

$n_{П6-10ч}$, $n_{Пх.с.}$ - число пусков и остановов соответственно на 6-10 часов и из холодного состояния

Таким образом общий расход топлива на исследуемом варианте составит, т у.т./год:

$$B = B_{уст} + B_{неуст} = 2186565,48 + 3450 = 2190015,48 \quad (1.7)$$

1.3.2 Эксплуатационные расходы

Расчет эксплуатационных затрат будем проводить исходя из общих затрат на объемы топлива и необходимого количества обслуживающего персонала с учетом введения постоянного обслуживания и проведения диагностики, и ремонта.

Общие затраты на закупку топлива оценим по следующей формуле, млн. руб./год:

$$U_m = Ц \cdot B \cdot 10^{-6} = 3571,9 \cdot 2190015,48 \cdot 10^{-6} = 7822,56 \quad (1.8)$$

где Ц – цена единицы топлива с учетом доставки до места производства, руб./т.у.т.

Для оценки заработной платы персонала воспользуемся оценочной формулой исходя из средней зарплаты одного рабочего, млн. руб./год:

$$U_{зн} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{зн} \cdot 10^{-6} = 990 \cdot 0,93 \cdot 1406308,8 \cdot 10^{-6} = 1364,4 \quad (1.9)$$

где n_y – штатный коэффициент, чел./МВт;

$\Phi_{зн}$ – фонд оплаты труда на одного работника

Величина амортизационных отчислений рассчитаем по следующей формуле, млн. руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a = 81600 \cdot 0,0667 = 5440 \quad (1.10)$$

где H_a – норма амортизации оборудования;

К – капитальные вложения, рассчитываемые по следующей по формуле млн. руб./год:

$$K = (K' + K_{\text{обл}} \cdot (n_{\text{обл}} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{yd} = (32000 + 18000 \cdot (3 - 1)) \cdot 1,2 \cdot 1 = 81600 \quad (1.11)$$

где K' ; $K_{\text{бл}}$ – капитальные вложения, связанные с установкой одного блока головного и каждого последующего, млн. руб.;

$d_i = 1, 2$ – коэффициент, учитывающий район размещения;

$k_{\text{уд}}$ – коэффициент инфляции оборудования в рассматриваемом периоде удорожания.

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

$$U_{\text{mp}} = K \cdot H_{\text{mp}} = 81600 \cdot 0,05 = 4080 \quad (1.12)$$

где $H_{\text{тр}}$ – Коэффициент, закладываемый на текущий ремонт от капвложений.

Также для оценки эксплуатационных затрат необходимо провести расчет прочих расходов, к которым относят:

1. Затраты на обслуживание производства и рабочих помещений;
2. Затраты на систему техники безопасности;
3. Затраты на налоги при эксплуатации производства.

Величина данных затрат для аналогичного производства может варьироваться в пределах 20-30% от других эксплуатационных затрат, описанных выше. Оценку данных затрат произведем по следующей формуле, млн. руб./год:

$$U_{\text{np}} = 0,2 \cdot (U_a + U_{\text{mp}} + U_{\text{зн}}) + \text{СОЦ} = 0,2 \cdot (5440 + 4080 + 1364,4) + 409,32 = \\ = 21702,48 \quad (1.13)$$

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

$$\text{СОЦ} = H_{\text{св}} \cdot U_{\text{зн}} = 0,3 \cdot 1364,4 = 409,32 \quad (1.14)$$

где $H_{\text{св}}$ – ставка оплаты взносов

Таким образом произведем общий расчет всех эксплуатационных затрат с учетом распределения по основным статьям расхода по следующей зависимости, млн. руб./год:

$$U_{\text{э}} = U_{\text{т}} + U_{\text{зн}} + U_a + U_{\text{mp}} + U_{\text{np}} = 7822,56 + 1364,4 + 5440 + 4080 + \\ + 2586,2 = 21702,48 \quad (1.15)$$

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

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

U_a – амортизация основных производственных средств;

$U_{тр}$ – расходы на ремонт оборудования;

$U_{пр}$ – прочие расходы.

Для подтверждения результатов расчета произведём расчет удельного веса себестоимости производства по общему количеству топлива:

$$T_{уд.в} = \frac{U_m}{U_{\Sigma}} = \frac{7822,56}{21702,48} = 0,36 \quad (1.16)$$

1.3.3 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии

Расчет себестоимости электроэнергии производится для оценки экономических показателей всего производства и стабильности его работы в разных экономических условиях.

Общее количество электроэнергии, отпускаемое с ТЭС, МВт·ч:

$$W_{отп} = W \cdot (1 - a_{сн}) = 6844860 \cdot (1 - 0,04) = 6571065,6 \quad (1.17)$$

где $a_{сн}$ – количество электроэнергии, затрачиваемое производством на собственные нужды.

Себестоимость конечной электроэнергии, руб./кВт·ч:

$$U_{отп}^{\Sigma} = \frac{U_{\Sigma}}{W_{отп}} = \frac{21702,48}{6571065,6} = 3,3 \quad (1.18)$$

Себестоимость выработки электроэнергии, без учета затрат на собственные нужды руб./кВт·ч:

$$U_{выр}^{\Sigma} = \frac{U_{\Sigma}}{W} = \frac{21702,48}{6844860} = 3,17 \quad (1.19)$$

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

$$B_{выр} = \frac{B}{W} = \frac{2190015,48}{6844860} = 0,32 \quad (1.20)$$

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

$$B_{\text{отн}} = \frac{B}{W_{\text{отн}}} = \frac{2190015,48}{6571065,6} = 0,33 \quad (1.21)$$

Произведём аналогичный расчет для других выбранных вариантов оборудования. Общие результаты расчета приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Техничко-экономические показатели

Параметр	Значение	
	Вариант 1	Вариант 2
Состав оборудования	три блока К-330-240	два блока К-500-240
Число часов работы основного оборудования, ч	7314	7350
Число часов использования установленной мощности, ч	6914	6950,2
Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт·ч	6844860	6880696,96
Средняя нагрузка электростанции, МВт	935,86	936,12
Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт	311,95	468,06
Годовой расход топлива на ТЭС, т.у.т./год	2186565,48	2191984,04
Потери топлива в неустановившемся режиме, т.у.т./год	3450	3800
Годовой расход топлива на ТЭС, т.у.т./год	2190015,48	2195784,04
Капитальные вложения в ТЭС, млн.руб	81600	89160
Затраты на топливо, млн.руб/год	7822,56	7843,17
Затраты на оплату труда, млн.руб/год	1364,4	1002,42
Обязательные страховые выплаты, млн.руб/год	409,32	300,73
Амортизационные отчисления, млн.руб/год	5440	5944
Расходы на ремонт основных средств, млн.руб/год	4080	4458
Прочие расходы, млн.руб/год	2586,2	2581,61
Итого эксплуатационные расходы, млн.руб/год	21702,48	22129,92

Окончание таблицы 3

Удельный вес составляющей себестоимости, $T_{уд} > 50\%$	0,36	0,35
Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт·ч	6571065,6	6571065,6
Себестоимость отпущенной энергии, руб/кВт·ч	3,3	3,37
Себестоимость выработанной энергии, руб/кВт·ч	3,17	3,22
Удельный расход условного топлива на выработанный, кВт·ч	0,32	0,32
Удельный расход условного топлива на отпущенный, кВт·ч	0,33	0,33

Таким образом эффективным вариантом является первый вариант – три блока К-330-240, в виду меньших капвложений и приведенных затрат основного оборудования.

Общий экономический эффект из-за внедрения установки рассчитаем по следующей формуле, млн руб.:

$$\mathcal{E}_{\text{макр}} = \mathcal{E}_c - \mathcal{E}_p = 89160 - 81600 = 7560 \quad (1.22)$$

где \mathcal{E}_c – приведенные (расчетные) затраты по рекомендуемому второму варианту, млн.руб.;

\mathcal{E}_p – приведенные (расчетные) затраты по сопоставляемому третьему варианту, млн.руб.

Экономический эффект на микроуровне (для станции), млн руб./год:

$$\mathcal{E}_{\text{х.р.}} = (U_{\text{рек}}^{\text{э}} - U_{\text{соп}}^{\text{э}}) \cdot W_{\text{рек}} = (3,37 - 3,3) \cdot 6844860 \cdot 10^{-3} = 427,433 \quad (1.23)$$

где $U_{\text{рек}}^{\text{э}}$ – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по рекомендуемому варианту, руб./кВт·ч.;

$U_{\text{соп}}^{\text{э}}$ – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по сопоставляемому варианту состава основного оборудования, руб./кВт·ч.;

$W_{\text{рек}}$ – годовой отпуск электроэнергии по рекомендуемому варианту, МВт·ч.

Для дальнейших расчетов принимается вариант с тремя энергоблоками К-330-240.

1.4 Обоснование технического решения выбора состава основного оборудования

Основным конкурентоспособности региона является низкая стоимость электроэнергии. Данный показатель достигается повышением эффективности работы всего производственного оборудования, путем использования современных установок с повышенным КПД. Также на низкую себестоимость влияют факторы близкого расположения природных ресурсов высокого качества, используемые в теплоэнергетике в качестве топлива. Помимо этого, немаловажной составляющей являются использование технологий, позволяющие минимизировать выбросы в атмосферу.

Выбросы продуктов горения на тепловых электростанциях является крайне важной проблемой, решения которой позволит не только использовать ТЭС ближе к населенным пунктам, но и продлить срок использования углеводородных энергоносителей в целом.

Существует два основных направления уменьшения выбросов. К первому относят установку специальных улавливающих фильтров, которые не позволяют загрязняющим веществам покидать производство и утилизироваться на специальных объектах или использоваться повторно. Вторым направлением выделяют использование альтернативных видов топлива, которые не выделяют аналогичное количество загрязняющих веществ в атмосферу.

Решение данного вопроса является не только экономической, но экологической проблемой. Поэтому вопрос уменьшения вредных веществ в атмосферу является очень важной задачей.

Мировой опыт использования котельных агрегатов с камерной топкой и жидким шлакоудалением показал, что при температуре ядра факела около 1700 °С, необходимой для плавки золы различных топлив, образуются не только оксиды азота, но и воздушные оксиды, которые повышают общую концентрацию NO_x. Выбросы NO_x с жидким шлакоудалением обычно в 1,5-2 раза выше, чем в классических топках с твердым шлакоудалением. Поэтому применение топок с ЖШУ на сегодняшний день не рекомендуется, и происходит обратный переход на топки с ТШУ, а также использование других типов их, таких как, например, топка с циркулирующим кипящим слоем или кольцевая топка.

Популярным на сегодняшний день способом снижения выбросов вредных веществ в атмосферу, а также улучшения экономичности проектируемой станции является переход на парогазовый цикл. При этом КПД таких станций значительно выше и может достигать 60 %. Но ограничения, связанные с топливом. Иркутская область не является газифицированным регионом, поэтому использование станций, работающих на парогазовом цикле невозможно.

Рассмотрим два варианта котельного агрегата, работающих на каменном угле с традиционной прямоугольной топкой и с кольцевой топкой. Их достоинства и недостатки приведены в таблице 4.

Таблица 4- Сравнение котлов с различными топками

Котел с кольцевой топкой	Котел с традиционной прямоугольной топкой
<ul style="list-style-type: none"> - рассредоточение факела по горизонтали позволяет уменьшить нагрев внутреннего пространства, что позволяет уменьшить интенсивность шлакования поверхностей нагрева; -теплопередача топки повышена на 20% по сравнению с обычными топками, что позволяет снизить высоту топки на 30-40% и металлоемкость и стоимость до 10%; - в кольцевой топке отсутствует активное касание факелом внутреннего и наружного экранов, что позволяет производить сепарацию невоспламенившихся частиц в холодную воронку; - КПД достигает 92-94%. 	<ul style="list-style-type: none"> -двойной фронт выхода газа из топок Т-образной компоновки уменьшает высоту газовых окон; -большая металлоемкость и стоимость; - в такой компоновке увеличивается длина и возрастает стоимость паропроводов; - в лучших моделях при оптимальном режиме максимальный КПД составляет 81-84%; - тангенциальный подвод аэросмеси позволяет равномерно тепловые потоки по всем стенам топки.

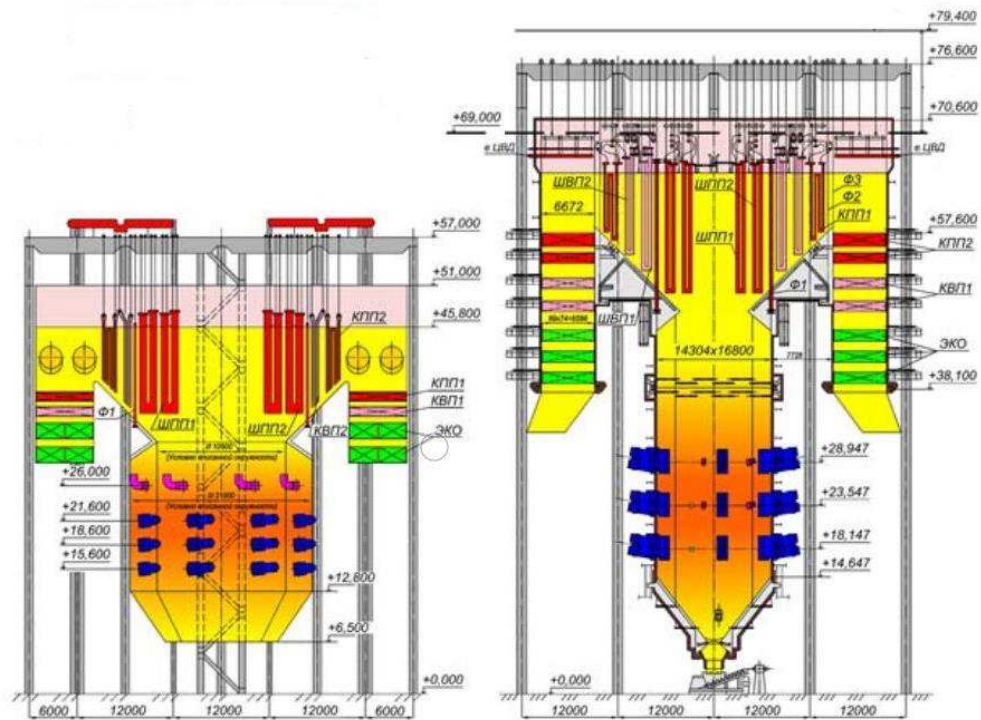


Рисунок 3 – Сравнение котлов для блока 350 МВт

Учитывая вышеперечисленное, для обеспечения высокого КПД станции и минимальной себестоимости единицы энергии, а также снижения выбросов вредных веществ принимается следующий вариант оборудования для проектируемой ТЭС: паровая турбина К-330-240 и паровой котел с кольцевой топкой Пп-1050-25,5-565 КЦ.

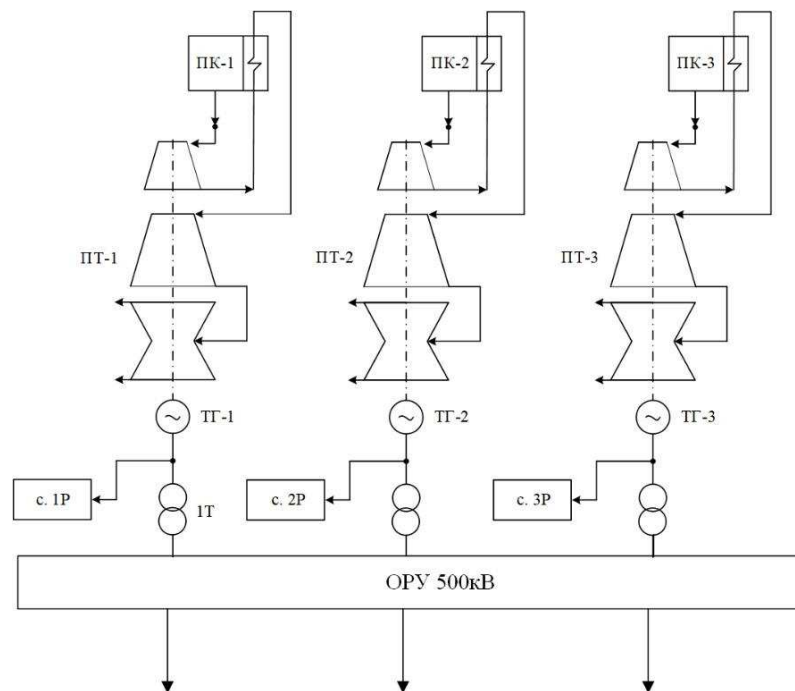


Рисунок 4- Структурная схема станции

В качестве основной турбины выберем турбину со следующими характеристиками:

- Номинальная мощность 330 МВт
- Исходное давление пара 23,5 МПа
- Для энергопитания турбины используется турбогенератор с водородно-водяным охлаждением с максимальной мощностью 350 МВт

Турбина представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат с тремя выхлопами в один общий конденсатор (рисунок 5). Свежий пар подводится в среднюю часть ЦВД турбины через два блока стопорных и регулирующих клапанов, расположенных по обе стороны цилиндра. По выходе из ЦВД пар отводится для промежуточного перегрева в котлоагрегат, из которого направляется в ЦСД через две паровые коробки. ЦСД - прямоточный и конструктивно выполнен из трех частей, ЦНД - двухпоточный.

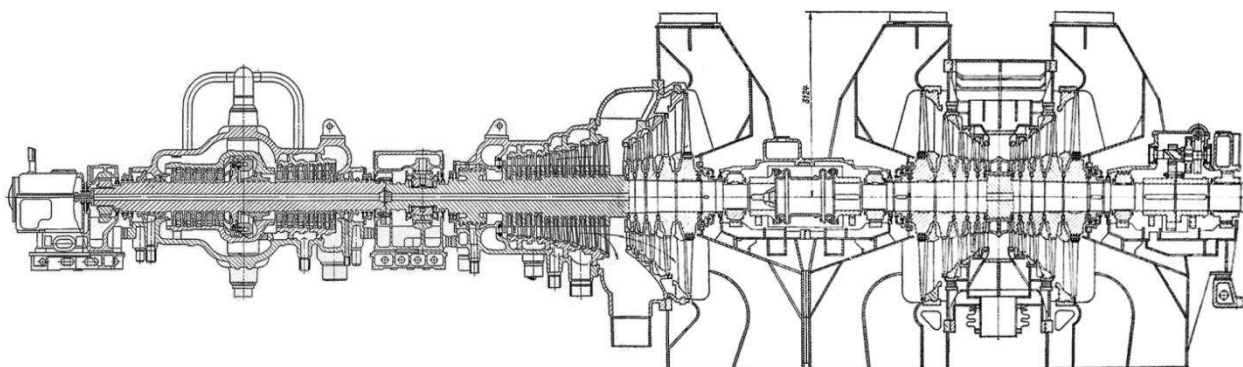


Рисунок 5 – Паровая турбина К-330-240

Прямоточный паровой котел Пп-1050-25,5-565 КЦ производства ОАО («ЗиО») «Подольский машиностроительный завод» на сверхкритические параметры пара с паропроизводительностью 1050 т/ч, с давлением острого пара 25,5 МПа.

Главной отличительной характеристикой данной конструкции является внешняя стенка, исполненная в виде восьмигранника. Подобный вид позволяет не только увеличить общую площадь контакта для быстрого охлаждения установки, но и является максимально близким к круглым участкам для аэродинамической эффективности установки.

Незанятые участки заполняются дополнительным воздухом, необходимым для горения, что увеличит интенсивность процесса горения при меньших затратах энергии.

Общая схема котла Пп-1050-25,5-565КЦ представлена на рисунке 6.

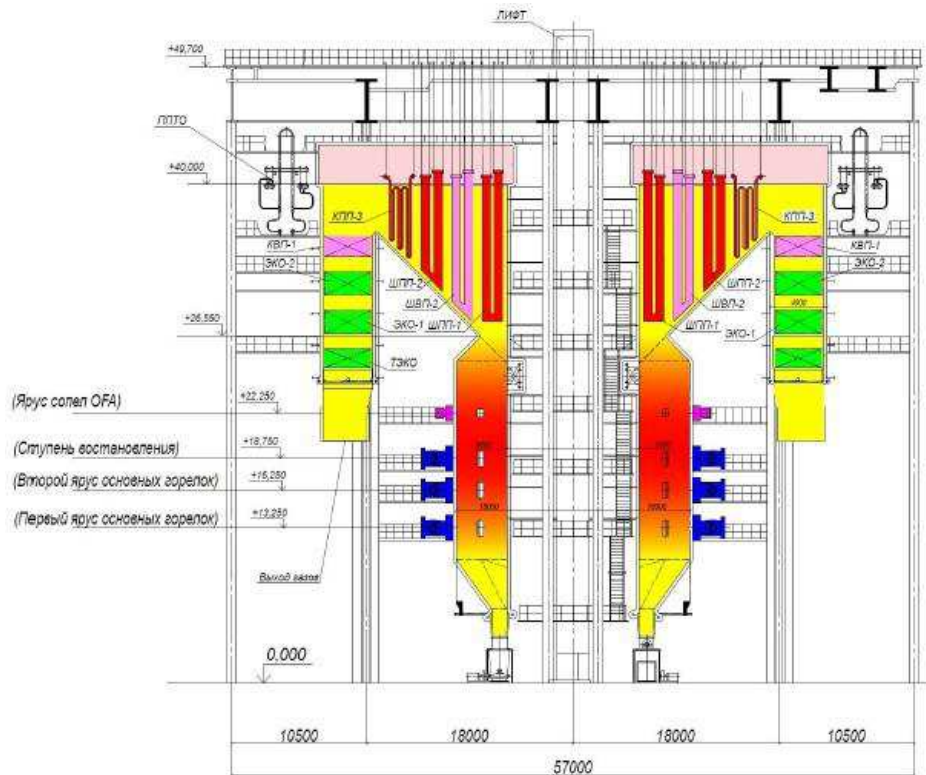


Рисунок 6 – Котел Пп-1050-25,5-565КЦ

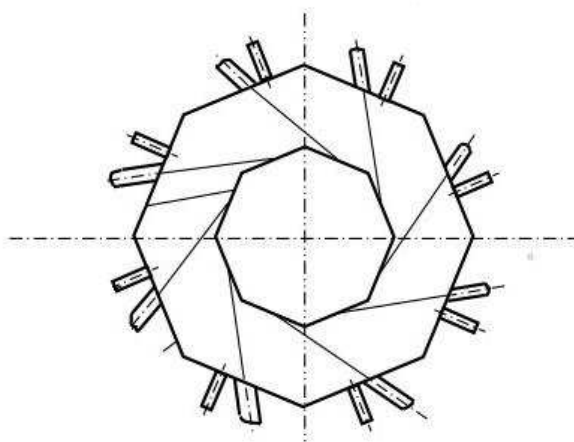


Рисунок 7- Горизонтальное сечение кольцевой топки

1.5 Постановка задач

Для проектирования тепловой электрической станции необходимо решить следующие задачи:

- Проведение расчет тепловой схемы энергоблока и построение процесса расширения;
- Проведения оценки технико-экономических показателей работы станции;

- Расчет подбора основного оборудования;
- Расчет вредных выбросов в атмосферу и выбор дымовой трубы;
- Выбор схемы технического водоснабжения;
- Разработка электрической части станции;
- Выбор компоновки главного корпуса и генерального плана;
- Оценка экономической привлекательности, проектируемой ТЭС;
- Разработка графической части.

2 Расчетная часть

2.1 Описание тепловой схемы электростанции и подготовка данных к расчету

Турбина К-330-240 имеет восемь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в четырех ПНД, деаэраторе и трех ПВД до температуры 275 °С (при номинальной нагрузке турбины и питании приводной турбины главного питательного насоса паром из отборов турбины).

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет подогреватель замкнутого контура газоохладителей генератора, охладитель пара лабиринтовых уплотнений, четыре ПНД, деаэратор и три ПВД.

ПНД № 3 имеет встроенный охладитель конденсата греющего пара, а ПНД № 4 выполнен со встроенным охладителем пара. Слив конденсата, греющего пара ПНД № 4, 3 и 2 выполнен каскадным. Из ПНД № 2 конденсат откачивается сливным насосом в линию основного конденсата между ПНД № 2 и 3. ПВД выполнены со встроенными охладителем пара и охладителем конденсата.

Установка сетевых подогревателей предназначена для нужд теплофикации и имеет два подогревателя – основной и пиковый.

Исходные данные представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Данные тепловой схемы для расчета

Наименование показателя	Значение
Прототип турбоагрегата	К-330-240
Месторождение, марка энергетического топлива	уголь Черемховский ДГ
Количество блоков	3

Окончание таблицы 5

Давление острого пара, МПа	23,5
Температура острого пара, °С	540
Давления пара в отборах, МПа:	
- первый	6,25
- второй	4
- третий	1,56
- четвертый	1,04
- пятый	0,5
- шестой	0,23
- седьмой	0,085
- восьмой	0,015
Давление пара в конденсаторе турбины, МПа	0,0034
Давление в деаэраторе, МПа	0,7
Температура пара после промперегрева, °С	540
Расход охлаждающей воды в конденсатор, м ³ /ч	36000

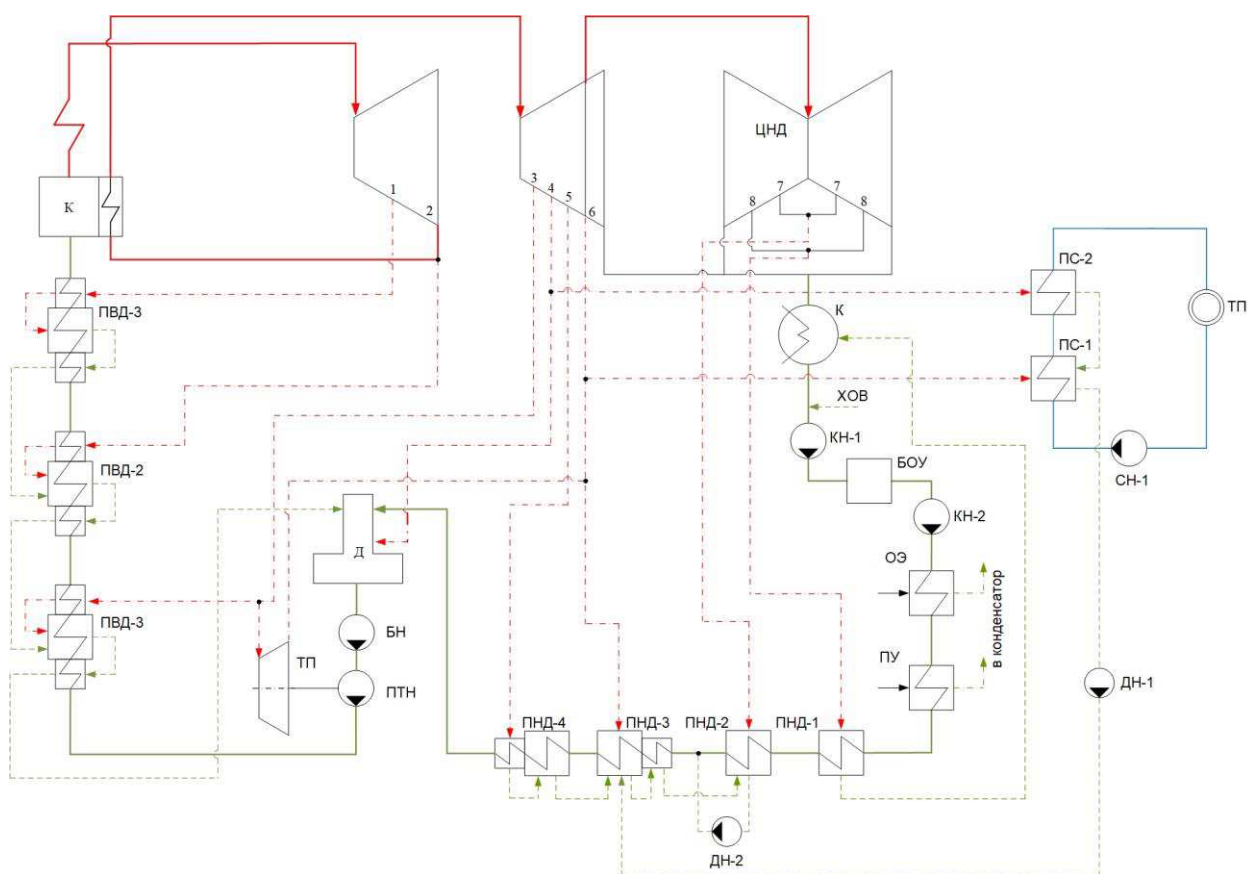


Рисунок 8 - Тепловая схема турбины К-330-240

2.2 Построение процесса расширения

Расчет процесса расширения пара производится исходя из анализа общей энтальпии системы с условиями дополнительного дросселирования газа в клапанах установки

Энтальпия острого пара, кДж/кг:

$$h_0 = h(P_0, t_0) = 3324,842 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (2.1)$$

где P_0 - давление острого пара, МПа (см. таблицу 5);

t_0 - температура острого пара, °С (см. таблицу 5).

Давление в точке A'_0 определим с учетом дросселирования пара, МПа:

$$P'_{0} = P_0 \cdot \eta_{др}^{ИВД} = 23,4 \cdot 0,94 = 22,02 \quad (2.2)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления P_2 изображается линией A'_0B_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке B_0 можно определить, кДж/кг:

$$\begin{aligned} i_{B'_0} &= i_{A'_0} - (i_{A'_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ИВД} = 3324,842 - (3324,842 - 2876,849) \cdot 0,855 = \\ &= 2941,808 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \end{aligned} \quad (2.3)$$

где $i_{B_0} = 2876,849$ кДж/кг - энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$i_{A'_0} = 3324,842$ кДж/кг - энтальпия острого пара;

$\eta_{oi}^{ИВД} = 0,855$ - внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

Точку C'_0 определим с учетом дросселирования пара, МПа:

$$P'_{m} = P_m \cdot \eta_{др}^{ИВД} \cdot (1 - \Delta P_m) = 3,66 \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,095) = 3,312 \quad (2.4)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_{m} до давления P_6 изображается линией C'_0D_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке D можно определить, кДж/кг:

$$i_D = i_{C'0} - (i_{C'0} - i_{D0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3544,022 - (3544,022 - 2805,015) \cdot 0,901 = 2878,177 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (2.5)$$

где $i_{C'0} = 3544,022$ кДж/кг - энтальпия пара после промперегрева;

$i_{D0} = 2805,015$ кДж/кг - энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,901$ - внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра среднего давления.

Точку D' определим с учетом дросселирования пара, МПа:

$$P'_6 = P_6 \cdot \eta_{op}^{ЦНД} \cdot (1 - 0,095) = 0,23 \cdot 0,96 = 0,221 \quad (2.6)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P_6 до давления P_k изображается линией $D'E_0$. При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке E можно определить, кДж/кг:

$$i_E = i_{D'} - (i_{D'} - i_{E0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2878,177 - (2878,177 - 2233,447) \cdot 0,846 = 2332,735 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (2.7)$$

где $i_E = 2878,177$ кДж/кг – энтальпия пара после дросселирования;

$i_{E0} = 2233,447$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в точке E_0 ;

$\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,846$ –внутренний относительный коэффициент полезного действия для цилиндра низкого давления.

Таблица 6 – Параметры пара в отборах

Отбор	Давление P_i , МПа	Энтальпия i_i , кДж/кг	Реальный теплоперепад H_i , кДж/кг
1	6,25	3028,408	296,434
2	4	2941,808	383,034
3	1,56	3314,025	229,997
4	1,03	3202,655	341,367
5	0,5	3032,138	511,883
6	0,23	2978,177	665,845
7	0,085	2720,794	157,383
8	0,015	2495,114	383,062

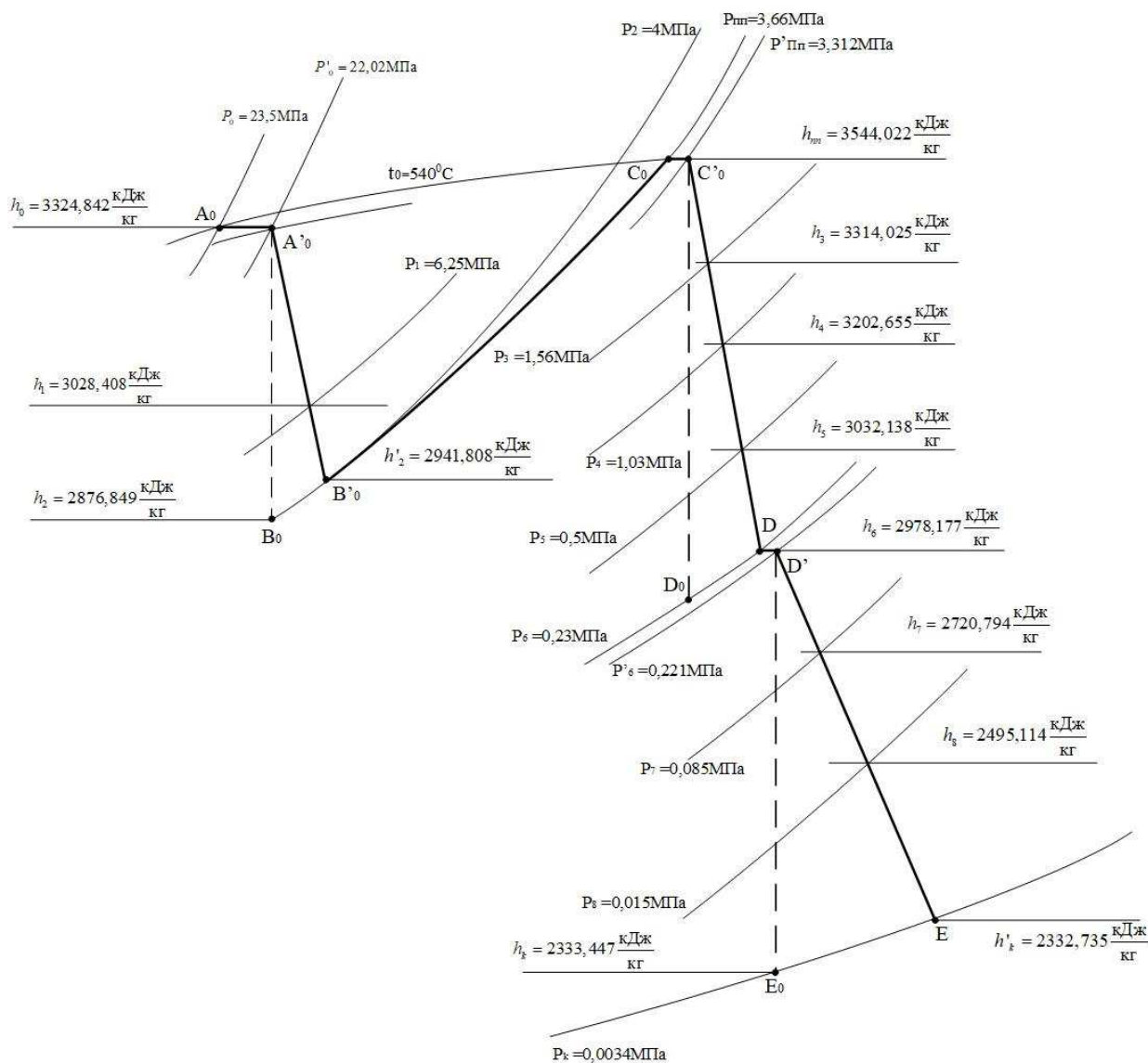


Рисунок 9 – Процесс расширения на hs - диаграмме

2.3 Расчет принципиальной тепловой схемы

2.3.1 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Подогрев воды по сетевой схеме предназначен для отопления жилых и нежилых помещений. Общий объем тепла необходимый для обеспечения исследуемого района составляет 180 Гкал/ч.

Принципиальная схема установки подогрева состоит из двух последовательно установленных подогревателей, которые нагревают чистую воду до 70 °С и 150 °С. Подобная схема позволяет минимизировать как габариты общей нагревательной системы, так и минимизировать общие затраты электроэнергии на весь процесс нагрева.

Схема нагрева сетевой воды представлена на рисунке 10.

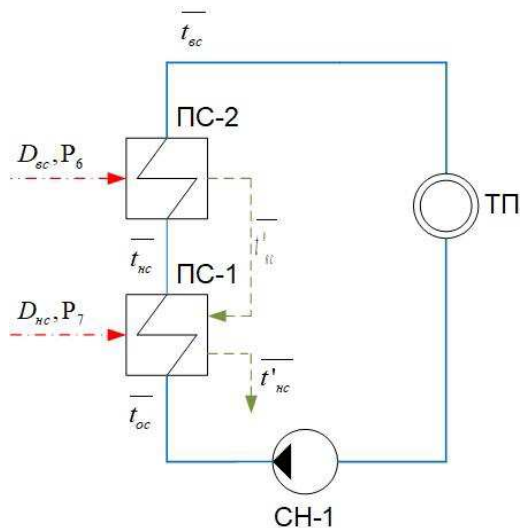


Рисунок 10 – Установка по подогреву сетевой воды

Рассчитаем расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{с.в.} = \frac{Q_{омб}}{c_{в} \cdot \Delta t} = \frac{69,78 \cdot 10^6}{4,18 \cdot 80} = 208,373 \quad (2.8)$$

где $c_{в}$ - теплоемкость воды, кДж/кг·К;

$\Delta t = 150 - 70 = 80$ - разница температур прямой и обратной сетевой воды, °С.

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

$$D_{сc} = \frac{G_{св} (\overline{t_{сc}} - \overline{t_{нc}})}{(h_6 - t'_{сc}) \cdot \eta_m} = \frac{208,373 \cdot (632,575 - 461,987)}{(2878,177 - 649,546) \cdot 0,98} = 16,275 \quad (2.9)$$

где $\overline{t_{сc}} = h(P_{св}, t_{сc}) = 632,565$ кДж/кг - энтальпия воды на выходе из верхнего сетевого подогревателя;

$\overline{t_{нc}} = h(P_{св}, t_{нc}) = 461,987$ кДж/кг - энтальпия воды на выходе из нижнего сетевого подогревателя;

$P_{св} = 1$ МПа - давление сетевой воды;

η_m - КПД теплообменника.

Расход греющего пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{сc} = \frac{G_{св} (\overline{t_{нc}} - \overline{t_{оc}}) - D_{сc} (\overline{t'_{сc}} - \overline{t'_{нc}}) \cdot \eta_m}{(h_7 - t'_{нc}) \cdot \eta_m} = \quad (2.10)$$

$$= \frac{208,373 \cdot (461,987 - 293,81) - 15,406 \cdot (649,446 - 478,312) \cdot 0,98}{(2720,794 - 478,312) \cdot 0,98} = 14,703$$

где $\overline{t_{oc}} = h(P_{oc}, t_{oc}) = 293,81$ кДж/кг - энтальпия воды на входе в нижний сетевой подогреватель;

$P_{oc} = P_S(t_{oc} + \theta)$, $P_{nc} = P_S(t_{nc} + \theta)$ - давления пара в отборе на верхний и нижний подогреватели после дросселирования;

$\overline{t'_{oc}} = t_S(P_{oc}) = 649,546$ кДж/кг - энтальпия конденсата греющего пара из верхнего сетевого подогревателя

$\overline{t'_{nc}} = t_S(P_{nc}) = 478,312$ кДж/кг - энтальпия конденсата греющего пара из верхнего сетевого подогревателя.

2.3.2 Определение параметров по элементам схемы

Определение параметров по элементам схемы покажем на примере подогревателя высокого давления ПВД-3. Давление пара в отборе 6,25 МПа.

Принимая потерю давления 5%, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P'_1 = P_1 \cdot 0,95 = 6,25 \cdot 0,95 = 5,938 \quad (2.11)$$

Температура насыщения греющего пара, °С:

$$t_{n1} = t_S(P'_1) = 274,904 \quad (2.12)$$

Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг:

$$\overline{t_{omб1}} = h_S(P'_1) = 1210,21 \quad (2.13)$$

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

$$t_{nб1} = t_{n1} - \theta = 274,904 - 2 = 272,904 \quad (2.14)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$\overline{t_{nб1}} = h(P'_1, t_{nб1}) = 1199,854 \quad (2.15)$$

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

$$i_{omб1} = 3028,408$$

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

$$H_{1i} = h_0 - h_1 = 3324,842 - 3028,408 = 296,434 \quad (2.16)$$

Также определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Параметры элементов схем

Энтальпия питательной воды за подогревателем, кДж/кг	Температура воды за подогревателем, °С	Энтальпия конденсата греющего пара,	Температура насыщения греющего пара, °С	Давление пара у подогревателя, МПа	Энтальпия пара острого пара, кДж/кг	Давление отборного пара, МПа	Наименование величины	Наименование элементов схемы	
								ПВД-3	ПВД-2
1199,854	272,904	1210,21	274,904	5,938	3028,408	6,25	ПВД-3	ПВД-2	
1063,104	245,334	1072,757	247,334	3,8	2941,808	4	ПВД-2	ПВД-1	
833,19	195,723	842,145	197,723	1,482	3314,025	1,56	ПВД-1	Д	
697,143	164,953	697,143	164,953	0,7	3202,655	1,03	Д	ПНД-4	
614,659	145,914	631,879	149,914	0,475	3032,138	0,5	ПНД-4	ПНД-3	
499,686	119,031	516,679	123,031	0,219	2878,177	0,23	ПНД-3	ПНД-2	
375,869	89,737	392,697	93,737	0,081	2720,794	0,085	ПНД-2	ПНД-1	
204,787	48,911	221,507	52,911	0,014	2495,114	0,015	ПНД-1	К	
106,161	25,316	106,161	25,316	0,003	2332,735	0,003	К		

Окончание таблицы 7

Использованный теплотеперепад, кДж/кг	296,434	383,034	613,03	724,401	894,917	1048,879	1206,262	1431,941	1594,32
---	---------	---------	--------	---------	---------	----------	----------	----------	---------

2.3.3 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительного верхнего теплофикационного отбора рассчитаем по формуле:

$$y_{ac} = \frac{h_4 - h_k}{h_0 - h_k + q_m} = \frac{3101,655 - 2332,735}{3324,842 - 2332,735 + 602,214} = 0,546 \quad (2.17)$$

где $h_4 = 3202,655$ кДж/кг - энтальпия пара в четвертом отборе;

$h_k = 2332,735$ кДж/кг - энтальпия пара перед конденсатором турбоустановки;

$q_m = h_m - h_2 = 3544,022 - 2941,808 = 602,214$ кДж/кг - теплота, сообщаемая пару в промперегреве.

Коэффициент недоиспользования мощности отопительного нижнего теплофикационного отбора рассчитаем по формуле:

$$y_{nc} = \frac{h_7 - h_k}{h_0 - h_k + q_m} = \frac{2878,177 - 2332,735}{3324,842 - 2332,735 + 602,214} = 0,342 \quad (2.19)$$

где $h_6 = 2878,177$ кДж/кг - энтальпия пара в шестом отборе.

Коэффициент недоиспользования мощности отбора на турбопривод рассчитаем по формуле:

$$y_{mnp} = \frac{h_3 - h_6}{h_0 - h_6 + q_m} = \frac{3314,025 - 2878,177}{3324,842 - 2878,177 + 602,214} = 0,416 \quad (2.20)$$

где $h_3 = 3314,025$ кДж/кг - энтальпия пара в третьем отборе.

Расход пара на турбопривод питательного насоса составит, кг/с:

$$D_{mn} = \frac{G_{не} \cdot v_{не} \cdot (P_{не} - P_{\partial})}{H_{мпр} \cdot \eta_{ммп} \cdot \eta_n} = \frac{286,956 \cdot 0,001 \cdot (29,375 - 0,7)}{444,034 \cdot 0,98 \cdot 0,75} = 25,212 \quad (2.21)$$

где $G_{не} = 286,956$ кг/с - расход питательной воды с учетом всех потерь по пароводяному тракту;

$P_{не} = 29,375$ МПа - давление (питательной воды) нагнетания питательной воды;

$P_{\partial} = 0,7$ МПа - давление (деаэратора) на всасе питательной воды насосом;

$\eta_{ммп} = 0,98$ - КПД механизма турбопривода;

$\eta_n = 0,75$ - КПД насоса.

Расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_m = k_{рег} \cdot \left(\frac{W_{\partial}}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{вс} \cdot D_{вс} + y_{нс} \cdot D_{нс} + y_{мпр} \cdot D_{мпр} \right) = \quad (2.22)$$

$$= 1,16 \cdot \left(\frac{69,78 \cdot 10^3}{1594,32 \cdot 0,98} + 0,546 \cdot 16,275 + 0,342 \cdot 14,703 + 0,416 \cdot 24,622 \right) = 273,292$$

где $H_i = 1594,32$ кДж/кг – теплоперепад приводной турбины;

$\eta_{эм} = 0,98$ – электромеханический КПД;

$k_{рег} = 1,6$ - уточненный коэффициент регенерации.

2.3.4 Баланс пара и конденсата

Расход пара на охладитель пара эжектора, кг/с:

$$D_{эж} = 0,005 \cdot D_m = 0,005 \cdot 273,292 = 1,366 \quad (2.23)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_m = 0,01 \cdot 273,292 = 2,733 \quad (2.24)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{мз} + \alpha_{сн}^{ко}}{100} \cdot D_m = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 273,292 = 6,559 \quad (2.25)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{ум} = 0,011 \cdot D_m = 0,011 \cdot 273,292 = 3,006 \quad (2.26)$$

Расход перегретого пара:

$$D_{ne} = D_m + D_{эж} + D_{сн} + D_{ym} + D_{сн} = 273,292 + 1,366 + 2,733 + 3,006 + 6,559 = 286,956 \text{ кг/с} = 1033,042 \text{ т/ч} \quad (2.27)$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{нс} = D_m = 286,956 \quad (2.28)$$

2.3.5 Расчет регенеративной схемы ПВД

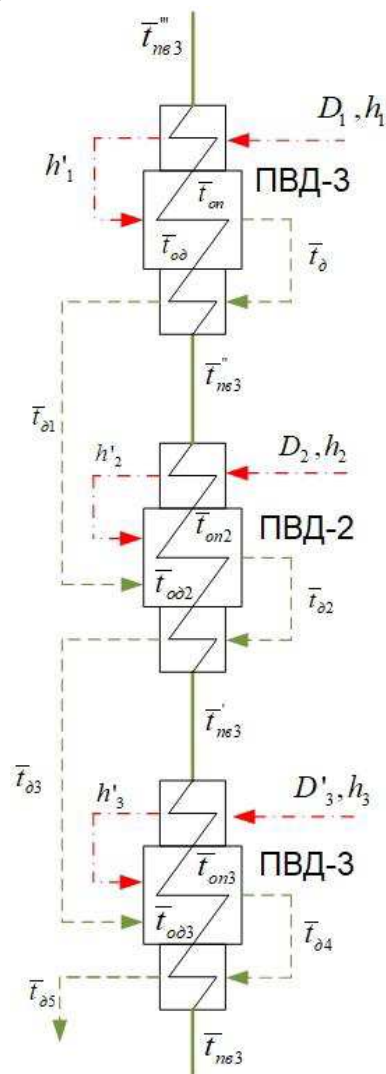


Рисунок 11 - Расчётная схема ПВД

Таблица 8 – Параметры элементов тепловой схемы ПВД

Наименование	Обозначение	Формула расчета	Значение
Давление пара в отборе на ПВД-3, МПа	P'_1	из процесса расширения	5,938
Энтальпия пара в отборе, кДж/кг	h_1	из процесса расширения	3028,408

Окончание таблицы 8

Энтальпия пара после зоны ОП ПВД-3, кДж/кг	h'_1	$h'_1 = h'(P'_1, t'_1),$ где $t'_1 = t_s(P'_1) + 10^0 C = 284,804^0 C$	2829,936
Энтальпия питательной на входе в ОП в ПВД-3, кДж/кг	\overline{t}_{on}	$\overline{t}_{on} = h(P_{ns}, t_{on}),$ где $t_{on} = t_s(P'_1) - \theta = 274,904^0 C$	1195,463
Энтальпия дренажа после СП ПВД-3, кДж/кг	\overline{t}_d	$\overline{t}_d = t_s(P'_1)$	1210,21
Давление пара во втором отборе ПВД-2, МПа	P'_2	из процесса расширения	3,8
Энтальпия пара во втором отборе, кДж/кг	h_2	из процесса расширения	2941,808
Энтальпия пара после зоны ОП ПВД-2, кДж/кг	h'_2	$h'_2 = h'(P'_2, t'_2),$ где $t'_2 = t_s(P'_2) + 10^0 C = 257,334^0 C$	2838,613
Энтальпия питательной на входе в ОП в ПВД-2, кДж/кг	\overline{t}_{on2}	$\overline{t}_{on2} = h(P_{ns}, t_{on2}),$ где $t_{on2} = t_s(P'_2) - \theta = 245,334^0 C$	1066,741
Энтальпия дренажа после СП ПВД-2, кДж/кг	\overline{t}_{d2}	$\overline{t}_{d2} = t_s(P'_2)$	1072,757
Давление пара в третьем отборе ПВД-1, МПа	P'_3	из процесса расширения	1,482
Энтальпия пара в третьем отборе, кДж/кг	h_3	из процесса расширения	3314,025
Энтальпия пара после зоны ОП ПВД-1, кДж/кг	h'_3	$h'_3 = h'(P'_3, t'_3),$ где $t'_3 = t_s(P'_3) + 10^0 C = 207,723^0 C$	2818,855
Энтальпия питательной на входе в ОП в ПВД-1, кДж/кг	\overline{t}_{on3}	$\overline{t}_{on3} = h(P_{ns}, t_{on3}),$ где $t_{on3} = t_s(P'_3) - \theta = 197,723^0 C$	846,233
Энтальпия дренажа после СП ПВД-1, кДж/кг	\overline{t}_{d4}	$\overline{t}_{d4} = t_s(P'_3)$	842,145
Энтальпия дренажа после ОД ПВД-1, кДж/кг	\overline{t}_{d5}	$\overline{t}_{d5} = h'(P'_3, t_{d5}),$ где $t_{d5} = t_{ns3} + 6^0 C = 177,223^0 C$	751,214

Как видно из таблицы многие параметры элементов тепловой схемы ПВД неизвестны. Для того чтобы найти все неизвестные величины воспользуемся математическим моделированием теплоэнергетическим

процессов. Для это воспользуемся программой Mathcad Prime с подключенной библиотекой WaterSteam.

Уравнение теплового баланса для группы ПВД:

Для ПВД-3:

$$D_1 \cdot (h_1 - h'_1) \cdot \eta_m = G_{нв} \cdot (\bar{t}_{нв3}'' - \bar{t}_{он})$$

$$D_1 \cdot (h'_1 - \bar{t}_\delta) \cdot \eta_m = G_{нв} \cdot (\bar{t}_{он} - \bar{t}_{од})$$

$$D_1 \cdot (\bar{t}_\delta - \bar{t}_{\delta1}) \cdot \eta_m = G_{нв} \cdot (\bar{t}_{од} - \bar{t}_{нв3}'')$$

$$\bar{t}_{\delta1} = \bar{t}_{нв3}'' + 6^\circ \text{C} \cdot c_e$$

Для ПВД-2:

$$D_2 \cdot (h_2 - h'_2) \cdot \eta_m = G_{нв} \cdot (\bar{t}_{нв3}'' - \bar{t}_{он2})$$

$$D_2 \cdot (h'_2 - \bar{t}_{\delta2}) \cdot \eta_m + D_1 \cdot (\bar{t}_{\delta1} - \bar{t}_{\delta2}) \cdot \eta_m = G_{нв} \cdot (\bar{t}_{он2} - \bar{t}_{од2})$$

$$(D_1 + D_2) \cdot (\bar{t}_{\delta2} - \bar{t}_{\delta3}') \cdot \eta_m = G_{нв} \cdot (\bar{t}_{од2} - \bar{t}_{нв3}')$$

$$\bar{t}_{\delta3}' = \bar{t}_{нв3}' + 6^\circ \text{C} \cdot c_e$$

Для ПВД-1:

$$D_3 \cdot (h_3 - h'_3) \cdot \eta_m = G_{нв} \cdot (\bar{t}_{нв3}' - \bar{t}_{он3})$$

$$D'_3 \cdot (h'_3 - \bar{t}_{\delta4}) \cdot \eta_m + (D_1 + D_2) \cdot (\bar{t}_{\delta3}' - \bar{t}_{\delta4}) \cdot \eta_m = G_{нв} \cdot (\bar{t}_{он3} - \bar{t}_{од3})$$

$$(D_1 + D_2 + D'_3) \cdot (\bar{t}_{\delta4} - \bar{t}_{\delta5}') \cdot \eta_m = G_{нв} \cdot (\bar{t}_{од3} - \bar{t}_{нв3}')$$

После вычисление всех систем уравнений, были получены неизвестные величины, которые представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Найденные значения неизвестных величин

Наименование	Обозначение	Значение
Расходы на ПВД, кг/с	D_1	20,137
	D_2	28,004
	D'_3	11,692
Энтальпии питательной воды за ПВД, кДж/кг	$\bar{t}_{нв3}''$	1209,113
	$\bar{t}_{нв3}''$	1076,611
	$\bar{t}_{нв3}'$	866,005
Энтальпии питательной воды на выходе из зоны ОД, кДж/кг	$\bar{t}_{од}$	1084,071
	$\bar{t}_{од2}$	895,867

Окончание таблицы 9

	$\bar{t}_{од3}$	759,253
Энтальпии пара после зоны ОП, кДж/кг	$\bar{t}_{д1}$	1101,727
	$\bar{t}_{д3}$	891,121

2.3.6 Расчет деаэратора

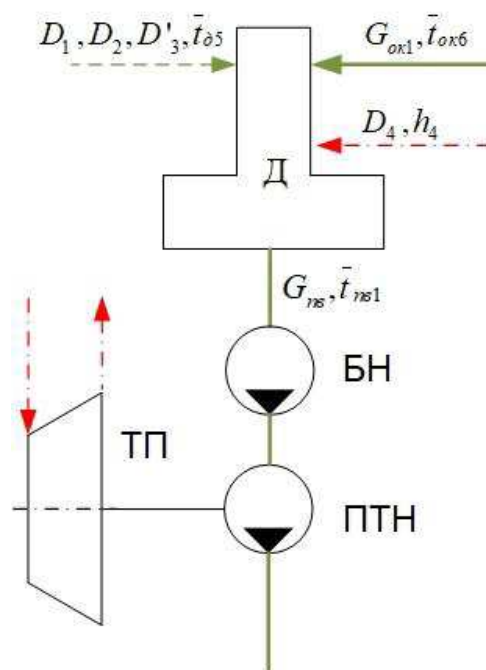


Рисунок 12 - Расчётная схема деаэратора

Таблица 10 – Параметры элементов тепловой схемы деаэратора

Наименование	Обозначение	Формула расчета	Значение
Давление пара в отборе, МПа	P'_4	из процесса расширения	0,979
Энтальпия пара в отборе, кДж/кг	h_4	из процесса расширения	3202,655
Энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг	$\bar{t}_{нв1}$	$\bar{t}_{нв1} = t_s(P_0)$	697,143
Энтальпии основного конденсата на входе в деаэратор, кДж/кг	$\bar{t}_{окб}$	из расчета схемы ПНД (см. раздел 2.8)	641,751

Уравнение теплового и материального баланса для деаэратора:

$$D_4 + G_{ок1} + (D_1 + D_2 + D'_3) = G_{нв}$$

$$D_4 \cdot h_4 + G_{ок1} \cdot \bar{t}_{ок6} + (D_1 + D_2 + D'_3) \cdot \bar{t}_{\delta 5} \cdot \eta_m = G_{нс} \cdot \bar{t}_{нс1}$$

Найденные величины, которые представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Найденные значения неизвестных величин

Наименование	Обозначение	Значение
Расход пара в отбор, кг/с	D_4	4,108
Расход основного конденсата, кг/с	$G_{ок1}$	223,015

2.3.7 Расчет регенеративной схемы ПНД

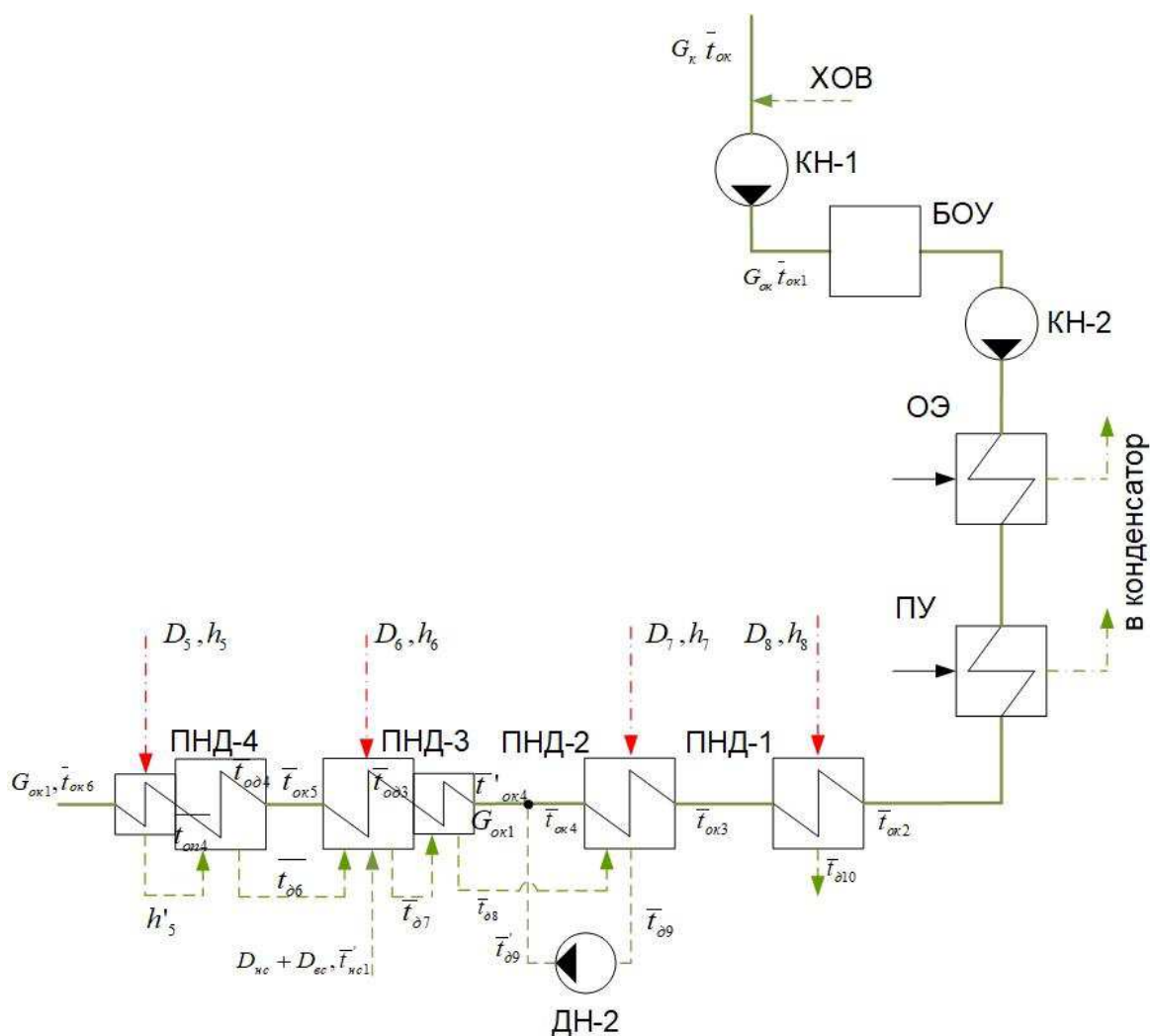


Рисунок 13 - Расчётная схема ПНД

Таблица 12 – Параметры элементов тепловой схемы ПНД

Наименование	Обозначение	Формула расчета	Значение
Давление пара в отборе на ПНД-4, МПа	P'_5	из процесса расширения	0,475

Окончание таблицы 12

Энтальпия пара в отборе на ПНД-4, кДж/кг	h_5	из процесса расширения	3032,138
Энтальпия пара после зоны ОП ПНД-4, кДж/кг	h'_5	$h'_5 = h'(P'_5, t'_5),$ где $t'_5 = t_s(P'_5) + 10^0 C = 159,914^0 C$	2769,176
Энтальпия основного конденсата на входе в зону ОП в ПНД-4, кДж/кг	\overline{t}_{on4}	$\overline{t}_{on} = h(P_{ок}, t_{on4}),$ где $t_{on4} = t_s(P'_5) - \theta = 145,914^0 C$	615,116
Энтальпия дренажа после зоны СП ПНД-4, кДж/кг	\overline{t}_{o6}	$\overline{t}_{o6} = t_s(P'_5)$	631,879
Давление пара в отборе на ПНД-3, МПа	P'_6	из процесса расширения	0,219
Энтальпия пара в отборе на ПНД-3, кДж/кг	h_6	из процесса расширения	2878,177
Энтальпия основного конденсата после зоны СП ПНД-3	$\overline{t}_{ок5}$	$\overline{t}_{ок5} = h(P_{ок}, t_{ок5}),$ где $t_{ок5} = t_s(P'_6) - \theta = 119,031^0 C$	500,379
Энтальпия дренажа после зоны ОД ПНД-3, кДж/кг	\overline{t}_{o7}	$\overline{t}_{o6} = t_s(P'_6)$	516,679
Давление пара в отборе на ПНД-2, МПа	P'_7	из процесса расширения	0,081
Энтальпия пара в отборе на ПНД-2, кДж/кг	h_7	из процесса расширения	2720,764
Энтальпия дренажа после ПНД-2, кДж/кг	\overline{t}_{o9}	$\overline{t}_{o9} = t_s(P'_7)$	392,697
Давление пара в отборе на ПНД-1, МПа	P'_8	из процесса расширения	0,014
Энтальпия пара в отборе на ПНД-2, кДж/кг	h_8	из процесса расширения	2495,114
Энтальпия основного конденсата после зоны СП ПНД-1	$\overline{t}_{ок10}$	$\overline{t}_{ок10} = h(P_{ок}, t_{ок3}),$ где $t_{ок3} = t_s(P'_8) - \theta = 48,911^0 C$	221,507

Аналогичным образом находим все неизвестные величины.
Уравнение теплового баланса для группы ПНД:
Для ПНД-4:

$$D_5 \cdot (h_5 - h'_5) \cdot \eta_m = G_{ок1} \cdot (\bar{t}_{ок6} - \bar{t}_{он4})$$

$$D_5 \cdot (h'_5 - \bar{t}_{\partial6}) \cdot \eta_m = G_{ок1} \cdot (\bar{t}_{он4} - \bar{t}_{од4})$$

Для ПНД-3:

$$D'_6 \cdot (h_6 - \bar{t}_{\partial7}) \cdot \eta_m + D_5 \cdot (\bar{t}_{\partial6} - \bar{t}_{\partial7}) \cdot \eta_m + (D_{нс} + D_{вс}) \cdot (\bar{t}'_{нс1} - \bar{t}_{\partial7}) \cdot \eta_m = G_{ок1} \cdot (\bar{t}_{ок5} - \bar{t}_{од3})$$

$$(D'_6 + D_5) \cdot (\bar{t}_{\partial7} - \bar{t}_{\partial8}) \cdot \eta_m = G_{ок1} \cdot (\bar{t}_{од3} - \bar{t}'_{ок4})$$

$$\bar{t}_{\partial8} = \bar{t}'_{ок4} + 6^o C \cdot c_{\epsilon}$$

Для точки смешения:

$$(D'_7 + D_{нс} + D_{вс} + D'_6 + D_5) + G_{ок} = G_{ок1}$$

$$(D'_7 + D_{нс} + D_{вс} + D'_6 + D_5) \cdot \bar{t}'_{\partial9} + G_{ок} \cdot \bar{t}_{ок4} = G_{ок1} \cdot \bar{t}'_{ок4}$$

Для ПНД-2:

$$D'_7 \cdot (h_7 - \bar{t}_{\partial9}) \cdot \eta_m + (D'_6 + D_5) \cdot (\bar{t}_{\partial8} - \bar{t}_{\partial9}) \cdot \eta_m = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{ок4} - \bar{t}_{ок3})$$

Для ПНД-1:

$$D_8 \cdot (h_8 - \bar{t}_{\partial10}) \cdot \eta_m = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{ок3} - \bar{t}_{ок2})$$

Для точки смешения:

$$D_{хов} + G_{к} = G_{ок}$$

$$D_{хов} \cdot \bar{t}_{хов} + G_{к} \cdot \bar{t}_{ок} = G_{ок} \cdot \bar{t}_{ок1}$$

После вычисление всех систем уравнений, были получены неизвестные величины, которые представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Найденные значения неизвестных величин

Наименование	Обозначение	Значение
Расходы на ПНД, кг/с	D_5	23,002
	D'_6	9,357
	D'_7	11,018
	D_8	4,489

Окончание таблицы 13

Расход основного конденсата, кг/с	$G_{ок}$	148,659
	$G_{к}$	139,094
Энтальпии основного конденсата, кДж/кг	$\bar{t}_{ок6}$	641,696
	$\bar{t}_{од4}$	399,081
	$\bar{t}'_{ок4}$	382,663
	$\bar{t}_{ок1}$	107,411
	$\bar{t}_{ок2}$	138,529
Энтальпия пара после зоны ОП ПНД-4, кДж/кг	$\bar{t}_{д8}$	407,779

Проверка баланса пара в турбине:

$$G'_{к} = G_{к} - D_{эж} - D_{унл} - D_{8} = 139,094 - 1,366 - 2,733 - 4,489 = 130,506 \text{ кг/с}$$

$$G''_{к} = D_{м} - (D_1 + D_2 + D'_3 + D_4 + D_5 + D'_6 + D_{вс} + D'_7 + D_{нс} + D_8) = \\ = 263,292 - (20,137 + 28,004 + 11,692 + 4,108 + 23,002 + 9,357 + 16,275 + 11,018 + \\ + 14,703 + 4,489) = 130,506 \text{ кг/с} \quad (2.29)$$

Так как $G'_{к} = G''_{к}$ можно судить о правильности расчета.

Проверка по мощности:

$$W_p = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{омб} \cdot H_i^{омб} \right) \cdot \eta_{эм} = (D_{не} \cdot H_1 + (D_{не} - D_1) \cdot H_2 + (D_{не} - D_1 - D_2) \cdot H_3 + \\ + (D_{не} - D_1 - D_2 - D_3) \cdot H_4 + (D_{не} - D_1 - D_2 - D_3 + D_4) \cdot H_5 + (D_{не} - D_1 - D_2 - D_3 + \\ + D_4 + D_5) \cdot H_6 + (D_{не} - D_1 - D_2 - D_3 - D_4 - D_5 - D_6) \cdot H_7 + (D_{не} - D_1 - D_2 - D_3 - D_4 - \\ - D_5 - D_6 - D_7) \cdot H_8 + (D_{не} - D_1 - D_2 - D_3 - D_4 - D_5 - D_6 - D_7 - D_8) \cdot H_9 = \\ = 330,05 \text{ МВт} \quad (2.30)$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \frac{|W_9 - W_p|}{W_9} \cdot 100\% = \frac{|330 - 330,05|}{330} \cdot 100\% = 0,015\% < 2\% \quad (2.31)$$

где W_9 - номинальная мощность турбины.

2.4 Укрупненный расчет котла

Задачей укрупненного расчета котельного агрегата является определение расчетного расхода топлива на котел, а также нахождение величин всех потерь, которые возникают при работе котельного агрегата, и, как следствие, КПД котла.

Таблица 14 – Основные характеристики котла

Параметр	Значение
Расчетный уголь	Кузнецкий ДР
Паропроизводительность $D_{пе}$, т/ч	1050
Давление острого пара, $P_{пе}$ МПа	25,5
Температура острого пара, $t_{пе}$, °C	565
Температура питательной воды, $t_{пв}$, °C	274
Теплонапряжение сечения топки, МВт/м ²	4,2
Теплонапряжение объема топки, МВт/м ²	160
Температура на выходе из топки, °C	1130

Так как в качестве основного топлива выбран Черемховский уголь, то дальнейший расчет производится на этом топливе. Характеристики угля Черемховского месторождения марки приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Теплотехнические характеристики топлива

Состав рабочей массы топлива, %							Выход летучих, V_f , %	Теплота сгорания кДж/кг	Марка, класс	$K_{ло}$
W ^p	A ^p	S ^p	C ^p	H ^p	N ^p	O ^p				
15	29,8	0,9	42,5	3,1	0,6	8,1	47	16410	ДГ, Р	1,3

Значение коэффициента избытка воздуха на выходе из топки составляет 1,2. Присосы холодного воздуха приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Технические характеристики установок

Параметр	Значение
Присос холодного воздуха в топочной камере составляет, $\Delta\alpha_m$	0,06
Присос холодного воздуха в пароперегревателе, $\Delta\alpha_{nn}$	0,03
Присос холодного воздуха в водяном экономайзере, $\Delta\alpha_{вэк}$	0,02
Присос холодного воздуха в воздухоподогревателе, $\Delta\alpha_{взн}$	0,03

Коэффициент избытка воздуха после пароперегревателя составляет:

$$\alpha''_{nn} = \alpha_m + \Delta\alpha_{nn} = 1,2 + 0,03 \cdot 4 = 1,32 \quad (2.32)$$

Коэффициент избытка воздуха после водяного экономайзера составляет:

$$\alpha''_{вэж} = \alpha''_{nn} + \Delta\alpha_{вэж} = 1,32 + 0,02 \cdot 2 = 1,36 \quad (2.33)$$

Коэффициент избытка воздуха после воздухоподогревателя составляет:

$$\alpha''_{вэп} = \alpha''_{вэж} + \Delta\alpha_{вэп} = 1,36 + 0,03 = 1,39 \quad (2.34)$$

Избыток воздуха, поступающий через горелки в зону горения топлива:

$$\alpha_{гор} = \alpha_m - \Delta\alpha_m = 1,2 - 0,06 = 1,14 \quad (2.35)$$

Найденные значения коэффициентов избытка воздуха дадут возможность найти энтальпии после каждой поверхности нагрева.

Теоретический объем воздуха, м³/кг:

$$\begin{aligned} V_g^o &= 0,0889 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p = \\ &= 0,0889 \cdot (42,5 + 0,375 \cdot 0,9) + 0,265 \cdot 3,1 - 0,0333 \cdot 8,1 = 4,36 \end{aligned} \quad (2.36)$$

где C^p - содержание углерода на рабочую массу, %;

S^p - содержание серы на рабочую массу, %;

H^p - содержание водорода на рабочую массу, %;

O^p - содержание кислорода на рабочую массу, %.

Теоретический объем азота, м³/кг:

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot V_g^o + 0,8 \cdot \frac{N^p}{100} = 0,79 \cdot 4,36 + 0,8 \cdot \frac{0,6}{100} = 3,449 \quad (2.37)$$

где N^p - содержание азота на рабочую массу, %.

Теоретический объем трехатомных газов, м³/кг:

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot \frac{C^p + 0,375 \cdot S^p}{100} = 1,866 \cdot \frac{42,5 + 0,375 \cdot 0,9}{100} = 0,799 \quad (2.38)$$

Теоретический объем водяных паров, м³/кг:

$$\begin{aligned} V_{H_2O} &= 0,111 \cdot H^p + 0,0123 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V_g^o = 0,111 \cdot 3,1 + 0,0123 \cdot 15 + \\ &+ 0,0161 \cdot 4,36 = 0,6 \end{aligned} \quad (2.39)$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м³/кг:

$$V_2^o = V_{N_2} + V_{RO_2} + V_{H_2O} = 3,449 + 0,799 + 0,6 = 4,849 \quad (2.40)$$

Объем уходящих газов, м³/кг:

$$V_{yx2} = V_2^o + 1,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V_2^o = 4,849 + 1,0161 \cdot (1,39 - 1) \cdot 4,36 = 6,576 \quad (2.41)$$

где α_{yx} - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:

Расчет массовых характеристик угля на протяжении участков газохода представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы продуктов сгорания, объемные доли трехатомных газов и концентрация золовых частиц

Название величины и ее обозначение	Топочная камера	Пароперегреватель	ВЭК	ВЗП
Коэффициент избытка воздуха за поверхностью нагрева $\alpha'' = \alpha_T + \sum \alpha_i$	1,2	1,32	1,36	1,39
Средний коэффициент избытка воздуха в поверхности нагрева α_{cp}	1,2	1,26	1,34	1,375
Объем водяных паров, м ³ /кг $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_B^0$	0,614	0,618	0,624	0,626
Полный объем газов, м ³ /кг, $V_\Gamma = V_\Gamma^0 + 1,016 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_B^0$	5,735	6,001	6,355	6,510
Объемная доля трёхатомных газов $r_{RO_2} = V_{RO_2} / V_\Gamma$	0,139	0,133	0,126	0,123
Объемная доля водяных паров $r_{H_2O} = V_{H_2O} / V_\Gamma$	0,107	0,103	0,098	0,096
Суммарная объемная доля $r_{II} = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	0,246	0,236	0,224	0,219
Масса дымовых газов $G_\Gamma = 1 - 0,01 \cdot A^p + 1,306 \cdot \alpha_{cp} \cdot V_B^0$	7,544	7,886	8,341	8,54
Концентрация золовых частиц, кг/кг, $\mu_{zl} = A^p \cdot a_{yh} / 100 \cdot G_\Gamma$	0,0375	0,0326	0,039	0,033

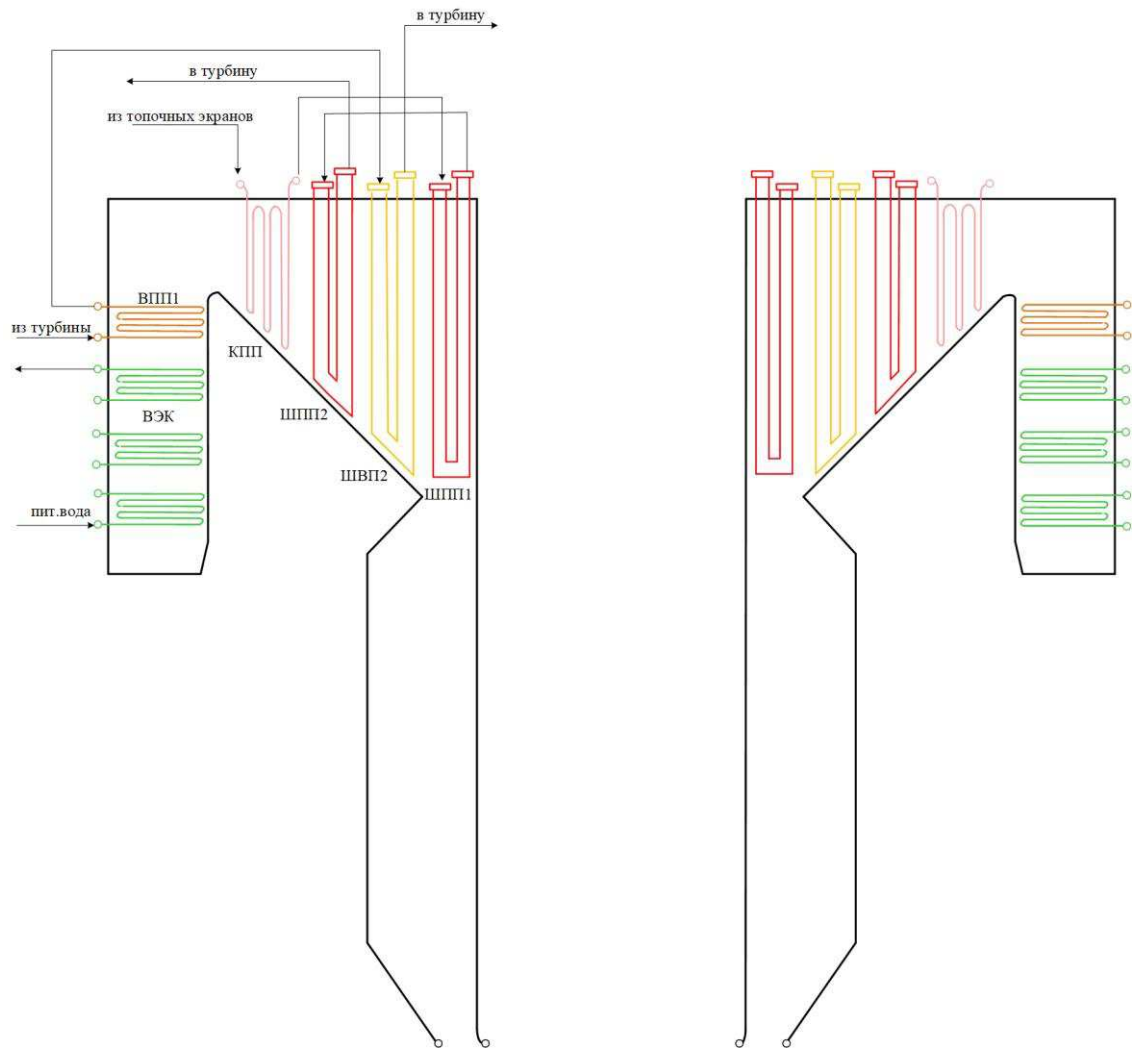


Рисунок 14 - Схема котла

Исходя из характеристик выбранного котельного агрегата принимается температура уходящих газов, равная 140 °С и температура холодного воздуха 30 °С.

Энтальпия дымовых газов H_z^o можно определить по следующей зависимости, кДж/кг:

$$H_z^o = (V_{RO_2} \cdot c_{RO_2} + V_{H_2O}^o \cdot c_{H_2O} + V_{N_2}^o \cdot c_{N_2}) \cdot t \quad (2.42)$$

где V_{RO_2} – объем трехатомных газов, м³/кг;

c_{RO_2} – теплоемкость трехатомных газов, кДж/м³·К;

$V_{N_2}^o$ – теоретический объем азота, м³/кг;

c_{N_2} – теплоемкость используемого азота, кДж/м³·К;

$V_{H_2O}^o$ – теоретический объем водяных паров, м³/кг;

c_{H_2O} – теплоемкость используемой воды, кДж/м³·К;

t – заданная температура в установке, °С.

Для поддержания процесса горения используется воздух, энтальпия которого оценивается по следующей формуле:

$$H_6^0 = V_6^0 \cdot c_6 \cdot t, \quad (2.43)$$

где V_6^0 - расчетный объем воздуха для поддержания процесса горения, м³/кг;
 c_6 - теплоемкость воздуха при расчетной температуре, кДж/м³·К.

Так как в установке может наблюдаться большой вынос золы вместе с газом, учтем энтальпию золы по следующей, кг/МДж:

$$a_{yn} \cdot A^n > 1,4$$

где $a_{yn} = 0,95$ - доля уноса золы из топки с твердым шлакоудалением;

A^n - приведенная зольность топлива

$$A^n = \frac{A^p}{Q_n^p} = \frac{29,8}{16,41} = 1,816 > 1,4 \quad (2.44)$$

Так как зольность топлива превышает значение коэффициента, вынос золы необходимо учитывать при расчетах.

Энтальпия золы рассчитывается по формуле, кДж/кг:

$$H_{zl} = 0,01 \cdot a_{yn} \cdot A^p \cdot c_{zl} \cdot t \quad (2.45)$$

где A^p - зольность рабочей массы топлива, %;

c_{zl} - теплоемкость золы при заданной температуре, кДж/кг;

t - заданная температура, °С.

Энтальпия продуктов сгорания при избытке воздуха $\alpha > 1$, кДж/кг, подсчитывается по формуле, кДж/кг:

$$H_2 = H_2^0 + (\alpha - 1) \cdot H_6^0 + H_{zl} \quad (2.46)$$

где α – коэффициент избытка воздуха за соответствующим газоходом.

Так как температура уходящих газов равна 140 °С, то расчет энтальпий уходящих газов произведем для температур 100 и 200 °С. Результаты расчета при действительных избытках воздуха в газоходах сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 – Найденные энтальпии

t, °C	H_2^0 , кДж/кг	H_2^0 , кДж/кг	H_{3l} , кДж/кг	$H_2 = H_2^0 + (\alpha - 1) \cdot H_6^0 + H_{3l}$, кДж/кг			
				Топочная камера	Пароперег реватель	ВЭК	ВЗП
100	664,46	575,4	22,87	802,42	871,47	894,49	911,76
200	1347,20	1155,66	47,87	1626,21	1764,89	1811,11	1845,78

С помощью метода экстраполяции произведем оценку средней энтальпии холодного воздуха $H_{xв}^0 = 169,273$ кДж/кг и выходящих газов $H_{yx} = 1285,367$ кДж/кг при температурах работы установки

Общие потери тепла установки из-за выходящих газов можно оценить по следующей формуле:

$$q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} \cdot H_{xв}^0)(100 - q_4)}{Q_n^p} = \frac{(1285,367 - 1,39 \cdot 169,273)(100 - 1)}{16410} = 6,335 \quad (2.49)$$

где α_{yx} - коэффициент избытка воздуха за воздухоподогревателем;

Q_n^p - теплота сгорания топлива;

q_4 - потеря тепла, %.

Потеря тепла с химическим недожогом топлива для всех пылеугольных котлов равна нулю: $q_3 = 0$.

Так как номинальная паропроизводительность выбранного котла больше 250 кг/с, поэтому значение потери теплоты принимается равной $q_5 = 0,2$ %.

Оценка потерь теплоты с физического теплого шлака выполняется по формуле, %:

$$q_6 = \frac{\alpha_{шл} \cdot A^p \cdot (ct)_{шл}}{Q_n^p} = \frac{0,05 \cdot 29,8 \cdot 560}{16410} = 0,051 \quad (2.50)$$

где $\alpha_{шл} = 1 - \alpha_{yn} = 1 - 0,95 = 0,05$ - доля шлакоулавливания в топочной камере;

A^p - зольность топлива на рабочую массу, %;

$(ct)_{шл}$ - энтальпия шлака для твердого шлакоудаления, кДж/кг.

Коэффициент полезного действия проектируемого парового котла определяется методом обратного баланса, %:

$$\eta_{ка}^{6p} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) = 100 - (6,335 + 0 + 1 + 0,2 + 0,051) = 92,4 \quad (2.51)$$

Общий расход топлива на установку, кг/с, при номинальной нагрузке рассчитывается по формуле:

$$B_k = \frac{D_{ne} \cdot (h_0 - \bar{t}_{ne}) + D_{nn} \cdot (h'_{nn} - h_{nn})}{Q_n^p \cdot \eta_{ng}^{bp}} = \quad (2.52)$$

$$= \frac{291,667 \cdot (3381,636 - 1209,113) + 238,815 \cdot (3544,023 - 2941,808)}{16410 \cdot 0,924} = 51,225$$

где D_{ne} , D_{nn} -расходы перегретого пара, пара на промперегрев, кг/с;

h_0, \bar{t}_{ne} - энтальпия перегретого пара и питательной воды, кДж/кг;

h'_{nn}, h_{nn} -энтальпия пара на выходе из промежуточного перегревателя парогенератора и на входе в него, кДж/кг;

Q_n^p -низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

η_{ng}^{bp} -КПД брутто парогенератора.

Суммарный расход топлива на три котла:

$$B_{сумм} = n \cdot B_{pac} = 3 \cdot 51,225 = 153,764 \text{ кг/с} = 553,55 \text{ т/ч} \quad (2.53)$$

где n - число блоков

Расчетный расход топлива с учётом физической неполноты сгорания твёрдого топлива, кг/с:

$$B_p = \frac{100 - q_4}{100} \cdot B_k = \frac{100 - 1}{100} \cdot 51,225 = 50,742 \quad (2.54)$$

где B_k - расчетный расход топлива на работу котлоагрегата, кг/с;

q_4 - механический недожог топлива в котле, %

Произведем расчет и для топлива, на которое рассчитан котел – Кузнецкий уголь, характеристики которого занесены в таблицу 19. Результаты расчета представлены в таблице 20.

Таблица 19 - Теплотехнические характеристики топлива

Состав рабочей массы топлива, %							Выход летучих, V _г , %	Теплота сгорания кДж/кг	Марка, класс	K _{до}
W ^p	A ^p	S ^p	C ^p	H ^p	N ^p	O ^p				
11,5	15,9	0,4	56,4	4	1,9	9,9	40,5	21900	ДГ, Р	1,1

Таблица 20 – Укрупненный расчет котла на расчетном топливе

Параметр	Значение
Теоретический объем воздуха, м ³ /кг:	5,758
Теоретический объем азота, м ³ /кг:	4,564
Теоретический объем трехатомных газов, м ³ /кг:	1,055
Теоретический объем водяных паров, м ³ /кг:	0,67
Теоретический объем продуктов сгорания, м ³ /кг:	6,298
Объем уходящих газов, м ³ /кг:	8,58
Энтальпия газов при заданной температуре уходящих газов, кДж/кг	1649,406
Энтальпия холодного воздуха, кДж/кг	223,549
Потеря тепла с уходящими газами, %	6,052
Потеря, уносимая с физического теплого шлака, %	0,02
Коэффициент полезного действия, %:	0,927
Расчетный расход топлива на работу котла, кг/с	38,276
Расчетный расход топлива с учётом физической неполноты сгорания твёрдого топлива, кг/с	37,893

2.4.1 Тепловой расчет топочной камеры

Котельный агрегат рассчитан на Кузнецкий уголь, поэтому для проведения эффективного теплового расчета необходимо оценить погрешности на теплофизические характеристики при использовании топлива с новыми физико-химическими свойствами на входе и на выходе из топочной камеры.

Если значения температур будут отличаться в допустимых пределах, то можно судить о том, что котел будет работать на проектном топливе.

Расчет теплообмена в топке проводится поверочным методом. При поверочном методе должны быть известны все конструктивные данные топки (таблица 21). Целью расчета при этом является нахождение температуры газов на выходе из топки.

Таблица 21 - Основные конструктивные размеры топки

Параметр	Значение
Высота топки h_T , м	35
Ширина топки b_T , м	18
Ширина топки внутренняя $b_{ТВН}$, м	9
Высота расположения горелок, h_G , м	5,725
Суммарная площадь топки $S_{сум}$, м ²	2358,384
Площадь сечения топки S_T , м ²	201,316
Объем топочной камеры V_T , м ³	5026,866

Расчет теплообмена в топке на проектном и расчетном топливе занесен в таблицу 22.

Таблица 22 - Основные конструктивные размеры топки

Параметр	Расчетная формула, обозначение	Расчетное топливо (Кузнецкий уголь ДР)	Проектное топливо (Черемховский уголь ДР)
Площадь сечения топки, м ²	$F_m = \frac{B_p \cdot Q_n^p}{q_f}$	197,585	198,257
Теплонапряжение топочного объема, кВт/м ³	$q_v = \frac{B_p \cdot Q_n^p}{V_m}$	165,085	165,646
Теплонапряжение площади топки, кВт/м ²	$q_f = \frac{B_p \cdot Q_n^p}{F_{cm}}$	351,876	353,071
Эффективная толщина излучающего слоя в топке, м	$S_T = 3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{cm}}$	7,673	
Теплота поступающего в топочную камеру воздуха, кДж/кг	$Q_6 = \beta_{зв} \cdot H_{зв}^0 + (\Delta\alpha_m + \Delta\alpha_{nl}) \cdot H_{хв}^0$ где $H_{зв}^0$ - энтальпия при температуре горячего воздуха; $H_{хв}^0$ - энтальпия при температуре холодного воздуха	2298,761	1740,638
Коэффициент рециркуляции, %	r_{pc}	15	20

Продолжение таблицы 22

Остающийся объем газов рециркуляции за местом отбора, м ³ /кг	$V_{z.omb}^* = V_z^0 + (\alpha_{z.omb} - 1) \cdot V_6^0,$ <p>где $\alpha_{z.omb}$ - коэффициент избытка воздуха в месте отбора</p>	8,371	7,86
Объем газов рециркуляции, м ³ /кг	$V_{rc} = V_{z.omb}^* \cdot r_{rc}$	1,256	1,115
Объем газов с учетом рециркуляции, м ³ /кг	$V_{z.rc} = V_{rc} + V_z$ <p>где V_z - полный объем газов без рециркуляции</p>	9,835	7,86
Отношение водяных эквивалентов воздушного и газового потоков в воздухоподогревателе	$m = \frac{\beta_6 \cdot m_0}{1 + (\alpha_{en} - 1)m_0}$ <p>где $\beta_6 = 1,115$ - средний избыток воздуха в ступени взп; $m_0 = 0,83$ - теоретическое отношение водяных эквивалентов; $\alpha_{en} = 1,375$ - средний коэффициент избыток воздуха в газовом потоке в области взп</p>	0,706	
Температура газов в месте их отбора на рециркуляцию, °С	$g'_{en} = g_{yx} + m(t_{zg} - t_{xg})$ <p>где $g_{yx} = 140$ - температура уходящих газов, °С; $t_{zg} = 270$ - температура горячего воздуха, °С $t_{xg} = 30$ - температура холодного воздуха, °С</p>	309,386	
Энтальпия газов без учета рециркуляции, кДж/кг	H_z , определяется по температуре газов в месте их отбора на рециркуляцию и избытку воздуха на выходе водяного экономайзера	3375,858	2612,633
Энтальпия газов на всем участке рециркуляции, кДж/кг	$H_{z.omb} = (1 + r_{rc})H_z$	3882,237	3135,16
Полезное тепловыделение в топочной камере с учетом рециркуляции, кДж/кг	$Q_m = Q_n^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4} + Q_6 + H_z \cdot r_{rc}$	24700,642	18664,737

Продолжение таблицы 22

<p>Адиабатная энтальпия с учетом рециркуляции, кДж/кг</p>	$H_a = \frac{H_{ep}}{(1 + r_{pc})}$ <p>где $H_{ep} = Q_m$ - адиабатная энтальпия без учета рециркуляции</p>	<p>21478,819</p>	<p>15553,947</p>
<p>Заданная температура газов на выходе из топки, °С</p>	g_m''	<p>1125</p>	<p>1132</p>
<p>Адиабатная температура с учетом рециркуляции, °С</p>	<p>T_a, определяется по адиабатной энтальпии с учетом рециркуляции и избытку воздуха на выходе из топки</p>	<p>1724,957</p>	<p>1595,817</p>
<p>Коэффициент поглощения лучей газой фазой продуктов сгорания, 1/м·МПа</p>	$k_r = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{r_n \cdot s_T}} - 1 \right) \cdot \left(1 - 0,37 \cdot \frac{T_m''}{1000} \right)$ <p>где r_{H_2O} – объемная доля водяных паров; r_n – суммарная доля трехатомных газов в продуктах сгорания; s_T – эффективная толщина излучающего слоя топки, м; $T_m'' = g_m'' + 273$ - абсолютная температура газов на выходе из топки, К</p>	<p>2,856</p>	<p>2,844</p>
<p>Коэффициент ослабления лучей, 1/м·МПа</p>	$k_{zl} = \frac{43 \rho_r}{(T_m'' d_{zl})^{0,67}}$ <p>где $\rho_r = 1300$ кг/м³ – плотность дымовых газов при атмосферном давлении; d_{zl} – эффективный диаметр золовых частиц, для молотковых мельниц, мкм</p>	<p>68,097</p>	<p>67,87</p>
<p>Коэффициент опоглощения лучей, 1/м·МПа</p>	$k = k_e \cdot r_n + k_{zl} \cdot \mu_{zl} + k_k$ <p>где r_n – объемная доля трехатомных газов; μ_{zl} – концентрация золовых частиц в топочной камере;</p>	<p>2,213</p>	<p>3,745</p>
<p>Критерий поглощательной способности (критерий Бугера)</p>	$B_u = k \cdot p \cdot s_m$ <p>где $p = 0.1$ – давление в топочной камере, МПа ; s_T – эффективная толщина излучающего слоя топочной камеры, м.</p>	<p>1,698</p>	<p>2,873</p>

Окончание таблицы 21

Эффективное значение Бугера	$\tilde{Bu} = 1,6 \ln \left(\frac{1,4Bu^2 + Bu + 2}{1,4Bu^2 - Bu + 2} \right)$	0,925	0,689
Эмпирический параметр, учитывающий положение горелок	$M = 0,59 - 0,5 \cdot X_m$ где $X_m = \frac{h_m}{h_c}$ - значение характеризующее относительную высоту положения зоны максимальных температур в топке	0,483	0,483
Коэффициент тепловой эффективности экрана	$\psi = 0,5 \cdot \chi$ где- $\chi = 0,91$ -угловой коэффициент	0,455	0,455
Энтальпия продуктов сгорания на выходе из топки, кДж/кг	H_m'' , определяется по принятой ранее температуре ϑ_m'' и избытку воздуха на выходе из топки	13646,241	10786,876
Энтальпия продуктов сгорания на выходе из топки с учетом рециркуляции, кДж/кг	$H_{mrc}'' = H_m'' (1 + r_{rc})$	15693,177	12944,251
Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания 1 кг топлива, кДж/кг · °С	$(Vc)_{cp} = \frac{Q_m - H_m''}{\vartheta_a - \vartheta_m''}$	15,017	12,337
Коэффициент сохранения тепла	$\varphi = 1 - \frac{q_5}{100}$	0,998	
Температура газов на выходе из топки, °С	$\vartheta_r'' = \frac{T_a}{1 + MBu^{0,3} \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \psi F_{ст} T_a^3}{\varphi B_p (Vc)_{cp}} \right]^{0,6}} - 273$ где $F_{ст}$ – полная площадь поверхности стен топки, м ² ; T_a – теоретическая температура продуктов сгорания в топке, К; φ – коэффициент тепловой эффективности	1124,627	1132,992
Общее количество теплоты, переданное излучением от газов к поверхности нагрева, кДж/кг	$Q_l = \varphi (Q_m - H_{mrc}'')$	8989,45	5709,045

Как видно из таблицы температуры газов на выходе из топки отличаются на 8 °С, поэтому можно сделать вывод, что эксплуатация котла на Черемховском угле возможна.

2.5 Расчет технико-экономических показателей ТЭС

Оценка технико-экономических характеристик проводится по утверждению отчетности и согласованию общих затрат по всем установкам, расположенных на тепловых электростанциях. Для расчета примем метод пропорционального распределения ОРГРЭС.

Общие затраты тепла на установку оценим по следующей формуле, кВт:

$$Q_{my} = D_m \cdot (h_0 - \bar{t}_{ns}^m) + D_{nn} \cdot (h_{nn} - h_2) = 273,292 \cdot (3324,842 - 1209,113) + 238,815 \cdot (3544,022 - 2941,808) = 722028,671 \quad (2.54)$$

Общие затраты тепла на подогреватели, кВт:

$$Q_{ec} = D_{ec} \cdot (h_{ec} - \bar{t}'_{ec}) = 16,275 \cdot (2878,177 - 649,546) = 41552,387 \quad (2.55)$$

$$Q_{nc} = D_{nc} \cdot (h_{nc} - \bar{t}'_{nc}) + D_{ec} \cdot (\bar{t}'_{ec} - \bar{t}'_{nc}) = 14,703 \cdot (2720,794 - 649,546) + 16,275 \cdot (523,731 - 478,312) = 38072,694 \quad (2.54)$$

$$Q_{my}^m = Q_{ec} + Q_{nc} = 41552,387 + 38072,694 = 79725,081 \quad (2.55)$$

Удельное потребление установки в процессе производства, кВт:

$$Q_{my}^s = Q_{my}^m - Q_m = 79725,081 - 722028,671 = 642403,59 \quad (2.56)$$

Затраты тепла при номинальной мощности котла, кВт:

$$Q_{ne} = D_{ne} \cdot (h_{ne} - \bar{t}_{ns}^m) + D_{nn} \cdot (h_{nn} - h_2) = 286,956 \cdot (3324,842 - 1209,113) + 238,815 \cdot (3544,022 - 2941,808) = 767236,661 \quad (2.57)$$

Таким образом общий массовый расход топлива на поддержание работы всего оборудования вычисляется по следующей формуле, кг/с

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{nc}} = \frac{767236,661}{29310 \cdot 0,91} = 28,766 \quad (2.58)$$

где $Q_n^p = 29310 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – низшая теплота сгорания условного топлива

Расход тепла на собственные нужды турбоустановки на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{my}^{c.H.} = Q_{my} \cdot 0,05 = 79725,081 \cdot 0,05 = 36101,434 \quad (2.59)$$

Коэффициент ценности потоков отбираемого пара в верхний сетевой подогреватель:

$$\xi_{ec} = \frac{h_{ec} - h_k}{h_0 - h_k + \Delta h_{nn}} \cdot \left(1 + k \cdot \frac{h_0 + \Delta h_{nn} - h_{ec}}{h_0 + \Delta h_{nn} - h_k} \right) = \frac{3202,655 - 2332,725}{3324,842 - 2332,725 + 602,214} \cdot \left(1 + 0,42 \cdot \frac{3324,842 + 602,214 - 3202,655}{3324,842 + 2332,725 - 602,214} \right) = 0,65 \quad (2.60)$$

где $\Delta h_{nn} = h_{nn} - h_2 = 3544,021 - 2941,808 = 602,214 \text{ кДж/кг}$ – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе.

Коэффициент ценности потоков отбираемого пара в нижний сетевой подогреватель:

$$\xi_{nc} = \frac{h_{nc} - h_k}{h_0 - h_k + \Delta h_{nn}} \cdot \left(1 + k \cdot \frac{h_0 + \Delta h_{nn} - h_{nc}}{h_0 + \Delta h_{nn} - h_k} \right) = \frac{2878,177 - 2332,725}{3324,842 - 2332,725 + 602,214} \cdot \left(1 + 0,42 \cdot \frac{3324,842 + 602,214 - 2878,177}{3324,842 + 2332,725 - 602,214} \right) = 0,437 \quad (2.61)$$

При отборе дополнительного пара с подогревателя происходит увеличение тепла, которое можно оценить по следующей формуле, МВт:

$$\Delta Q_{отб}^p = Q_{ec} \cdot (1 - \xi_{ec}) + Q_{nc} \cdot (1 - \xi_{nc}) = 41,552 \cdot (1 - 0,65) + 38,073 \cdot (1 - 0,437) = 36,002 \quad (2.62)$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлам на производство электроэнергии:

$$K_3 = \frac{Q_{my}^p + Q_{my}^{c.H.} + \Delta Q_{отб}^p}{Q_{my}^p + Q_{my}^{c.H.} + \Delta Q_{отб}^p + Q_{my}^m} = \frac{642,404 + 36,101 + 36,002}{642,404 + 36,101 + 36,002 + 79,725} = 0,9 \quad (2.63)$$

Отпущенная мощность составляет, МВт:

$$W_{omn} = W_{\text{э}} \cdot (1 - e_{ch}) = 330 \cdot (1 - 0,09) = 300,3 \quad (2.64)$$

Мощность собственных нужд на производство электрической энергии:

$$W_{\text{э.с.н.}} = 0,05 \cdot W_{\text{э}} = 0,05 \cdot 330 = 16,5 \quad (2.65)$$

Расход топлива на выработку электрической энергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{omn}}{W_{\text{э}} - W_{\text{э.с.н.}}} = 28,766 \cdot 0,908 \cdot \frac{300,3}{330 - 16,5} = 24,792 \quad (2.66)$$

Расход топлива на выработку тепловой энергии, кг/с:

$$B_m = B - B_{\text{э}} = 28,766 - 24,792 = 3,974 \quad (2.67)$$

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

$$b_{\text{э}} = \frac{B_{\text{э}}}{W_{omn}} = \frac{24,792}{300,3} = 0,297 \quad (2.68)$$

Удельный расход условного топлива на выработку т/э, кг у.т./ ГДж:

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{my}^m} = \frac{3,974}{69,78} = 56,95 \quad (2.69)$$

КПД брутто по выработке электрической энергии:

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{э}} = \frac{W_{\text{э}}}{B_{\text{э}} \cdot Q_H^p} = \frac{330}{24,792 \cdot 29310} = 0,454 \quad (2.70)$$

Удельный расход условного топлива на производство э/э, кг/кВт·ч:

$$b_{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{бл}}^{\text{э}}} = \frac{0,123}{0,454} = 0,271 \quad (2.71)$$

Удельный расход теплоты нетто на КЭС, кДж/кВт·ч:

$$q_{\text{э}} = \frac{3600}{\eta_{\text{бл}}^{\text{э}}} = \frac{3,6}{0,454} = 7,927 \quad (2.72)$$

Удельный расход пара на производство электрической энергии, кг/кВт·ч:

$$d = \frac{3600}{H_i \cdot \eta_{эм}} = \frac{3600}{1594,32 \cdot 0,98} = 2,304 \quad (2.73)$$

2.6 Выбор вспомогательного оборудования турбоустановки

2.6.1 Выбор питательных насосов

Расход питательной воды с запасом в 5 % составит, кг/с:

$$G_{пн} = 1,05 \cdot G_{пв} = 1,05 \cdot 286,956 = 301,304 \quad (2.74)$$

Объемный расход (подача):

$$Q_{пн} = \frac{G_{пн}}{\rho_{пит.воды}} = \frac{301,304}{907,881} = 1194,754 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.75)$$

где $\rho_{пит.воды}$ – средняя плотность питательной воды, м³/кг

Суммарное гидравлическое сопротивление тракта составит, МПа:

$$p_c = \Delta p_k + \Delta p_{рнк} + \Delta p_{пвд} + \Delta p_{тр} = 4,5 + 0,15 + 1 + 0,2 = 5,85 \quad (2.76)$$

где $\Delta p_k = 4,5$ МПа - сопротивление прямооточного котла;

$\Delta p_{рнк} = 0,15$ МПа – сопротивление регулирующего клапана питания котла;

$\Delta p_{пвд} = 1$ МПа- суммарное гидравлическое сопротивление ПВД;

$\Delta p_{тр} = 0,2$ МПа-сопротивление трубопроводов.

Давление нагнетания питательного насоса, МПа:

$$p_n = p_{не} + \Delta p_{нк} + \Delta p_c + H_k \cdot g \cdot \rho_g = 25,5 + 2,55 + 5,86 + 43 \cdot 9,8 \cdot 907,881 = 34,283 \quad (2.77)$$

где $\Delta p_{нк} = 0,1 \cdot p_{не}$ - запас давления на срабатывание предохранительный клапанов

Перепад давлений:

$$\Delta p = p_n - p_g = 34,28 - 5 = 29,283 \text{ МПа} \quad (2.78)$$

где p_n - давление на стороне нагнетания;

p_0 - давление на стороне всасывания

Потребляемая мощность насосом, МВт:

$$N_{н\acute{e}н} = \frac{G_{н\acute{e}г} \cdot (P_n - P_0) \cdot v_{ср}}{\eta_{\acute{e}н}} = \frac{301,304 \cdot (34,283 - 0,7) \cdot 0,001}{0,75} = 12,156 \text{ МВт} \quad (2.79)$$

где $P_0 = 0,7$ МПа – давление в деаэраторе;

$v_{ср} = 0,001 \text{ м}^3/\text{кг}$ - средний удельный объем пит. воды;

$\eta_{\acute{e}н} = 0,75$ – КПД насоса.

Исходя из общего каталога выберем насос ПНТ-1150-340-15 со следующими показателями:

Номинальная производительность установки составляет 1150 м³/ч;

Частота вращения насоса - 5130 об/мин;

Коэффициент полезного действия установки - 85%.

2.6.2 Выбор конденсатных насосов

Общая подача конденсатных насосов может быть рассчитана по формуле, кг/с:

$$G_{кн} = G_k + D_{хов} + D_8 + D_{упл} + D_{\acute{e}ж} = 139,094 + 9,565 + 4,489 + 2,733 + 1,366 = 157,248 \quad (2.80)$$

где G_k - расход пара в конденсатор, кг/с;

$D_{хов}$ - расход химически очищенной воды, кг/с;

$D_{\acute{e}ж}$ - расход пара на охладитель паровых эжекторов, кг/с;

$D_{упл}$ - расход пара на подогреватель уплотнений, кг/с;

D_8 - расход пара в ПНД-1, кг/с

Давление нагнетания насосов первой ступени КН-1 рассчитывается по формуле, МПа:

$$p_{н1} = \Delta p_{\acute{б}оу} + \Delta p_{тр} + \Delta p_{под} = 0,55 + 0,1 + 0,15 = 0,8 \quad (2.81)$$

где $\Delta p_{\acute{б}оу}$ - гидравлическое сопротивление БОУ, МПа;

$\Delta p_{тр}$ - гидравлическое сопротивление трубопроводов, МПа;

$\Delta p_{под}$ - необходимый подпор на входе в КИ-2

Производительность насосов первого подъема КН-1 находится по формуле, м³/ч:

$$V_{кн1} = \frac{G_{кн}}{\rho_{1кн}} = \frac{157,248}{996,922} = 567,84 \quad (2.82)$$

где $\rho_{1кн} = f(P'_k, \bar{t}_{ок1})$ - плотность воды перед конденсатными насосами первого подъема, кг/м³

Мощность, потребляемая насосами КН-1, рассчитывается по формуле, кВт:

$$N_{пэн} = \frac{(P_{н1} - P_k) \cdot V_{1кн}}{\eta_{эн}} = \frac{(0,8 - 0,003) \cdot 567,84}{0,75} = 167,57 \quad (2.83)$$

где $v_{cp} = 0,001 \text{ м}^3/\text{кг}$ - средний удельный объем основного конденсата;

$\eta_{эн} = 0,75$ - КПД насоса

Суммарное сопротивление тракта от ПНД до деаэратора составит, МПа:

$$p_c = \Delta p_{оэ} + \Delta p_{под} + \Delta p_{тр} = 0,06 + 4 \cdot 0,08 + 0,1 = 0,48 \quad (2.84)$$

где $\Delta p_{под}$ - гидравлическое сопротивление подогревателя низкого давления, МПа;

$\Delta p_{оэ}$ - гидравлическое сопротивление охладителя эжекторов, МПа;

Давление нагнетания насосов второй ступени КН-2 можно оценить по формуле, МПа:

$$p_{н2} = P_0 + H_0 \cdot g \cdot \rho_{2кн} + \Delta p_c = 0,7 + 22 \cdot 9,8 \cdot 955,254 = 1,395 \quad (2.85)$$

где H_0 - разность высот между деаэратором и насосом, м;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

$\rho_{2кн}$ - плотность воды перед насосами второй ступени, кг/м³

Производительность насоса КН-2 рассчитывается по формуле, м³/ч:

$$V_{кн2} = \frac{G_{кн}}{\rho_{2кн}} = \frac{157,248}{995,254} = 568,792 \quad (2.86)$$

где $\rho_{2кн}$ - плотность воды перед конденсатными насосами первого подъема, кг/м³

Мощность, потребляемая насосами КН-2, рассчитывается по формуле, кВт:

$$N_{пэн} = \frac{(P_{н2} - P_{к}) \cdot V_{2кн}}{\eta_{эн}} = \frac{(1,395 - 0,003) \cdot 568,792}{0,75} = 293,101 \quad (2.87)$$

где $P_{ок} = 0,7$ МПа – давление основного конденсата;

$v_{ср} = 0,001$ м³/кг - средний удельный объем основного конденсата;

$\eta_{эн} = 0,75$ – КПД насоса

Устанавливается 2 насоса, один из которых запасной. Исходя из полученных значений производительности, давления нагнетания и потребляемой мощности, выбираем насос КсВ 700-180 со следующими характеристиками:

Производительность - 700 м³/ч;

Напор - 180 м вод.ст.;

Частота вращения – 1500 об/мин.

2.6.3 Выбор циркуляционных насосов

Расход охлаждающей воды в конденсаторе составляет 36000 т/ч.

Расчетный расход охлаждающей воды составит, т/ч:

$$D_{ов}^p = 1,15 \cdot D_{ов} = 1,15 \cdot 36000 = 39600 \quad (2.88)$$

Производительность насоса рассчитывается по формуле, м³/ч:

$$V_{ов} = \frac{D_{ов}^p}{\rho_{в}} = \frac{39600 \cdot 10^3}{1000} = 39600 \quad (2.89)$$

где $D_{ов}^p$ - расчетный расход охлаждающей воды, кг/ч;

$\rho_{в}$ - плотность воды, кг/м³

Напор насоса составляет, кПа:

$$\Delta p = p_{н} - p_{в} = 220 - 70 = 150 \quad (2.90)$$

где $p_{н}$ - давление на стороне нагнетания;

$p_{в}$ - давление на стороне всасывания

Мощность, потребляемая насосами, рассчитывается по формуле, кВт:

$$N_n = \frac{(P_n - P_g) \cdot V_{ог}}{\eta_n} = \frac{(220 - 70) \cdot 11}{0,75} = 2200 \quad (2.91)$$

где $V_{ог}$ - производительность насоса, м³/с

Для постоянства общего типа построения ТЭС примем блочный тип исполнения циркуляционных насосов типа ОП2-185, устанавливаемых по два по 50% производительности характеристиками:

Производительность 26280-54900 м³/ч;

Полный напор 17,8-24,5 м вод. ст.;

Частота вращения – 333 об/мин.

2.6.4 Выбор сетевых насосов

Сетевые насосы предназначены для перекачки чистой воды в системе тепловых электростанций при высоких температурах. В технологических установках для подобных целей используется пара насосов на одну турбину для дополнительной безопасности при эксплуатации тепловых электростанций.

Производительность одного сетевого насоса, м³/ч:

$$G = \frac{G_{св}}{\rho_{с.в.} \cdot 2} = \frac{208,373}{948,947 \cdot 2} = 395,25 \quad (2.92)$$

где $G_{св}$ – расход сетевой воды, кг/с;

$\rho_{с.в.}$ – плотность воды на входе в сетевой насос ступени, м³/кг

Давление нагнетания составит, МПа:

$$P_n = \Delta P_{сн1} + \Delta P_{сн2} + P_g = 0,035 + 0,035 + 0,3 = 0,37 \quad (2.93)$$

где $\Delta P_{сн1}$, $\Delta P_{сн2}$ – входное давление воды в сетевом подогревателе, МПа;

P_g -давление всасывания, МПа.

Выбираем сетевой насос СЭ-500-140 с характеристиками:

Производительность - 500 м³/ч

Напор – 1,4 МПа.

Частота вращения 3000 об. /мин

Потребляемая мощность - 240 кВт

КПД - 81 %.

2.6.5 Выбор регенеративных подогревателей

Произведем выбор ПНД-1 путем расчета эскизной площади теплообменника.

Тепловая нагрузка, кВт:

$$Q_{\text{ннд1}} = D_8 \cdot (h_8 - \overline{t_{\text{д10}}}) \cdot \eta_m = 4,489 \cdot (2495,114 - 221,507) \cdot 0,98 = 10002,353 \quad (2.94)$$

Средний температурный напор, °С:

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{2,31 \lg \left(\frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}} \right)} = \frac{20,093 - 4}{2,31 \lg \left(\frac{20,093}{4} \right)} = 9,982 \quad (2.95)$$

где $\Delta t_{\text{б}} = t_{\text{д10}} - t_{\text{ок2}} = 52,911 - 32,818 = 20,093$ °С - большая разность температур;

$\Delta t_{\text{м}} = t_8 - t_{\text{ок3}} = 52,911 - 48,911 = 4$ °С - меньшая разность температур.

Эскизная площадь ПНД-1:

$$F_{\text{эск}} = \frac{Q_{\text{ннд1}}}{k_{\text{сн}} \cdot \Delta t_{\text{cp}}} = \frac{10002,353}{2550 \cdot 9,982} = 392,968 \text{ м}^2 \quad (2.96)$$

где $k_{\text{сн}} = 2400 - 2700$ Вт/м² · К - коэффициент теплопередачи для зоны собственного подогревателя

Выбираем ПН-400-26-2-IV с характеристиками:

- расчетный тепловой поток: 15,7 МВт;
- давление пара в корпусе: 0,19 МПа;
- давление воды в трубной системе: 2,55 МПа;
- температура на входе (пар), максимальная: 300 °С;
- температура на входе (вода), максимальная: 133 °С;
- номинальный расход воды: 750 т/ч;
- количество ходов сетевой воды: 4.

Произведем выбор остальных подогревателей по аналогичному расчету. Результаты представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета подогревателей

Подогреватель	Зоны	Тепловая нагрузка, кВт:	Средний температурный напор, °С:	Эскизная площадь, м ² :	Марка подогревателя
ПНД-2	СП	38118,498	37,736	396,131	ПН-400-26-2-IV

Окончание таблицы 22

ПНД-3	ОД	3661,334	14,425	423,041	ПН-600-2,5-0,6- II
	СП	22590,952	51,399	172,361	
ПНД-4	СП	25588,188	21,372	469,514	ПН-1900-32-6-I
	ОП	5927,707	52,608	1126,775	
ПВД-1	ОД	5331,832	12,384	717,551	ПВ-1600-380- 17
	СП	24959,472	16,585	590,185	
	ОП	5673,601	73,033	91,394	
ПВД-2	ОД	8569,304	20,069	711,654	ПВ-1700-380- 51-1
	СП	49033,336	23,349	823,524	
	ОП	2832,052	24,321	136,996	
ПВД-3	ОД	2140,875	13,397	266,344	ПВД-1100-37- 7,0
	СП	31964,711	18,036	695,013	
	ОП	3916,76	32,406	142,194	
СП-1	СП	35043,478	65,979	208,286	ПСВ-500-3-23
СП-2	СП	35546,006	108,528	128,443	ПСВ-200-7-15

2.6.6 Выбор деаэратора

Тип деаэратора выбирается в зависимости от давления среды в нем и расходу деаэрируемой воды. Расход воды принимается равным расходу питательной воды:

$$G_{\text{де}} = G_{\text{не}} = 286,956 \text{ кг/с} = 1033,042 \text{ т/ч} \quad (2.97)$$

Давление в деаэраторе известно заранее и составляет $P_t = 0,7$ МПа.

Таким образом, выбирается деаэратор типа ДСП-1300.

2.7 Топливное хозяйство

2.7.1 Ленточные конвейеры

Ленточный конвейер располагается на выходе из приемного устройства. Основной целью конвейера является транспортировка угля до основных установок. Для постоянной и эффективной работы используется от двух конвейера.

Общая производительность каждого конвейера рассчитывается по следующей формуле, т/ч:

$$B_{расч} = \frac{B_{сум}}{T} = \frac{13285,204}{21} = 632,629 \quad (2.98)$$

где T – время работы конвейера относительно каждого года, ч

$B_{сум}$ - расход твердого топлива на электростанции, которое рассчитывается по следующей формуле, т/ч:

$$B_{сум} = B_{сумм} \cdot 24 = 553,55 \cdot 24 = 13285,204 \quad (2.99)$$

Исходя из литературного анализа примем желобочный конвейер из его технологической эффективности при подобных расходах топлива. Ее производительность составит, т/ч:

$$B_{л} = B^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot k_{\alpha} = 1,2^2 \cdot 2,3 \cdot 0,85 \cdot 345 = 941,244 \quad (2.100)$$

где B - ширина ленты, м;

c - скорость ленты, м/с;

γ - насыпной вес топлива, т/м;

k_{α} - коэффициент, учитывающий угол естественного откосов топлива на ленте

Мощность на валу приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства можно найти по формуле, кВт:

$$W_6 = \frac{k_1 \cdot l \cdot c + 2 \cdot B_{л} \cdot l + 37 \cdot B_{л} \cdot H}{1,36} \cdot k_l =$$

$$= \frac{385 \cdot 45 \cdot 2,3 + 2 \cdot 971,244 \cdot 45 + 37 \cdot 431,664 \cdot 20}{1,36 \cdot 1000} \cdot 1,05 = 653,146 \quad (2.101)$$

где k_1 - коэффициент, зависящий от ширины ленты;

l - длина конвейера между центрами приводного и концевой барабана, м;

H - высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевой барабанов, м;

k_l - коэффициент, зависящий от длины конвейера

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, находится по формуле:

$$W_{эн} = \frac{k_з \cdot W_б}{\eta_{эд} \cdot \eta_p} = \frac{1,25 \cdot 653,146}{0,93 \cdot 0,95} = 924,089 \text{ кВт} \quad (2.102)$$

где $k_з$ - коэффициент запаса;

$\eta_{эд}$ - КПД электродвигателя;

η_p - КПД редуктора

Выбираем два вагоноопрокидывателя бокового типа, один из которых резервный.

Характеристики вагоноопрокидывателя:

- число опрокидываний в час: 20/25;
- теоретическая производительность: 1860/1500 т/ч;
- габариты: 25,6x10,4x12,5 м;
- мощность электродвигателей: 100x2 кВт.

2.7.2 Выбор дробилок

По расходу топлива на котельный агрегат по расчетному расходу топлива выбираем дробилки первой ступени -дискозубые ДДЗ-4М, с характеристиками:

- производительность - 200-240 т/ч;
- размеры ротора: длина - 1200 мм, диаметр - 900 мм
- частота вращения ротора - 36 об/мин;
- мощность электродвигателя - 34 кВт;
- масса - 4,5 т.

Для более тонкого дробления топлива (вторая ступень) выбираем молотковые дробилки СМ-170Б с характеристиками:

- производительность – 200 т/ч;
- размеры ротора: длина - 1600 мм, диаметр - 1300 мм
- частота вращения ротора - 750 об/мин;
- мощность электродвигателя - 150 кВт;
- масса - 14,8 т.

Дробленное топливо поступает в емкость бункеров сырого угля. Емкость бункера сырого угля составляет, м³:

$$V_б = \frac{B_к \cdot \tau}{\gamma \cdot k_з} = \frac{184,517 \cdot 8}{0,85 \cdot 0,8} = 2170,785 \quad (2.103)$$

где τ - число часов работы котельного агрегата на топливе, запасенном в бункерах;

k_3 - коэффициентом заполнения;

γ - насыпной вес угля.

Для подачи угля из бункера используем ленточный питатель, с шириной ленты 800 мм, длиной 2 м. Производительность при высоте слоя 0,2 м 270 м³/ч, требуемая мощность – 4,5 кВт.

2.7.3 Топливные склады

Емкость склада угля принимается в расчете на месячный расход, исчисляемый исходя из 20-часовой работы в сутки всех рабочих парогенераторов.

Площадь, непосредственно занятую штабелями, ориентировочно определяем по формуле, м²:

$$F_{ум} = \frac{24 \cdot B_{сум} \cdot n}{h \cdot \gamma_m \cdot \varphi} = \frac{24 \cdot 553,55 \cdot 30}{12 \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 45969,566 \quad (2.104)$$

где n - число суток запаса топлива на складе;

h - высота штабеля, м;

коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания) топлива в штабеле;

γ_m - насыпной вес угля.

2.8 Выбор оборудования пылеприготовления

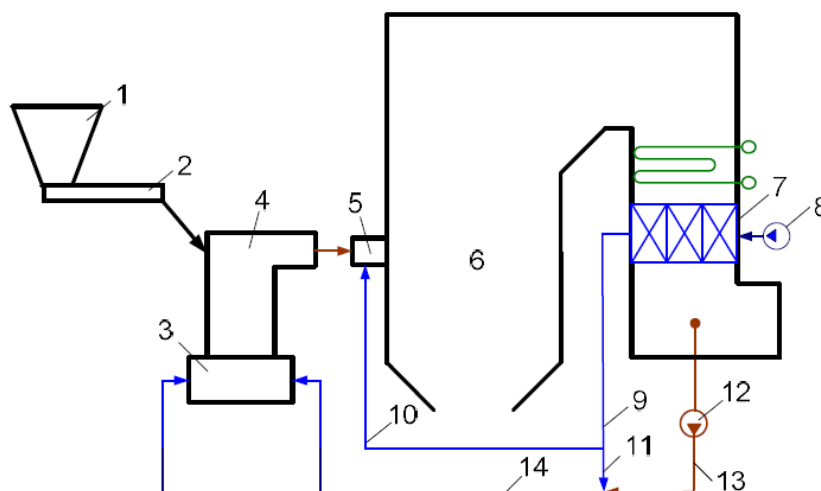
Процесс пылеприготовления состоит из следующих операций: предварительное грубое дробление до кусков 150-200 мм, улавливание металла, отделение щепы, грохочение и тонкое дробление до кусков не более 25 мм, сушка и размол до необходимой толщины.

2.8.1 Выбор типа мельниц

Для проектного топлива применяются среднеходные валковые мельницы, так как исходное топливо имеет коэффициент размолоспособности не менее 1,1, выход летучих больше 28%.

2.8.2 Выбор схемы пылеприготовления

Применяется замкнутая схема пылеприготовления с прямым вдуванием, так как были выбраны мельницы типа МВС.



1 – бункер сырого угля; 2 – питатель сырого угля; 3 – мельничное устройство; 4 – сепаратор пыли; 5 – горелочное устройство; 6 – топочная камера; 7 – воздухоподогреватель; 8 – дутьевой вентилятор; 9 – горячий воздух; 10 – вторичный воздух; 11 – первичный воздух; 12 – дымосос рециркуляции газов; 13 – уходящие дымовые газы; 14 – газозвдушная смесь.

Рисунок 15 - Замкнутая схема пылеприготовления с прямым вдуванием с газозвдушной сушкой

2.8.3 Выбор числа и производительности мельниц

Производительность одной мельницы рассчитывается с учетом коэффициента запаса, который при установке более 4-х мельниц на котел составляет:

$$B_p = \frac{k_z \cdot B_k}{n_{мел}} = \frac{1,1 \cdot 184,517}{8} = 25,371 \text{ т/ч} \quad (2.105)$$

где B_k - расчетный расход топлива на работу котлоагрегата, т/ч;

$n_{мел} = 8$ - число мельниц, шт;

k_z - коэффициент запаса.

Исходя из полученной величины, принимается ориентировочно мельница типа МВС-175 производительностью 32 т/ч.

Так как в характеристиках мельниц указываются показатели при работе их на эталонном топливе, необходимо выполнить пересчет производительности мельницы на проектном топливе, который можно выполнить по формуле, т/ч:

$$B = \frac{k_{ло} \cdot B_x}{k_{ло}^x} = \frac{1,3 \cdot 32}{1,5} = 27,733 \text{ т/ч} \quad (2.106)$$

где B_x - производительность мельницы на эталонном топливе, т/ч;

$k_{ло}^x$ - коэффициент размолоспособности эталонного топлива;

$k_{ло}$ - коэффициент размолоспособности проектного топлива.

Полученное значение отклоняется на допустимую величину. Значит, выбранная мельница подходит для размола проектного топлива. Основные характеристики выбранной мельницы:

- производительность: 32 т/ч;
- число оборотов в минуту: 41 об/мин.

2.9 Выбор тягодутьевых машин

2.9.1 Выбор дутьевых вентиляторов

Дутьевой вентилятор подает холодный воздух в ВЗП, забирая его из верхней части котельного цеха или с улицы. Выбор дутьевого вентилятора проводится по его производительности и необходимому напору.

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м³/с:

$$V_{дв} = B_p \cdot V_в^o (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{пл.у} + \Delta\alpha_{ен}) \cdot \frac{t_{хв} + 273}{273} = 51,255 \cdot 4,36 \cdot (1,2 - 0,06 - 0,04 + 0,03) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 277,607 \quad (2.107)$$

где α_m - коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем равным 1,2;

$\Delta\alpha_m$ - присос воздуха в топке;

$\Delta\alpha_{пл.у}$ - присос воздуха в системах пылеприготовления;

$\Delta\alpha_{ен}$ - относительная утечка воздуха в ВЗП;

$t_{хв}$ - температура холодного воздуха.

Расчетная производительность дутьевого вентилятора принимается с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1,1$:

$$V_{\partial\partial}^p = \frac{\beta_1 \cdot V_{\partial\partial}}{z} = \frac{1,1 \cdot 277,607}{2} = 152,684 \text{ м}^3/\text{с} = 549662,177 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.108)$$

Напор, развиваемый дутьевым вентилятором, ориентировочно принимаем $H_{\partial\partial} = 4$ кПа.

Расчетное значение напора принимаем с учетом коэффициента запаса, кПа:

$$H_{\partial\partial}^p = H_{\partial\partial} \cdot 1,15 = 4 \cdot 1,15 = 4,6 \quad (2.109)$$

Выбираем дутьевой вентилятор типа ДОД-28,5 с характеристиками:

- производительность - 585 тыс. м³/ч;
- КПД - 82,5 %;
- частота вращения - 600 об/мин;
- мощность - 800 кВт

Расчетный КПД вентилятора примерно принимается равным 90% от максимального:

$$\eta^p = 0,9 \cdot \eta_{\max} = 0,9 \cdot 0,825 = 0,743 \quad (2.110)$$

Мощность на валу дутьевого вентилятора (эффективная мощность) может быть найдена по формуле, кВт:

$$N_e = \frac{V_{\partial\partial}^p \cdot H_{\partial\partial}^p}{\eta^p} = \frac{549662,177 \cdot 4,6}{0,743} = 993,217 \quad (2.112)$$

2.9.2 Выбор дымососов

Дымосос, также, как и дутьевой вентилятор, выбирается по производительности и напору.

Производительность дымососа определяется объемными расходами газов, уходящих из котла и воздуха, присасываемого в тракт после котла в золоуловителях и газоходах.

Длина участка от котла до золоуловителя может быть рассчитана по формуле, м:

$$l_{\kappa-3y} = \frac{D_0}{(1,28 + 0,0083 \cdot D_0)} = \frac{1050}{(1,28 + 0,0083 \cdot 1050)} = 78,811 \quad (2.113)$$

где D_0 - паропроизводительность котла, кг/с.

Длина участка от золоуловителя до дымовой трубы рассчитывается по формуле, м:

$$l_{3y-\partial m} = \frac{D_0}{(1 + 0,007 \cdot D_0)} = \frac{1050}{(1 + 0,007 \cdot 1050)} = 95,89 \quad (2.114)$$

Длина участка газохода от ВЗП до дымососа рассчитывается по формуле, м:

$$l_{\kappa-\partial m} = l_{\kappa-3y} + 0,35 \cdot l_{3y-\partial m} = 78,811 + 0,35 \cdot 95,89 = 112,373 \quad (2.115)$$

Длина участка газохода от дымососа до дымовой трубы рассчитывается по формуле, м:

$$l_{\partial m-\partial m} = 0,65 \cdot l_{3y-\partial m} = 0,65 \cdot 95,89 = 62,3285 \quad (2.116)$$

Присосы воздуха за пределами котла на участке между ВЗП и ДС принимаются $\Delta\alpha = 0,01$ на каждые 10 м стальных газопроводов:

$$\Delta\alpha_{zx} = 0,01 \cdot \frac{l_{\kappa-\partial m}}{10} = 0,01 \cdot \frac{112,373}{10} = 0,112 \quad (2.117)$$

Объем присосов за пределами котла составит, м³/кг:

$$V_{прис} = \Delta\alpha_{zx} \cdot V_g^o = 0,112 \cdot 4,36 = 0,49 \quad (2.118)$$

Объемная производительность дымососов рассчитывается по формуле:

$$V_{дс} = B_p \cdot (V_{yxz} + V_{прис}) \cdot \frac{t_\partial + 273}{273} = 50,742 \cdot (6,575 + 0,49) \cdot \frac{131,43 + 273}{273} = 1840670,021 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.119)$$

где t_∂ - температура газов перед дымососом, °С

$$t_\partial = \frac{V_{yxz} \cdot t_{yx} + V_{прис} \cdot t_g}{V_{yxz} + V_{прис}} = \frac{6,575 \cdot 140 + 0,112 \cdot 30}{6,575 + 0,112} = 131,42 \quad (2.120)$$

где t_{yx} - температура уходящих газов, °С;

t_g - температура холодного присасываемого воздуха, °С

Расчетная производительность одного дымососа принимается с коэффициентом запаса:

$$V_{\text{дс}}^p = \frac{\beta_1 \cdot V_{\text{дс}}}{z} = \frac{1,1 \cdot 1840670,021}{2} = 1012368,512 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.121)$$

Значение напора принимается ориентировочно равным $H = 4$ кПа.

Расчетный напор дымососа принимается с коэффициентом запаса:

$$H_{\text{дс}}^p = H_{\text{дс}} \cdot 1,15 = 4,6 \quad (2.122)$$

По значениям производительности и напора выбирается дымосос осевого типа марки ДОД-41. Характеристики дымососа:

производительность 1000/1220 тыс. м³/ч;

полное давление 3150/4100 Па;

частота вращения 370 об/мин;

мощность 1150/1880 кВт;

КПД 0,825.

Расчетный КПД дымососа находится по формуле:

$$\eta^p = 0,9 \cdot \eta_{\text{max}} = 0,9 \cdot 0,825 = 0,743 \quad (2.123)$$

Мощность на валу дымососа (эффективная мощность) рассчитывается по формуле, кВт:

$$N_e = \frac{V_{\text{дс}}^p \cdot H_{\text{дс}}^p}{\eta^p} = \frac{1012368,512 \cdot 4,6}{0,743} = 1829,308 \quad (2.124)$$

3 Охрана окружающей среды

Пылеугольные тепловые электрические станции являются одними из основных источников загрязнения окружающей среды. При сжигании твердого топлива происходят реакции окисления органических веществ, входящих в состав топлива, что приводит к появлению в продуктах сгорания вредных для человека и природы окислов серы, азота и прочих соединений. Помимо газообразных вредных веществ в результате сгорания топлива образуются и твердые частицы, которые при попадании в атмосферу оседают на фасадах зданий, растениях и т.д. Превышение допустимой концентрации их

негативно влияет на дыхательные органы человека. В связи с этим на современных тепловых электрических станциях проводятся следующие мероприятия, направленные на снижение выбросов вредных веществ в атмосферу:

- очистка дымовых газов от золы, а также окислов азота и сернистых соединений путем применения специальных очистных сооружений;
- обеспечение высоты дымовых труб, достаточной для рассеяния дымовых газов таким образом, чтобы установить оптимальную концентрацию вредных веществ на уровне дыхания человека;
- совершенствование топочных процессов в котельных агрегатах с целью снижения образования вредных соединений на этапе горения;
- предварительная обработка топлива с целью извлечения из него вредных органических соединений;
- применение новейших способов сжигания топлива, в том числе и новых видов топок котельных агрегатов.

3.1 Золоулавливание и золоудаление

3.1.1 Золоулавливание

Расход летучей золы на входе в фильтр определяется по формуле, кг/с:

$$M_{\text{вхзол}} = 0,01 \cdot B_{\text{к}} \cdot \alpha_{\text{ун}} \cdot A^{\text{п}} + 0,01 \cdot B_{\text{к}} \cdot q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}{32700} = 0,01 \cdot 51,255 \cdot 0,95 \cdot 29,8 + 0,01 \cdot 49,517 \cdot 1 \cdot \frac{16410}{32700} = 14,267 \quad (3.1)$$

где $\alpha_{\text{ун}}$ - доля золы уносимая газами;

$A^{\text{п}}$ - зольность топлива, %;

q_4 - потеря с механическим недожогом.

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/с:

$$M_{\text{выхзол}} = M_{\text{вхзол}} \cdot (1 - \eta_{\text{зу}}) \cdot n = 14,267 \cdot (1 - 0,997) \cdot 3 = 0,133 \quad (3.2)$$

где $\eta_{\text{зу}}$ - КПД золоуловителя;

n - количество котлов.

Выбирается один электрофильтр типа ЭГВМ2-70-18-6-8 с высотой электродов 18м, площадью сечения 545 м² и производительностью 1965000 м³/ч.

3.1.2 Золоудаление

Применяется схема совместного гидрошлакозолоудаления на отвал с помощью багерных насосов.

Суммарное количество шлака и золы, удаляемых с ТЭС, определяется по формуле, кг/с:

$$M_{\text{шл.з}} = 0,01 \cdot B_{\text{сумм}} \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} (1 - \alpha_{\text{ун}} \cdot (1 - \eta_{\text{зл}}))) = 0,01 \cdot 153,764 \cdot (29,8 + 1 \cdot \frac{16410}{32700} (1 - 0,95 \cdot (1 - 0,997))) = 46,461 \quad (3.3)$$

где $B_{\text{сумм}}$ - часовой расход топлива на ТЭС, кг/с

Расход воды на золошлакоудаление определяется по формуле, кг/с:

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot M_{\text{шл.з}} = 12 \cdot 46,461 = 557,526 \quad (3.4)$$

Расчетный расход пульпы может быть определен по формуле, м³/ч:

$$Q = \frac{M_{\text{шл.з}}}{\gamma_{\text{шл.з}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{46,461}{0,5} + \frac{557,526}{1} = 2341,609 \quad (3.5)$$

где $\gamma_{\text{в}}$ - удельный вес (плотность) воды, т/м³;

$\gamma_{\text{шл.з}}$ - удельный вес (плотность) золы и шлака, т/м³.

Суммарный выброс золы, г/с:

$$M_{\text{з}} = B_{\text{сумм}} \cdot (1 - \eta_{\text{зл}}) \cdot \left(\left(1 - \frac{q_4}{100} \right) \cdot A^p \cdot \alpha_{\text{ун}} + \frac{q_4}{100} \right) = 153,764 \cdot (1 - 0,997) \cdot \left(\left(1 - \frac{1}{100} \right) \cdot \frac{29,8}{100} \cdot 0,95 + \frac{1}{100} \right) = 133,899 \quad (3.6)$$

Массовый выброс твердых частиц, кг/ту.т:

$$M_{\text{з}}^{\text{выброс}} = \frac{M_{\text{з}}}{B_{\text{усл}} \cdot n} = \frac{0,133}{28,766 \cdot 3} \cdot 1000 = 1,552$$

где $B_{\text{усл}}$ - расход условного топлива, кг/ту.т;

n - количество котлов.

Нормативный массовый выброс твердых частиц для котлов 420 т/ч и более составляет 0,56-1,76 кг/ту.т. Полученное значение не превышает норматив.

Диаметр шлакозолопровода определяется по формуле, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot V}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2341,609}{\pi \cdot 1,7}} = 0,698 \quad (3.7)$$

где $V = 1,7$ - скорость пульпы, м/с

На станции устанавливается три багерных насоса (один рабочий, один резервный, один в ремонте).

Выбирается багерный насос типа 20 Гр-8г с характеристиками:

- производительность 3000-5000 м³/ч;
- давление на выходе из насоса 0,7-0,52 МПа;
- диаметр рабочего колеса 1390 мм;
- мощность на валу насоса 928-1190 кВт;
- мощность электродвигателя 1600 кВт;
- частота вращения ротора 485 об/мин.

3.2 Расчет выбросов вредных веществ ТЭС

3.2.1 Расчет содержания оксидов серы в дымовых газах

С целью борьбы с высоким содержанием оксидов серы в дымовых газах выбирается мокрый метод сероочистки с получением в качестве конечного продукта товарного гипса. Эффективность очистки для таких установок составляет 90-95%.

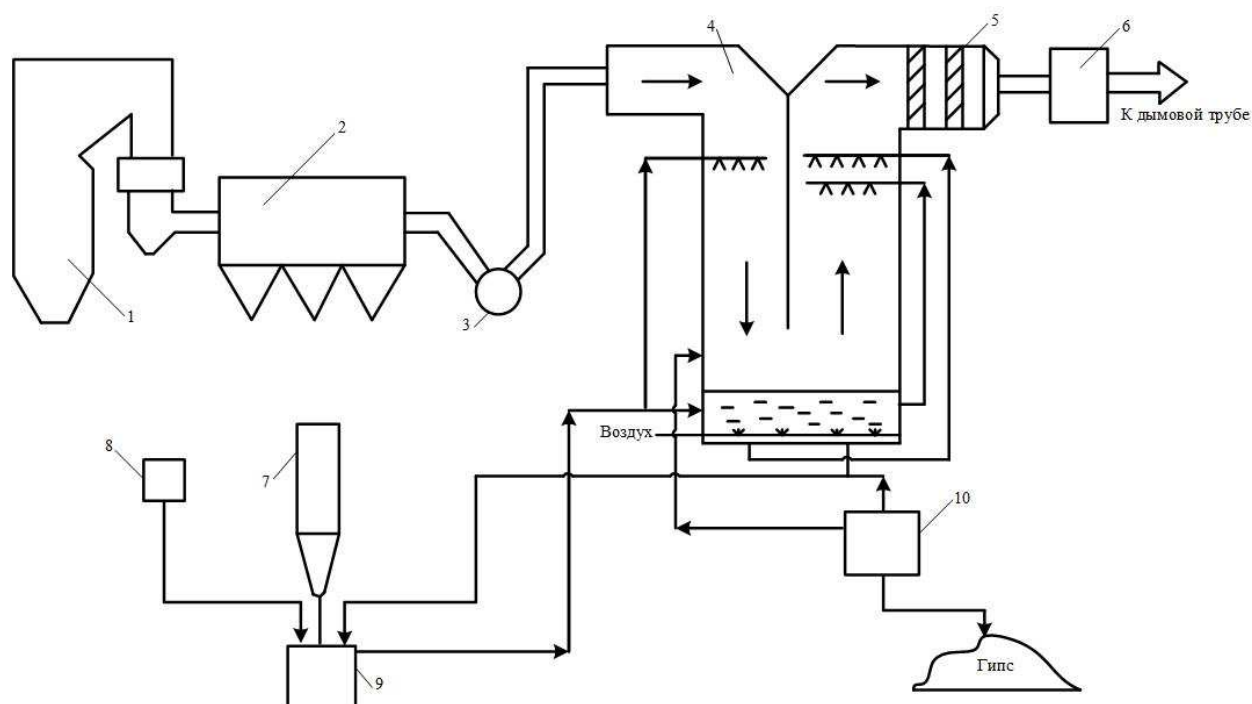
Схема очистки дымовых газов приведена на рисунке 16. Дымовые газы после котла очищаются в электрофильтре и дымососом подаются в абсорбер. Пройдя две ступени очистки от SO₂, дымовые газы освобождаются от капельной влаги в специальных каплеуловителях, проходят газовый подогреватель и через трубу выбрасываются в атмосферу.

Свежий промывочный раствор готовится в специальной смесительной емкости. В нее из бункера дозируются сорбент (известняк или известь) и карбоновая (муравьиная) кислота. Сюда же добавляется промывочная жидкость из отстойника второй ступени абсорбера. Из смесительной емкости свежеприготовленная промывочная жидкость подается в оросительную систему первой ступени абсорбера. На оросительную систему второй ступени абсорбера промывочная жидкость поступает из отстойника

первой ступени (верхние сопла) и второй ступени (нижние сопла). Непрерывная циркуляция промывочного раствора в обеих ступенях абсорбера осуществляется специальными насосами.

Данный метод сероочистки функционирует на ТЭЦ Лихтерфельд (Германия).

Подобная схема является эффективным вариантом для исследуемой установки из-за технологических и экономических характеристик. Мокрый метод абсорбции позволяет уменьшить выбросы тяжелых примесей, что также позволит минимизировать вредное воздействие на окружающую среду.



1 - котел; 2 - электрофильтр; 3 - дымосос; 4 - абсорбер; 5 - каплеуловитель; 6 - подогреватель дымовых газов; 7 - бункер известняка; 8 - емкость с карбоновой кислотой; 9 - емкость приготовления свежего промывочного раствора; 10 - узел обезвоживания гипса

Рисунок 16 - Схема мокрого абсорбционного метода очистки дымовых газов

Суммарное количество оксидов серы, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, можно найти по формуле, г/с:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B_{\text{сумм}} \cdot S^P \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}) \cdot \left(1 - \eta_{SO_2}^{оч} \cdot \frac{n_0}{n_k} \right) = 0,02 \cdot 153,764 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0) \cdot (1 - 0,1) \cdot \left(1 - 0,95 \cdot \frac{6000}{7500} \right) = 597,834 \quad (3.8)$$

где $B_{\text{сумм}}$ - часовой расход топлива на ТЭС, кг/с;

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

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

η''_{SO_2} - доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с твердыми частицами.

Массовый выброс оксидов серы, кг/ту.т:

$$M_{SO_2}^{выброс} = \frac{M_{SO_2}}{B_{усл} \cdot n} = \frac{0,597}{28,766 \cdot 3} \cdot 1000 = 6,004$$

где $B_{усл}$ - расход условного топлива, кг/ту.т

n - количество котлов.

Нормативный массовый выброс оксидов серы для котлов 420 т/ч и более составляет 8,8 кг/ту.т. Полученное значение не превышает норматив.

3.2.2. Расчет содержания оксидов азота в дымовых газах

Суммарное количество оксидов азота NO_x выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, рассчитывается по соотношению, г/с:

$$M_{NO_x} = K_{NO_2} \cdot B_{сумм} \cdot Q_n^p, \quad (3.9)$$

где $B_{сумм}$ - часовой расход топлива на ТЭС, кг/с;

K_{NO_2} - суммарная концентрация оксидов азота, г/МДж;

Q_n^p - низшая рабочая теплота сгорания проектного топлива, МДж/кг.

Топливные оксиды азота, г/МДж:

$$K_{NO_2}^{монл} = 0,12 \cdot \xi_{NO_x} \cdot \beta_{\alpha_2} \cdot \beta_{\alpha_1} \cdot \beta_r \cdot \beta_g \cdot \beta_{см} \quad (3.10)$$

где ξ_{NO_x} - безразмерный коэффициент, учитывающий характеристики топлива;

β_{α_2} - коэффициент избытка воздуха в горелке;

β_{α_1} - коэффициент, характеризующий долю первичного воздуха в горелке;

β_r - коэффициент рециркуляции дымовых газов в первичный воздух (без учета снижения температуры в зоне активного сечения);

β_g - коэффициент максимальной температуры на участке образования топливных оксидов азота;

$\beta_{см}$ - коэффициент смесеобразования в корне факела прямооточных горелок.

Безразмерный коэффициент, учитывающий характеристики топлива, рассчитывается по следующей формуле:

$$\xi_{NO_x} = FR^{0.6} + (1 + N^d) = 1,128^{0.6} + (1 + 0,706) = 2,781 \quad (3.11)$$

где N^d - содержание азота в сухой массе топлива, %:

$$N^d = \frac{100 \cdot N^p}{100 - W^p} = \frac{100 \cdot 0,6}{100 - 15} = 0,706 \quad (3.12)$$

FR - топливный коэффициент, равный отношению связанного углерода к выходу летучих на рабочую массу:

$$FR = \frac{C_{св}}{V_p} = \frac{29,256}{25,944} = 1,128 \quad (3.13)$$

где $C_{св} = 100 - W^p - A^p - V_z = 100 - 15 - 29,8 - 25,944 = 29,256\%$ (3.14)

V_z - выход летучих на рабочую массу, %:

$$V_p = \frac{100 - W^p - A^p}{100} = \frac{100 - 15 - 29,8}{100} = 25,944 \quad (3.15)$$

Коэффициент избытка воздуха в горелке:

$$\beta_{\alpha_z} = (0,53 \cdot \alpha_{zop} + 0,12)^2 = (0,53 \cdot 1,14 + 0,12)^2 = 0,524 \quad (3.16)$$

Коэффициент, характеризующий долю первичного воздуха в горелке рассчитывается по следующей формуле:

$$\beta_{\alpha_1} = 1,73 \cdot \alpha_1 + 0,48 = 1,73 \cdot 0,2 + 0,48 = 0,826 \quad (3.17)$$

Коэффициент рециркуляции дымовых газов в первичный воздух рассчитывается по следующей формуле:

$$\beta_r = 1 - 0,016 \cdot \sqrt{R} = 1 - 0,016 \cdot \sqrt{20} = 0,928 \quad (3.18)$$

где R - степень рециркуляции.

Коэффициент максимальной температуры на участке образования топливных оксидов азота:

$$\beta_g = 0,11 \cdot \sqrt[3]{T''_{заг} - 1100} = 0,11 \cdot \sqrt[3]{1549,654 - 1100} = 0,843 \quad (3.19)$$

где $T''_{заг} = T_{ад} \cdot 0,8 + 273 = 1595,817 \cdot 0,8 + 273 = 1549,654$ - температура на выходе из активного горения, К.

Коэффициент смесеобразования в корне факела прямооточных горелок:

$$\beta_{см} = 0,98 \cdot \frac{w_2}{w_1} - 0,47 = 0,98 \cdot \frac{47}{28} - 0,47 = 1,175 \quad (3.20)$$

где w_2, w_1 - скорости вторичного и первичного воздуха, м/с.

Топливные оксиды азота составляют, г/МДж:

$$K_{NO_2}^{топл} = 0,12 \cdot \xi_{NO_x} \cdot \beta_{\alpha_z} \cdot \beta_{\alpha_1} \cdot \beta_r \cdot \beta_g \cdot \beta_{см} = 0,12 \cdot 2,781 \cdot 0,524 \cdot 0,826 \cdot 0,928 \cdot 0,843 \cdot 1,175 = 0,133 \quad (3.21)$$

Удельные выбросы оксидов азота составляют, г/МДж:

$$K_{NO_2} = K_{NO_2}^{топл} = 0,133$$

Суммарное количество оксидов азота NO_x выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами составляет, г/с:

$$M_{NO_x} = K_{NO_2} \cdot B_{сумм} \cdot Q_H^p = 0,133 \cdot 153,764 \cdot 16,41 = 335,324 \quad (3.22)$$

Массовый выброс оксидов азота, кг/ту.т:

$$M_{NO_x}^{выброс} = \frac{M_{NO_x}}{B_{усл} \cdot n} = \frac{335,324}{28,766 \cdot 3} \cdot 1000 = 3,8 \quad (3.23)$$

где $B_{усл}$ - расход условного топлива, кг/ту.т;

n - количество котлов.

Нормативный массовый выброс оксидов серы для котлов 420 т/ч и более составляет 3,81 кг/ту.т.

3.2.3 Расчет содержания бензапирена

Концентрация бензапирена в сухих дымовых газах котлов за золоуловителями рассчитывается по формуле $\text{мкг}/\text{м}^3$:

$$C_{\text{бн}} = \frac{A \cdot Q_n^p}{\exp(1,5 \cdot \alpha_m)} \cdot \left(\frac{D_\phi}{D_n} \right) \cdot (1 - \eta_{\text{зв}} \cdot z) = \frac{29,8 \cdot 16410 \cdot 10^{-3}}{\exp(1,5 \cdot 1,2)} \cdot \left(\frac{1033,042}{1050} \right)^{1,1} \cdot (1 - 0,997 \cdot 0,7) = 0,419 \quad (3.24)$$

где $A = 0,521$ - коэффициент, характеризующий концентрацию нижней части топki при твердом шлакоудалении;

Q_n^p - низшая рабочая теплота сгорания проектного топлива, $\text{кДж}/\text{кг}$;

z - коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности бензапирена золоуловителем.

Суммарное количество бензапирена, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, можно найти по формуле, $\text{г}/\text{с}$:

$$M_{\text{бн}} = C_{\text{бн}} \cdot V_{\text{дс}} = 0,419 \cdot 10^{-6} \cdot 511,297 \cdot 3 = 6,433 \cdot 10^{-4} \quad (3.25)$$

3.2.4 Расчет суммарных выбросов вредных веществ

Суммарные массовые выбросы вредных веществ проектируемой ТЭС составляют, $\text{г}/\text{с}$:

$$M = M_z + M_{\text{SO}_2} + M_{\text{бн}} + 5,88 \cdot M_{\text{NO}_x} = 133,899 + 597,834 + 6,433 \cdot 10^{-4} + 5,88 \cdot 335,324 = 2703,438 \quad (3.26)$$

3.3 Выбор дымовые трубы

Выбор высоты и количества устанавливаемых на ТЭС труб производится так, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из дымовых труб не превышало предельно допустимую концентрацию вредных примесей $C_{\text{пд}} = 0,15 \text{ мг}/\text{м}^3$.

По величине ПДК вредных примесей может быть найдена минимально допустимая высота дымовых труб, м :

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{\text{пд}}}} \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta T}}, \quad (3.27)$$

где A - учитывает условия вертикального и горизонтального рассеяния примеси в воздухе;

M - суммарный выброс вещества из дымовой трубы, г/с;
 F - учитывает характер выбрасываемых загрязнений;
 m - учитывает влияние скорости выхода газов из устья трубы;
 n - число труб одинаковой высоты;
 V - расход дымовых газов через трубу, м³/с;

$\Delta T = t_{\text{д}} - t_{\text{в}} = 131,43 - 30 = 101,772 \text{ } ^\circ\text{C}$ - разность температур газов, выходящих из трубы, и воздуха (для наиболее благоприятных условий для рассеяния газов)

Расход дымовых газов через трубу можно оценить по формуле, м³/с:

$$V = V_{\text{дс}} \cdot n = 511,297 \cdot 3 = 1533,392 \quad (3.28)$$

где $V_{\text{дс}}$ - количество дымовых газов, проходящих через дымососы котла (производительность дымососов), м³/с;

$n = 3$ - количество котлоагрегатов, шт.

С учетом выбросов золы минимальная высота дымовой составляет:

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 2703,438 \cdot 1 \cdot 0,776}{0,15}} \sqrt[3]{\frac{1}{1533,892 \cdot 101,42}} = 228,051 \text{ м} \quad (3.29)$$

Таким образом, выбирается дымовая труба стандартной высотой 240 м.

Внутренний диаметр дымовой трубы на выходе можно найти по формуле:

$$d_0 = 0,0188 \sqrt{\frac{V}{\omega_0}} = 0,0188 \sqrt{\frac{5522010,063}{45}} = 6,586 \quad (3.30)$$

где V - расход дымовых газов через трубу, м³/ч;

ω_0 - скорость газов на выходе из дымовой трубы, м/с

Принимается стандартный диаметр дымовой трубы, равный 7,2 м.

Эффективная высота выброса дымовых газов может быть найдена по формуле, м:

$$\Delta H = 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{v_{\text{в}} \cdot \varphi} = 1,9 \cdot \frac{7,2 \cdot 45}{5 \cdot 1,75} = 70,354 \quad (3.31)$$

где $v_{\text{в}} = 5$ - скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли, м/с;

$\varphi = 1,75$ - учитывает возрастание скорости ветра с высотой трубы

Высота подъема факела дымовых газов рассчитывается по формуле, м:

$$H_{\phi} = H + \Delta H = 240 + 70,354 = 310,354 \quad (3.32)$$

3.4 Расчет рассеивания вредных примесей в атмосфере

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ для выброса нагретой газовой смеси из одиночного (точечного) источника с круглым устьем при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии от источника должна определяться по формуле, мг/м:

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot t \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \quad (3.33)$$

где A - то же, что и в формуле (3.27);

M - суммарный выброс вещества из дымовой трубы, г/с;

F - то же, что и в формуле (3.27);

t, n - безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выброса из устья источника выброса;

V - то же, что и в формуле (3.27);

ΔT - то же, что и в формуле (3.27);

H - минимальная высота дымовой трубы, м.

Величина коэффициента t определяется по формуле:

$$t = \frac{1}{0,67 \cdot 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 \cdot 0,1 \cdot \sqrt{2,496} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,496}} = 0,776 \quad (3.34)$$

где f - уточняющий коэффициент

$$f = 1000 \cdot \frac{w_0^2 \cdot d_0}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{45^2 \cdot 7,2}{240^2 \cdot 101,43} = 2,496 \quad (3.35)$$

Величина коэффициента n зависит от величины v_m , которая определяется по формуле:

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{V \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{1533,892 \cdot 101,42}{240}} = 5,626 \quad (3.36)$$

Так как $v_m > 2$, то n принимается равным 1.

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ составляет, мг/м³:

$$c_m = \frac{200 \cdot 2703,438 \cdot 1 \cdot 0,776 \cdot 1}{240^2 \cdot \sqrt[3]{1533,892 \cdot 101,42}} = 0,135$$

Так как величина максимальной приземной концентрации не превышает 0,15 мг/м³, то можно судить о правильном выборе высоты дымовой трубы.

Скорость ветра на уровне флюгера (обычно 10 м от уровня Земли) определяется по следующему выражению:

$$u_m = v_m \cdot (1 + 0,12 \cdot \sqrt{f}) = 15,902 \cdot (1 + 0,12 \cdot \sqrt{2,496}) = 6,692 \quad (3.37)$$

Максимальная концентрация вредных веществ у земной поверхности при опасных метеорологических условиях достигается на оси факела (по направлению среднего за рассматриваемый период времени ветра) на расстоянии, м:

$$x_m = \frac{5-F}{4} \cdot d \cdot H = \frac{5-1}{4} \cdot 22,908 \cdot 240 = 5498,004 \quad (3.38)$$

где F - то же, что и в формуле (3.27);

H - минимальная высота дымовой трубы, м;

d - безразмерная величина, определяемая по формуле:

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{5,626} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{2,496}) = 22,908$$

При опасной скорости ветра приземная концентрация по оси факела на различных расстояниях x от источника выброса определяется по формуле:

$$c = S_i \cdot c_m, \quad (3.39)$$

где S_i - безразмерная величина, определяемая по формулам:

$$\begin{aligned} \text{при } \bar{x} \leq 1 & \quad S_i = 3\bar{x}^{-4} - 8\bar{x}^{-3} + 6\bar{x}^{-2}; \\ \text{при } 1 < \bar{x} \leq 8 & \quad S_i = \frac{1,13}{0,13\bar{x}^{-2} + 1}; \\ \text{при } \bar{x} > 8 \text{ и } F = 1 & \quad S_i = \frac{1,13}{3,18\bar{x}^{-2} + 3,52\bar{x} + 12} \end{aligned}$$

где $\bar{x} = \frac{x}{x_m}$ - безразмерный коэффициент,

где x - расстояния x от источника выброса;

x_m - максимальная концентрация вредных веществ.

Произведем расчет приземленных концентраций по оси факела на различных расстояниях x от источника выброса. Результаты расчета приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет приземленных концентраций по оси факела

Расстояние x от источника выброса, м	$\bar{x} = \frac{x}{x_m}$	S_i	Приземная концентрация по оси факела, c , мг/м
500	0,091	0,044	0,0059
1000	0,182	0,154	0,0207
2000	0,364	0,461	0,0623
3000	0,546	0,753	0,1016
4000	0,728	0,936	0,1263
8000	1,455	0,886	0,1196
12000	2,183	0,698	0,0942
15000	2,728	0,574	0,0775
18000	3,274	0,472	0,0637
20000	3,638	0,415	0,0561

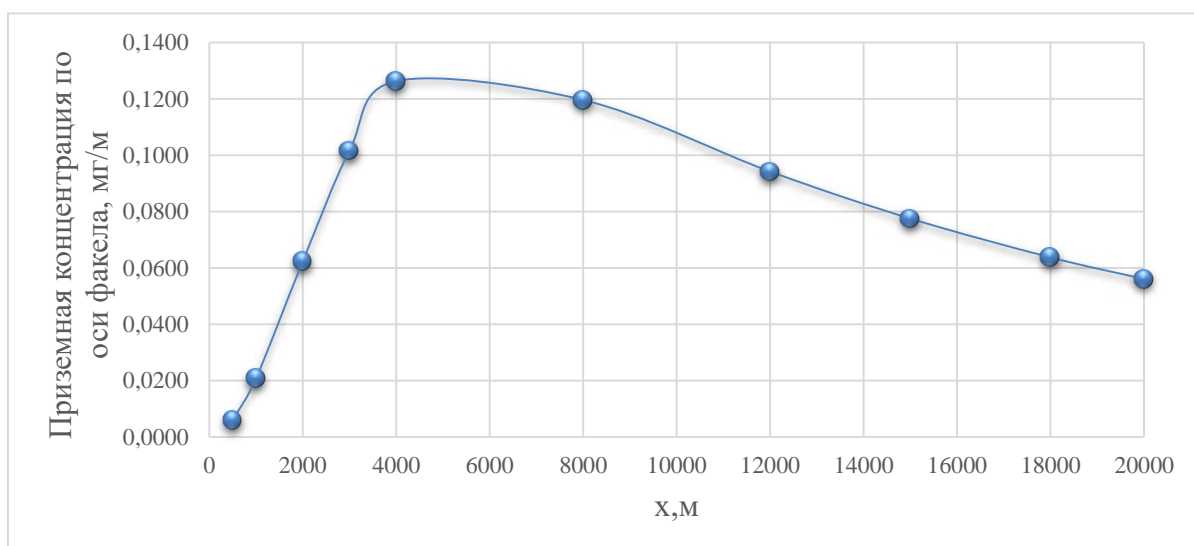


Рисунок 17 – График зависимости приземной концентрации по оси факела

Значения приземной концентрации в атмосфере на расстоянии y , м, по перпендикуляру к оси факела выброса определяют по формуле:

$$c_y = S_i \cdot c \quad (3.40)$$

где S_i - безразмерная величина, определяемая по формуле:

$$S_i = \frac{1}{\left(1 + 8,4 \cdot u_m \cdot \left(\frac{y_i}{x_i}\right)^2\right) \cdot \left(1 + 28,2 \cdot u_m \cdot \left(\frac{y_i}{x_i}\right)^2\right)} \quad (3.41)$$

Расчет произведем для x с максимальной концентрацией 0,1263 мг/м. Результаты расчета приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет приземленных концентраций по перпендикуляру к оси факела

Расстоянии y по перпендикуляру к оси факела выброса, м	Расстояние x от источника выброса, м	S_i	Приземная концентрация перпендикуляру к оси факела, c_y , мг/м
100	4000	0,864	0,109
200		0,596	0,075
300		0,369	0,047
400		0,222	0,028
500		0,135	0,017
600		0,084	0,011
800		0,036	0,005
900		0,0246	0,0031
1000		0,0173	0,022

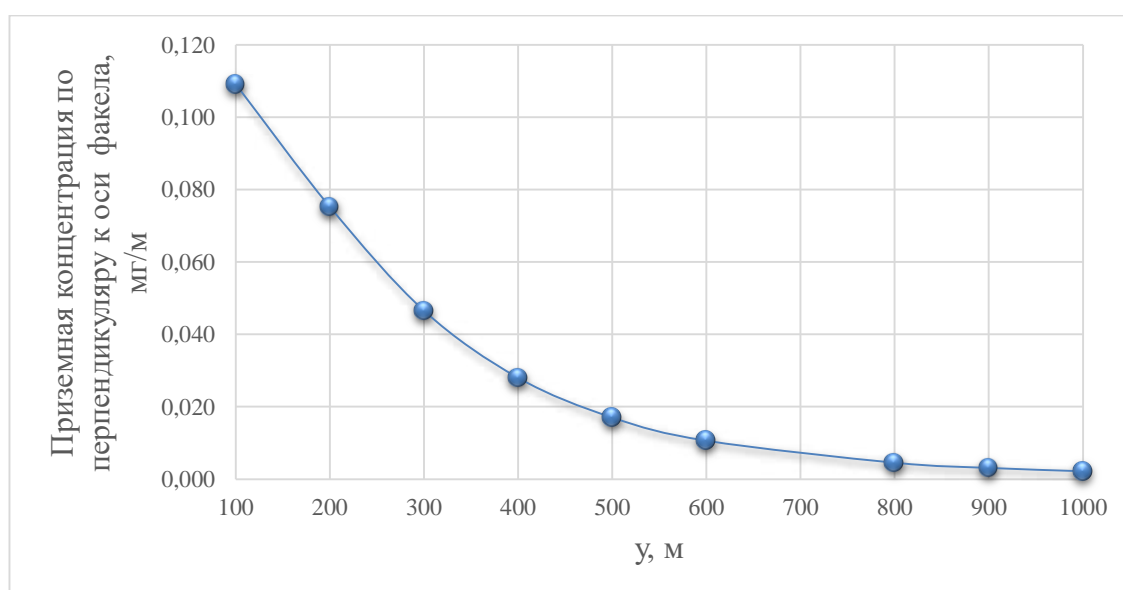


Рисунок 18 – График зависимости приземной концентрации по перпендикуляру к оси факела

4 Общая часть

4.1. Выбор схемы технического водоснабжения

Выработка энергии на ТЭС связана с большими расходами воды. Для нормальной работы электростанции необходимо непрерывное снабжение ее водой. Основными потребителями воды на ТЭС являются конденсаторы турбин, системы охлаждения оборудования, цех химводоподготовки, вспомогательное теплообменное оборудование и системы золошлакоудаления (в случае если применяется схема удаления золы и шлака водой).

Расход воды на ТЭС во многом определяется типом проектируемой электростанции, родом сжигаемого топлива, типом и мощностью оборудования. В связи с этим встает вопрос о выборе схемы водоснабжения проектируемой ТЭС.

На современных электростанциях стремятся отказываться от прямоточной схемы водоснабжения или схемы с прудом-охладителем в силу их неэкологичности. Забираемая из реки или иного водоема вода при прямоточной схеме водоснабжения проходит через станцию и сбрасывается обратно в водоем с большей температурой, что провоцирует тепловое загрязнение. Поэтому на современных ТЭС применяют оборотную схему водоснабжения, когда вода на ТЭС поступает извне только в виде подпиточной для восполнения потерь в цикле, а в роли охладителя выступает градирня (рисунок 19).

На проектируемой ТЭС применяется схема оборотного водоснабжения с градирнями башенного типа. Выбор типоразмера градирен и их количества зависит от необходимой производительности (расхода охлаждающей воды), а также площади орошения.

Необходимая площадь орошения на один блок может быть рассчитана по формуле, м²:

$$F = \frac{\lambda \cdot G_{ог}^p \cdot n}{\rho_г \cdot v_г} = \frac{0,5 \cdot 11000}{1,165 \cdot 0,8} = 5901,288 \quad (4.1)$$

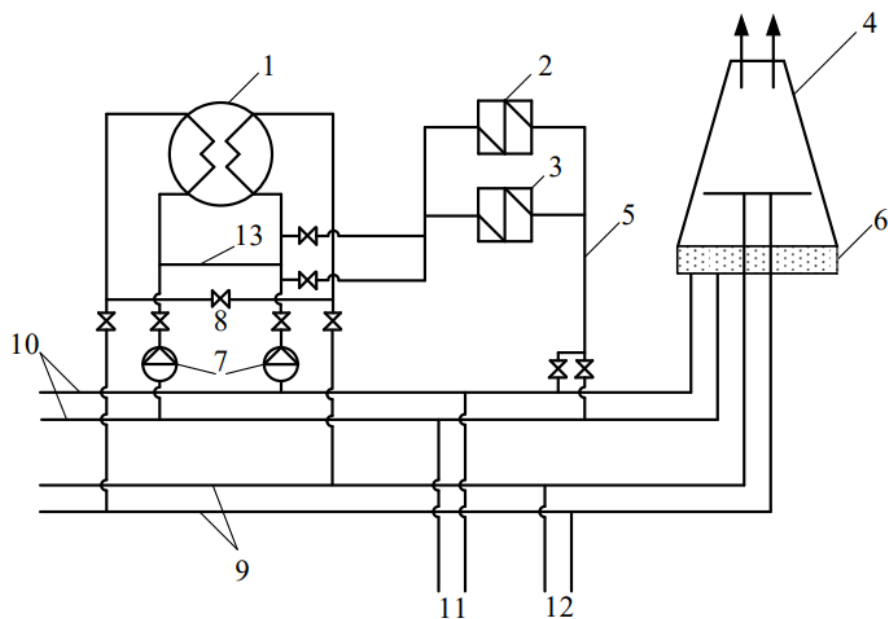
где λ - относительный расход воздуха;

$G_{ог}$ - расход охлаждающей воды, кг/с;

$\rho_г$ - плотность воздуха, кг/м³;

$v_г$ - скорость воздуха, м/с

Так на три блока выбирается три градирни площадью орошения 6400 м².



1 — конденсатор турбины; 2 — газоохладители генератора; 3 — маслоохладители турбины; 4 — градирня; 5 — трубопровод сбросной воды от охладителей масла и газа в подводящие водоводы; 6 — водосбросной бассейн градирни; 7 — циркуляционные насосы; 8 — переключатель между сливными трубопроводами конденсатора; 9 — сливные напорные трубопроводы к градирням; 10 — подводящие самотечные водоводы к циркуляционным насосам; 11 — трубопроводы подпитки циркуляционной системы; 12 — трубопроводы продувки циркуляционного контура в систему гидрозолаудаления; 13 — переключатель между напорными трубопроводами

Рисунок 19 - Схема оборотного водоснабжения с градирнями

4.2 Электрическая часть проектируемой ТЭС

В рамках проектирования электрической части ТЭС создается схема собственных нужд и схема выдачи электрической мощности, которые приведены на рисунках 20, 21.

Для проектируемой ТЭС применяется схема выдачи мощности с двумя рабочими и одной обходной системами шин. Достоинствами схемы является ее маневренность и надежность. Количество выходящих линий составляет 3. В схеме предусмотрена обводная шина, соединяющая две рабочих системы шин между собой. Также в схеме предусмотрен шина резервного трансформатора собственных нужд. Напряжение линий составляет 500 кВ.

Произведем выбор силового трансформатора и турбогенератора.

По мощности энергоблока выбирается тип турбогенератора - ТВВ-350-2. Основные характеристики представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристики турбогенератора

Модель генератора: ТВВ-350-2	
Т	Турбогенератор.
В	Охлаждение обмотки ротора и сердечника статора происходит непосредственно водородом.
В	Охлаждение обмотки статора непосредственно происходит водой
350	Номинальная активная мощность генератора, в МВт
2	Два полюса т.е. частота вращения 3000 об/мин
0,85	$\cos(\varphi)$
20	Напряжение статора, в кВ
322	Общий вес, т

Выбор трансформаторов включает в себя определение числа, типа и номинальной мощности. При блочной схеме соединения генератора с трансформатором последний должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, подключенной на отпайке от генератора.

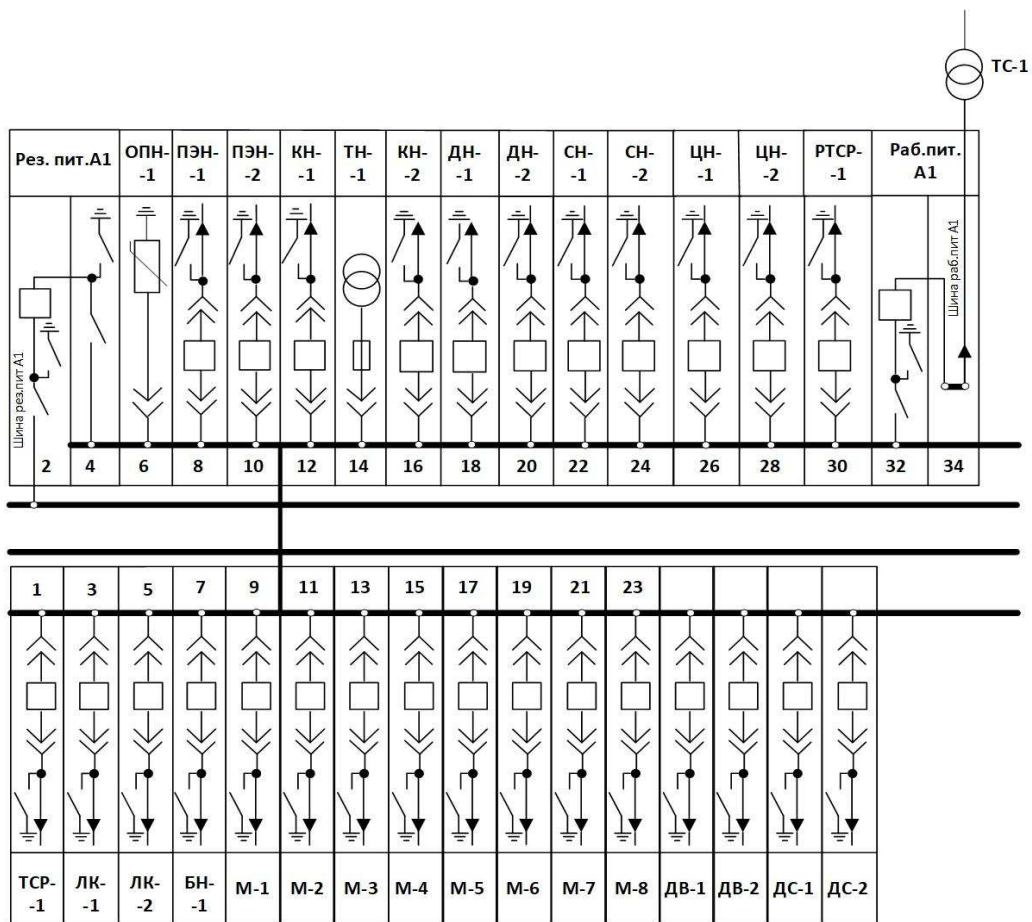


Рисунок 20 – Схема собственных нужд

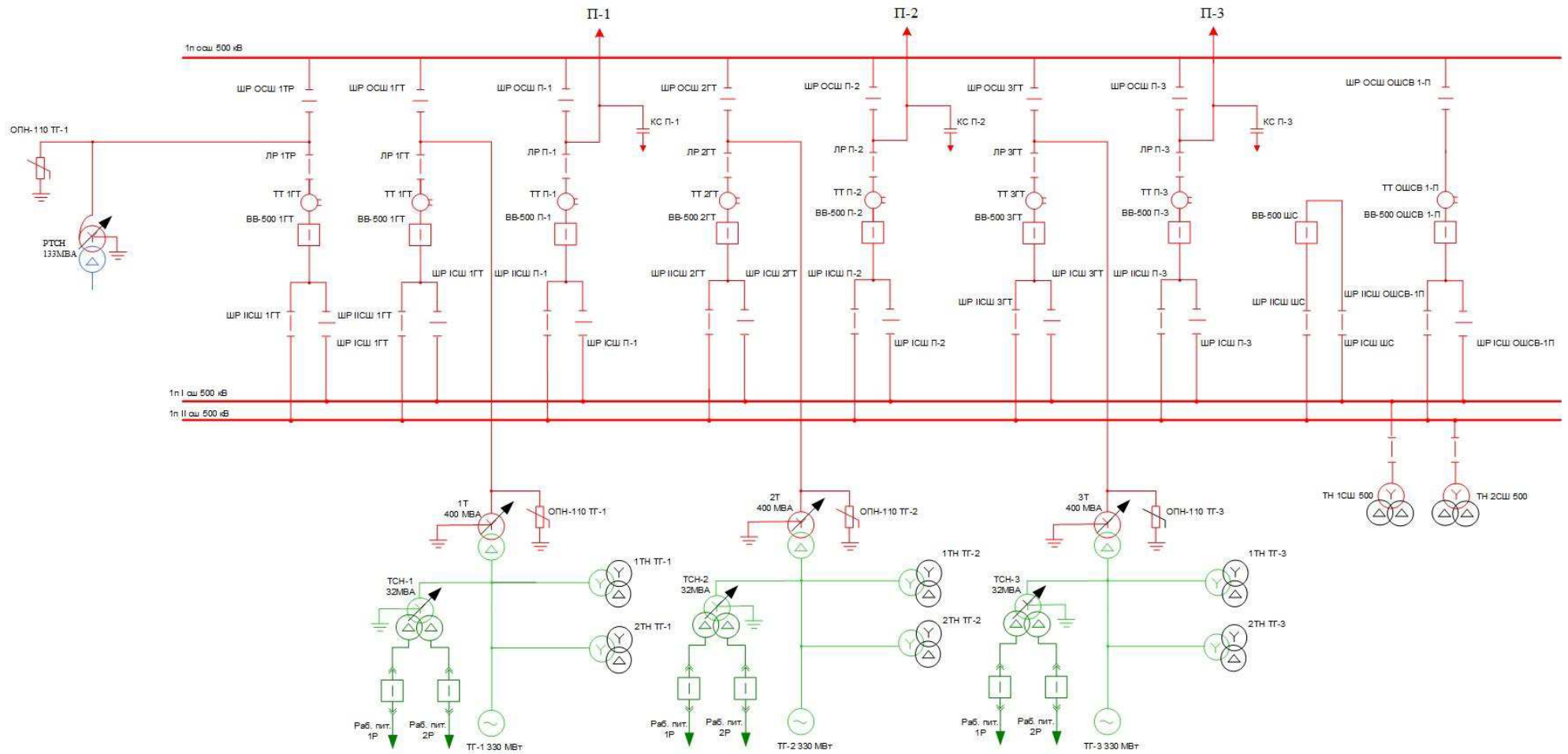


Рисунок 21 – Схема выдачи мощности

Полная мощность генератора:

$$S_{ген} = \frac{P_{ген}}{\cos(\varphi)} = \frac{350}{0,85} = 411,765 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.2)$$

Полная мощность трансформанта с учетом собственных нужд:

$$S_{тр} = S_{ген} - \alpha_{сн} \cdot S_{ген} = 411,765 - 0,07 \cdot 411,765 = 382,941 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.3)$$

Активная мощность трансформатора:

$$P_{тр} = P_{ген} - \alpha_{сн} \cdot P_{ген} = 350 - 0,07 \cdot 350 = 325,5 \text{ МВ} \quad (4.4)$$

Выбираем тип трансформатора - ТДЦ-400000/500, основные характеристики которого приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристики трансформатора

Модель трансформатора: ТДЦ-400000/500	
Т	Трехфазный трансформатор.
ДЦ	Используется циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком принудительного типа
400000	Номинальная мощность трансформатора, кВА
500	Класс номинального напряжения обмотки ВН, кВ
20	Класс номинального напряжения обмотки НН, кВ

4.3 Компоновка генерального плана и главного корпуса проектируемой ТЭС

Основной целью выбора компоновки главного корпуса и генерального плана ТЭС является обеспечение максимально компактного размещения основного и вспомогательного оборудования, главного корпуса и примыкающих помещений.

В проектируемой ТЭС применяется сомкнутая компоновка главного корпуса с продольным размещением основного оборудования. Бункерное отделение выполняется внутренним, совмещенное с деаэрационным. Такой вариант компоновки главного корпуса обеспечивает минимальные удельные капвложения в строительство, удельные строительные объемы главного корпуса, полный расход металла и легированных сталей. Сомкнутая компоновка позволяет уменьшить территорию, занимаемую ТЭС, за счет сокращения протяженности внешних коммуникаций.

Разрез главного корпуса и генеральный план проектируемой ТЭС представлены на 2 и 3 листах графической части.

5. Экономическая часть

5.1. Оценка экономической привлекательности, проектируемой ТЭС

Эффективность проектируемой ТЭС характеризуется системой экономических показателей, которые показывают соотношение связанных с проектом затрат (капвложений и эксплуатационных расходов) и результатов деятельности проекта. Значения этих показателей позволяют судить об экономической привлекательности проекта для его участников, об экономических преимуществах одних проектов над другими.

Основными из показателей экономической эффективности проекта являются срок окупаемости – период времени, за который общий объем капитальных затрат окупается за счет деятельности проекта и начинает приносить прибыль.

Важнейшим показателем эффективности инвестиционного проекта является чистый дисконтированный доход (ЧДД или NPV), который рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = \text{ЧДД} = \frac{\sum_{t=0}^T (\Pi_t - O_t)}{(1+r)^t}, \quad (5.1)$$

где Π_t - приток реальных денег, достигаемый на t-ом шаге расчета;

O_t - отток реальных денег на том же шаге;

r - ставка дисконта, равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал

Внутренняя норма доходности (ВНД или IRR):

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} \cdot (r_1 - r_2), \quad (5.2)$$

где r_1 - значение табулированного коэффициента дисконтирования, при котором $f(r_1) > 0$ ($f(r_1) < 0$);

r_2 - значение табулированного коэффициента дисконтирования, при котором $f(r_2) < 0$ ($f(r_2) > 0$)

Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД или DPI):

$$DPI = \frac{NPV}{\left| \sum \frac{I \cdot C_0}{(1 + r_1)} \right|} + 1 \quad (5.3)$$

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

$$T_э = (1 + P) \cdot U_{отп} \quad (5.4)$$

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

$$BPI = T_э \cdot W_{отп} \quad (5.5)$$

где $W_{отп}$ - годовой отпуск электрической энергии от КЭС, тыс. кВт·ч.

$T_э$ - тариф на электрическую энергию

Доход от основной деятельности, млн руб

$$D_{осн} = BPI - H_{им} - U_э \quad (5.6)$$

где $H_{им}$ - налог на имущество (20% среднегодовой стоимости фондов);

$U_э$ - эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчетах

Налог на прибыль по ставке 20% составит, млн руб

$$H_{пр} = D_{осн} \cdot 0,2 \quad (5.7)$$

Чистая прибыль, млн руб:

$$ЧП = D_{осн} - H_{пр} \quad (5.8)$$

Чистый денежный поток, млн руб:

$$ЧДП_t = ЧП_t + A_t \quad (5.9)$$

где A_t - амортизационные отчисления в год.

Чистый денежный поток нарастающим итогом

$$ЧДПНИ_t = ЧДПНИ_{t-1} + ЧДП_t \quad (5.10)$$

Дисконтированный денежный поток

$$ДДП_t = ЧДП_t / (1 + r)^t$$

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом

$$ДДПНИ_t = ДДПНИ_{t-1} + ДДП_t \quad (5.11)$$

Расчет производится для периода в 15 лет с момента осуществления капитальных вложений. Для наглядности расчет показателей экономической эффективности строительства ТЭС сводится в таблицу 27.

Полученные в результате расчета значения показателей эффективности приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Показатели экономической эффективности

Тариф на отпущенный МВт·ч с учетом планируемой рентабельности (40%), руб/МВт·ч	4623,83
Выручка от реализации э/э от ТЭС, млн. руб,	30383,48
Полная себестоимость производства и отпуска э/э с ТЭС, млн. руб,	21702,48
Чистый дисконтированный доход NPV	5884,61
Внутренняя норма доходности IRR, %	11,22%
Дисконтированный индекс доходности DPI	1,072
Простой срок окупаемости PP, лет	13,09
Дисконтированный срок окупаемости DPP, лет	7,22
Резерв безопасности, %	1,2

Исходя из полученных результатов, можно сделать выводы о проекте:

- так как $NPV > 0$, то проект считается эффективным;
- $IRR > 8-10\%$, значит проект безопасен;
- доходный, так как $DPI > 1$;
- простой срок окупаемости составляет 8 лет, а дисконтированный 14 лет.

Таким образом, проект является привлекательным с точки зрения эффективности капитальных вложений и окупит себя менее чем за 15 лет.

Таблица 27 – Расчет показателей экономической эффективности

Период	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Денежный поток по инвестиционной деятельности - капиталовложения, млн.руб	-81600															
Стоимость фондов на начало года		81600	76160	70720	65280	59840	54400	48960	43520	38080	32640	27200	21760	16320	10880	5440
Стоимость фондов на конец года		76160	70720	65280	59840	54400	48960	43520	38080	32640	27200	21760	16320	10880	5440	0
Среднегодовая стоимость фондов		78880	73440	68000	62560	57120	51680	46240	40800	35360	29920	24480	19040	13600	8160	2720
Налог на имущество		1735	1616	1496	1376	1257	1137	1017	898	778	658	539	419	299	180	60
Доход от основной деятельности, млн.руб		8681	8681	8681	8681	8681	8681	8681	8681	8681	8681	8681	8681	8681	8681	8681
Налогооблагаемая прибыль		6946	7065	7185	7305	7424	7544	7664	7783	7903	8023	8142	8262	8382	8501	8621
Налог на прибыль, млн.руб		1389	1413	1437	1461	1485	1509	1533	1557	1581	1605	1628	1652	1676	1700	1724
Чистая прибыль, млн.руб		5557	5652	5748	5844	5939	6035	6131	6227	6322	6418	6514	6610	6705	6801	6897
Амортизационные отчисления, млн.руб		5440	5440	5440	5440	5440	5440	5440	5440	5440	5440	5440	5440	5440	5440	5440
Чистый денежный поток, ЧДП	-81600	10997	11092	11188	11284	11379	11475	11571	11667	11762	11858	11954	12050	12145	12241	12337
Чистый денежный поток нарастающим итогом, ЧДПНИ	-81600	-70603	-59511	-48323	-37040	-25660	-14185	-2614	9053	20815	32674	44627	56677	68823	81064	93401
Чистый дисконтированный поток, ДДП	-81600	9997	9167	8406	7707	7066	6477	5938	5443	4988	4572	4190	3839	3518	3223	2953
Чистый денежный поток нарастающим итогом, ДДПНИ	-81600	-71603	-62436	-54030	-46323	-39258	-32780	-26842	-21400	-16411	-11840	-7650	-3810	-292	2931	5885

5.2 Анализ чувствительности

Учет риска проекта проводится с использованием метода анализа чувствительности, который состоит в сравнительном анализе влияния основных значимых факторов (параметров) проекта на ключевые показатели эффективности.

Для проведения анализа чувствительности критериев проекта (NPV, IRR, DPI, DPP, PP) и определения степени влияния исследуемых факторов на интегральные показатели в диапазоне от -15% до +15% с шагом в 5% рассматриваем следующие факторы: капитальные вложения, цена топлива, себестоимость отпускаемой электроэнергии.

Все расчеты показателей приведены в форме таблиц и графиков.

Таблица 29– Анализ чувствительности NPV

Изменение в абсолютных величинах							
NPV	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Цена топлива	3028	3980	4932	5884	6836	7788	8740
Кап вложения	8754	7797	6841	5884	4927	3971	3014
Себестоимость э/э	-2038	602	3243	5884	8525	11166	13808
Изменение в относительных величинах							
NPV	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Цена топлива	-48,5%	-32,36%	-16,18%	0%	16,18%	32,36%	48,5%
Кап вложения	48,77%	32,51%	16,26%	0%	-16,26%	-32,51%	-48,77%
Себестоимость э/э	-135%	-89,76%	-44,88%	0%	44,88%	89,76%	135%

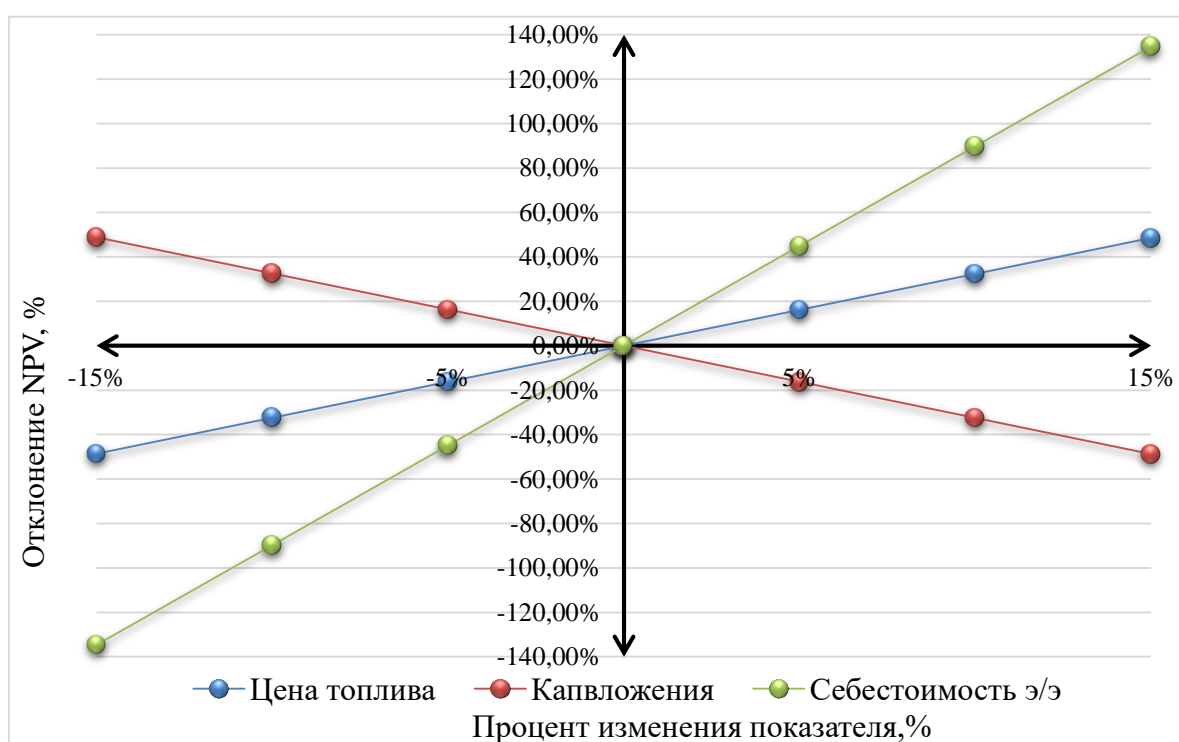


Рисунок 22 - График безубыточности NPV

Таблица 30– Анализ чувствительности IRR

Изменение в абсолютных величинах							
IRR	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Цена топлива	10,63%	10,83%	11,02%	11,22%	11,41%	11,60%	11,80%
Кап вложения	12,11%	11,78%	11,49%	11,22%	10,97%	10,75%	10,55%
Себестоимость э/э	9,57%	10,13%	10,67%	11,22%	11,75%	12,29%	12,81%
Изменение в относительных величинах							
IRR	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Цена топлива	-5,23%	-3,48%	-1,74%	0,00%	1,73%	3,45%	5,17%
Кап вложения	7,97%	5,03%	2,39%	0,00%	-2,17%	-4,16%	-5,98%
Себестоимость э/э	-14,7%	-9,73%	-4,84%	0,00%	4,78%	9,52%	14,21%

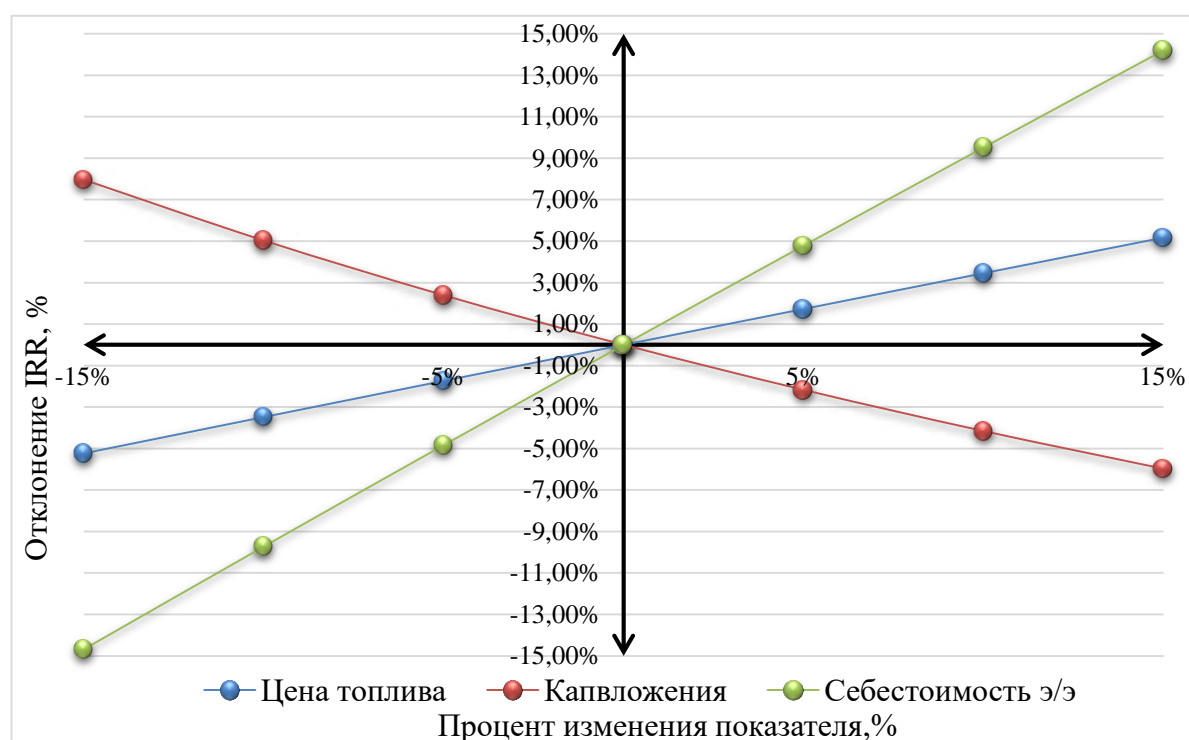


Рисунок 23 - График безубыточности IRR

Таблица 31– Анализ чувствительности DPI

Изменение в абсолютных величинах							
DPI	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Цена топлива	1,037	1,049	1,06	1,072	1,084	1,095	1,107
Кап вложения	1,126	1,106	1,088	1,072	1,057	1,044	1,032
Себестоимость э/э	0,975	1,007	1,039	1,072	1,104	1,136	1,169
Изменение в относительных величинах							
DPI	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Цена топлива	-3,26%	-2,18%	-1,09%	0,00%	1,09%	2,18%	3,26%
Кап вложения	5,05%	3,18%	1,51%	0,00%	-1,36%	-2,60%	-3,73%
Себестоимость э/э	-9,06%	-6,04%	-3,02%	0,00%	3,02%	6,04%	9,06%

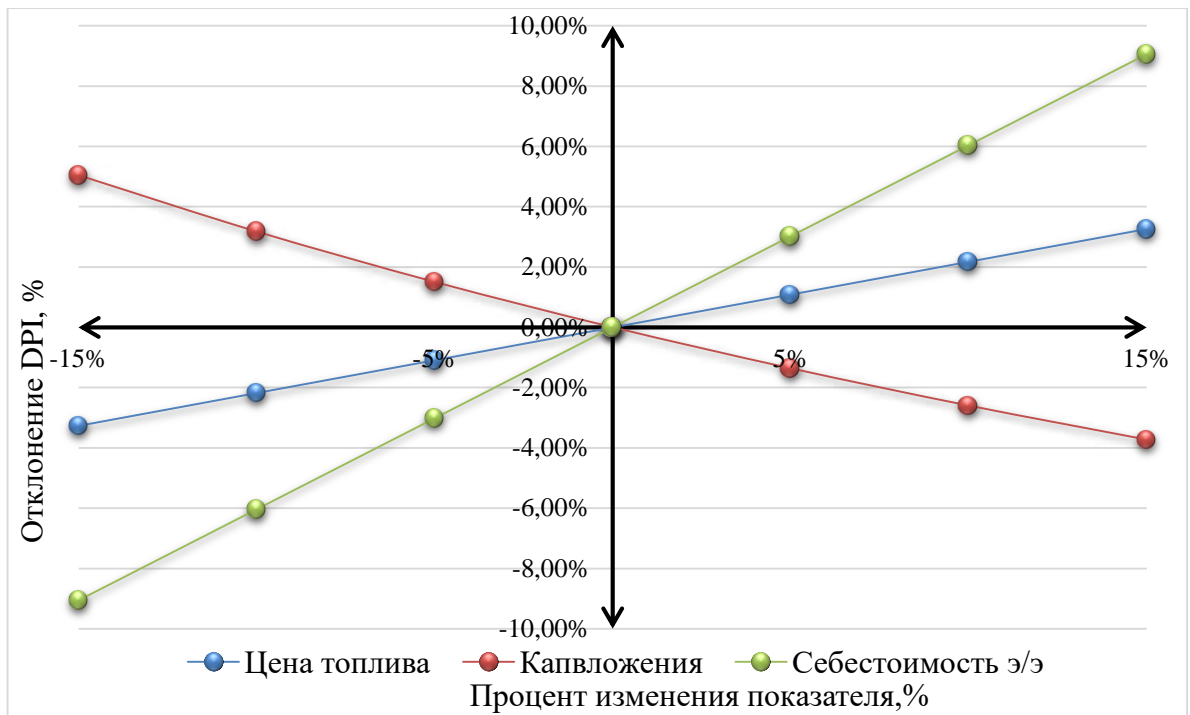


Рисунок 24- График безубыточности DPI

Таблица 32– Анализ чувствительности DPP

Изменение в абсолютных величинах							
DPP	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Цена топлива	13,947	13,656	13,370	13,091	12,832	12,586	12,345
Кап вложения	11,964	12,364	12,737	13,091	13,441	13,768	14,080
Себестоимость э/э	16,179	14,784	13,881	13,091	12,399	11,773	11,212
Изменение в относительных величинах							
DPP	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Цена топлива	6,54%	4,32%	2,14%	0%	-1,98%	-3,85%	-5,69%
Кап вложения	-8,61%	-5,55%	-2,70%	0%	2,68%	5,18%	7,56%
Себестоимость э/э	23,59%	12,93%	6,04%	0%	-5,28%	-10,07%	-14,35%

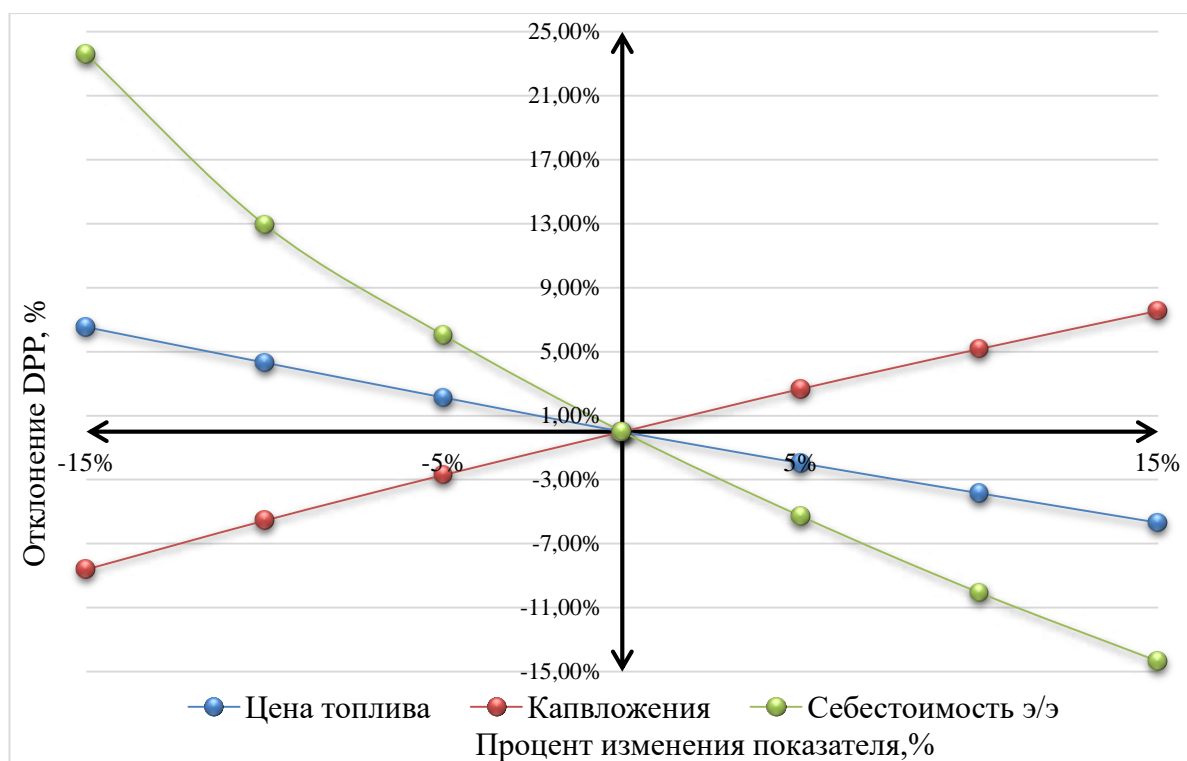


Рисунок 25 - График безубыточности DPP

Можно сделать вывод, что самыми влиятельными факторами по уменьшению степени влияния являются: себестоимости электрической энергии, затем изменение капитальных вложений и цены топлива.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была спроектирована ТЭС электрической мощностью 990 МВт и отопительной нагрузкой 180 Гкал/ч на сверхкритические параметры пара. В качестве основного оборудования были выбраны паровые турбины К-330-240 и котлоагрегаты с кольцевой топкой Пп-1050-25,5-565 КЦ.

Далее были составлены уравнения теплового и материального баланса, определены все необходимые расходы, энтальпии, после чего была произведена проверка по мощности, погрешность составила 0 %. Следующим шагом был расчет технико-экономических показателей станции, из него был определен удельный расход топлива на выработку электроэнергии, который составил 0,297 кг/кВт·ч, а удельный расход топлива на выработку тепловой энергии 56,95 кг/ГДж.

Следующим этапом был выбор вспомогательного оборудования. По результатам рассчитанного требуемого значения производительности в размере 1194,754 м³/ч были два питательных насоса ПТН-1150-340-15 с турбоприводом ОР-12ПМ. Исходя из рассчитанного требуемого значения были выбраны конденсатные насосы первой и второй ступени, по значению требуемой производительности насосов в размере 567,84 м³/ч и 568,792 м³/ч соответственно, были выбраны два насоса КсВ-700-180. Циркуляционные насосы ОП2-185 в количестве две штук и один в резерве выбирались исходя из общей потребности в объеме воды, равном 39600 м³/ч, после этого были выбраны сетевые насосы СЭ 500-140. Также были выбраны марки подогревателей регенеративной схемы и деаэратор - ДСП-1300.

Далее были выбраны два дутьевых вентилятора ДОД-28,5 по найденному значению расчетной производительности. Аналогично, по расчетному значению производительности были выбраны дымососы ДОД-41 в количестве двух штук.

Для удовлетворения экологическим нормам выбросов вредных веществ были оценены значения выбрасываемых со станции отходов: золы и шлака. В соответствии с полученными данными был выбран состав золоулавливающего оборудования - электрофильтры типа ЭГВМ с высотой электродов 18м, площадью активного сечения 545 м² и производительностью 1965000 м³/ч.

Для проектируемой ТЭС была выбрана схема с обратным водоснабжением с тремя башенными градирнями с площадью орошения 6400 м².

Выбор и расчет оборудования топливно-транспортного цеха позволил оценить необходимую площадь угольного склада, которая составила 44208,833 м². Также были выбраны типоразмеры вагоноопрокидывателей,

дробилок, рассчитаны необходимые размеры ленточных конвейеров и бункеров сырого угля. Была выбрана схема пылеприготовления с прямым вдуванием, а также марки восьми мельниц - МВС-175.

Также была разработана электрическая часть станции мощность 990 МВт и напряжением 500 кВ, разработана схема выдачи мощности, а также структурная схема станции. Осуществлен выбор основного оборудования электроцеха: турбогенераторы типа ТВВ-350-2 и трансформаторы ТДЦ-400000/500.

На основании рассчитанных критериев оценки эффективности проекта можно сделать вывод, что он является доходным, так как индекс доходности составил 1,014, со сроками окупаемости: простой срок окупаемости составил 8 лет, дисконтированный – 15 лет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение правительства Российской Федерации «Об утверждении схемы территориального планирования Российской Федерации в области энергетики» // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов : - URL: <http://docs.cntd.ru> (дата обращения 15.11.2021).
2. Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции : учебник для вузов / под. ред. В.Я. Гришфельда. – изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 177 с.
3. Михайленко, С.А. Тепловые электрические станции: учеб. пособие / С.А. Михайленко, А.П. Цыганок. – 2-е изд., перераб. и доп. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 300 с.
4. Серант, Ф. А. Котел с кольцевой топкой для блока 660 МВт на суперсверхкритические параметры при сжигании шлакующих углей / Серант Ф. А., Белоруцкий И. Ю., Ершов Ю. А., Гордеев В. В., Ставская О. И., Кацель Т.В. // VIII Всероссийская конференция с международным участием «Горение твердого топлива» Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН. Новосибирск, 2012. — № 8. — С. 91-98.
5. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчёт котельных установок) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. — 71 с.
6. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчёт котельных установок) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. — 98 с.
7. Зубова, М. В. Оценка экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты : учебно-методическое пособие / М. В. Зубова, И. А. Астраханцева, В. А. Финоченко. — Красноярск : ИПЦ СФУ, 2017. — 55 с.
8. Каталог продукции группы компаний «Силовые машины» : – Российская Федерация, Санкт-Петербург : «Силовые машины», 2020. – 380 с.
9. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок) : учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 71 с.
10. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие. / А.П. Цыганок, Михайленко, С.А. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 136 с.
11. Росляков, В.Я. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу : учеб. пособие / П.В. Росляков, Л.Е. Егорова, И.Л. Ионкин. – изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство МЭИ, 2002. – 84 с.

12. Рихтер, Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов тепловых станций: учеб. пособие /Л.А. Рихтер, Э. П. Волков, В. Н. Покровский – Москва: Энергоиздат,1981. – 296 с.

13. Термодинамические свойства воды и водяного пара: - URL: <http://www.energyed.ru/> (дата обращения: 16.02.2022).

14. Электронный номенклатурный каталог НПО «РУССОЛ»: – URL: http://russol.org/tdm_main.php (дата обращения: 10.03.2022).

15. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для вузов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 610 с.

16. Котлы с кольцевой топкой КОТЭС Инжиниринг: – URL: <https://www.cotes-e.com/> (дата обращения: 28.11.2021).

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой



Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« 24 »

06

2022г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект Бирюсинской ТЭС 990 МВт

тема

Руководитель

 23.06.22
подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень


П.В. Шишмарев
инициалы, фамилия

Выпускник

 23.06.22
подпись, дата

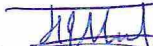
А.С. Фоменко
инициалы, фамилия

Тех. контроль

 24.06.22
подпись, дата

Е.А. Бойко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 23.06.22
подпись, дата

П.В. Шишмарев
инициалы, фамилия

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой



Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« Ж »

об

2022г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

