

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

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект Чаунской ТЭЦ- 2 мощностью 120 МВт. Часть 2

тема

Руководитель	_____	ст. преподаватель	<u>В.В. Криворучко</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Л.С. Мирощенко</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Тех. контроль	_____		<u>С.А. Михайленко</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>П.В. Шишмарев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2019

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

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Мирощенко Любови Сергеевне
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ15–01Б Направление (специальность) 13.03.01
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект Чаунской ТЭЦ-2
мощностью 120 МВт. Часть 2

Утверждена приказом по университету № 5016/с от 16 апр. 2019 г

Руководитель ВКР В.В. Криворучко, старший преподаватель, кафедра ТЭС
инициалы, фамилия, должность, место работы

Исходные данные для ВКР Район размещения- г. Певек, Чукотский
автономный округ; электрическая мощность- 120 МВт; тепловая нагрузка-
200 Гкал/ч; топливо- каменный уголь марки Ж

Перечень разделов ВКР Вводная часть, экономическая часть, расчетная
часть

Перечень графического материала

Лист 1. Принципиальная тепловая схема турбины Т-50/60-130

Лист 2. Генеральный план

Лист 3. Разрез главного корпуса

Лист 4. Схема технического водоснабжения

Лист 5. Дымовая труба

Руководитель ВКР _____ В.В. Криворучко
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к _____ Л.С. Мирощенко
исполнению подпись инициалы и фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект Чаунской ТЭЦ-мощностью 120 МВт. Часть 2» содержит 75 страниц текстового документа, 13 использованных источников, 5 листов графической части.

Ключевые слова: ТУРБОАГРЕГАТ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, УХОДЯЩИЕ ГАЗЫ, СУХОЕ ЗОЛОШЛАКОУДАЛЕНИЕ, СИЛОСНЫЙ СКЛАД, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ПРОЦЕСС РАСШИРЕНИЯ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

Объект выпускной квалификационной работы: два турбоагрегата Т-50/60-130 и два котлоагрегата Е-240-13,8-560КТ.

Цель работы:

- покрытие роста нагрузок в Чаун- Билибинском энергоузле;
- резервирование работы плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) «Академик Ломоносов».

В процессе работы было приведено экономическое обоснование строительства станции; произведены расчет тепловой схемы и технико-экономических показателей станции; выбрано вспомогательное оборудование; рассчитаны выбросы вредных веществ в окружающую среду; разработаны генеральный план и компоновка главного корпуса; выбрана система технического водоснабжения.

В заключении представлены выводы о проделанной работе.

Также результаты работы представлены с помощью пояснительного текста, рисунков, таблиц и чертежей.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Экономическая часть	7
1.1 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции макроэкономики	7
1.2 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции микроэкономики	12
1.3 Расчет показателей экономической эффективности строительства станции.....	16
2 Расчетная часть	19
2.1 Подготовка данных к расчету.....	19
2.2 Построение процесса расширения пара на i - S -диаграмме	21
2.3 Расчет установки по подогреву сетевой воды	26
2.4 Определение параметров по элементам схемы	29
2.5 Определение предварительного расхода пара на турбину	30
2.6 Баланс пара и конденсата.....	31
2.7 Расчет расширителя непрерывной продувки.....	32
2.8 Расчет регенеративной схемы ПВД.....	35
2.9 Расчет деаэрата.....	36
2.10 Расчет регенеративной схемы ПНД.....	37
2.11 Расчет технико-экономических показателей работы станции.....	41
2.12 Выбор вспомогательного оборудования	45
2.12.1 Питательные насосы.....	45
2.12.2 Конденсатные насосы	46
2.12.3 Циркуляционные насосы	46
2.12.4 Сетевые насосы.....	47
2.12.5 Деаэратор.....	47
2.12.6 Регенеративные подогреватели.....	47
2.12.7 Сетевые подогреватели	48
2.12.8 Выбор пиковых водогрейных котлов	48
2.13 Проектирование топливного хозяйства.....	49
2.13.1 Определение расхода топлива на ТЭС	49

2.13.2	Ленточные конвейеры.....	49
2.13.3	Дробилки	51
2.13.4	Топливный склад	52
2.13.5	Выбор схемы пылеприготовления.....	52
2.13.6	Выбор числа и производительности мельниц	53
2.13.7	Выбор дутьевых вентиляторов.....	53
2.13.8	Выбор дымососов	56
2.14	Золошлакоудаление	57
3	Охрана окружающей среды	59
3.1	Золоулавливание.....	59
3.2	Определение выбросов вредных веществ в атмосферу.....	63
3.3	Выбор высоты дымовой трубы	66
4	Общая часть.....	68
4.1	Генеральный план.....	68
4.2	Компоновка главного корпуса.....	69
4.3	Расчет необходимого количества охлаждающей воды	69
4.4	Техническое водоснабжение	71
	Заключение	74
	Список использованных источников	75

ВВЕДЕНИЕ

Певек — город на Дальнем Востоке России, административный центр Чаунского района Чукотского автономного округа. Является самым северным городом России. Основан в 1933 году, статус города приобрел в 1967 году.

Численность населения на 2018 г. составляет 4 329 чел. по данным Администрации г.о. Певек.

Город Певек расположен на косе, вытянувшейся на запад от подножья возвышенности высотой до 518 м, с крутизной склонов до 30 градусов. Возвышенность является частью гряды, вытянутой в направлении с север, северо– востока на запад юго– запад с наибольшей высотой 618 м.

Средняя годовая температура воздуха в районе составляет минус 10,6°С. Самый холодный месяц – февраль, со средней температурой минус 28°С и абсолютным минимумом минус 52°С. Самый теплый месяц – июль, со средней температурой 8,2°С и абсолютным максимумом 30°С. В отдельные годы средние месячные значения отклоняются от средних многолетних до минус 9°С - минус 10°С зимой и 3 – 4°С летом. Еще большим колебаниям подвержены средние суточные температуры.

На территории городского округа Певек теплоснабжение потребителей осуществляется от Чаунской ТЭЦ. Тепловая энергия поступает на нужды теплоснабжения города, а также на технологические нужды опреснительной установки морской воды, которая находится на территории ЧТЭЦ.

Возведение ЧТЭЦ началось в 1942 году, в то время, когда тресту «Дальстрой», который активно добывал на Чукотке для страны олово, вел поиск драгоценных металлов, не хватало энергии. Решить эту проблему должна была дизельная электростанция.

Первые два генератора заработали 20 мая 1944 года. Мощность каждого была 440 кВт, но уже в 1948 году ДЭС могла давать до 3750 кВт электроэнергии. Год спустя станция начала вырабатывать тепло: были запущены два паровых котла по 10 тонн пара в час и два турбогенератора по 1000 кВт.

В последующие годы специалисты не прекращали процесс наращивания мощности, как тепловой, так и электрической. В июне 1966 года после завершения строительства ЛЭП 110 кВт «Певек- Билибино» Чаунская РЭС (к тому времени станция получила статус районной) стала работать параллельно с Билибинской ДЭС. В итоге образовался Чаун- Билибинский энергоузел. В 1976 году РЭС была преобразована в Чаунскую ТЭЦ, которая в апреле 1995 года стала филиалом ООО «Чукотэнерго».

Установленная мощность ЧТЭЦ- 34 МВт, а тепловая 495 Гкал/ч, на данный момент она работает не на полную мощность. Также планируется подключение в г. Певек первой в мире плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) «Академик Ломоносов» к энергосистеме Чукотки. Предполагается, что для этого на берегу к 2019 году будет построен комплекс сооружений для надежной многолетней эксплуатации этого объекта.

Оборудование и сооружения Чаунской ТЭЦ изношено, в связи с чем планируется ее вывод из эксплуатации после завершения строительства новой ТЭЦ, начало возведения которой предварительно запланировано на 2026 год.

Также планируется дальнейшее развитие города Певека. На данный момент делается акцент на развитии в городе пищевой промышленности. Так предприниматели готовы открыть в самом северном городе страны теплицу, птицефабрику, а также заняться производством и розливом бутилированной воды.

Из полезных ископаемых в Чаунском районе имеются залежи золота, олова, ртути, угля, вольфрама.

В экономическом блоке программы планируется создание станции водоподготовки и оловянном месторождении «Пыркаайские штокверки».

Исходя из этого были разработаны сценарные условия (варианты) развития Чаун-Билибинского энергоузла. В первом варианте предполагается строительство в г. Певек угольной ТЭЦ 48 МВт и строительство угольной ТЭЦ 48 МВт в г. Билибино. Второй вариант подразумевает строительство в г. Певек угольной ТЭЦ 120 МВт, строительство в г. Билибино электрической котельной и реконструкция линии электропередачи Певек – Билибино 110 кВ.

Таким образом, в данной бакалаврской работе предложен проект теплоэлектроцентрали в городе Певек, работающей на угле Зырянского угольного разреза Якутии, с электрической мощностью 120 МВт и с максимальной отопительной нагрузкой 200 Гкал/час.

Он будет необходим как для покрытия роста нагрузок в Чаун-Билибинском энергоузле, так и для подстраховки работы плавучей атомной теплоэлектростанции, которая придет в Певек в 2019 году.

1 Экономическая часть

1.1 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции макроэкономики

Техническое решение по составу основного оборудования может приниматься в результате экономической оценки, исходя с позиции макроэкономики, обеспечивающей взаимосвязку отраслевых интересов топливно-энергетического комплекса и народного хозяйства в целом. Данный подход реализуется посредством применения показателя приведенных затрат, который рассчитывается по каждому из конкурсных вариантов в соответствии с методическими рекомендациями, разработанными в КГТУ. Расчет выполняется с помощью табличного процессора Excel. При сравнении вариантов по минимуму приведенных затрат необходимо выполнение следующих условий:

1. Сравнимые варианты должны быть технически сопоставимы и взаимозаменяемы.

2. Варианты должны обеспечивать одинаковый энергетический эффект, т.е. они должны уравниваться по полезному отпуску энергии и мощности на основе использования системы замыкающих затрат и установок.

3. Все проектируемые мероприятия финансируются из одного источника.

Экономическое обоснование предполагает расчет потенциального народнохозяйственного эффекта в результате экономии приведенных затрат по рекомендуемому варианту состава основного оборудования ($Z_{тэц с}^p$) по сравнению с сопоставляемым вариантом ($Z_{тэц с}^c$).

Для определения оптимального состава основного оборудования в качестве конкурсных вариантов принимаем:

1 вариант: (2) Т-60;

2 вариант: (1) Т-120.

Рассчитаем экономический эффект на макроуровне. Исходные данные представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1- Исходные данные расчету

Наименование показателя	Значение показателя
Место проектирования ТЭЦ	Дальний Восток
Вид топлива	Каменный уголь
Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/ч:	
а) в паре	0
б) в горячей воде	200

Окончание таблицы 1.1

Наименование показателя	Значение показателя
Годовой коэффициент теплофикации по пару	0
Годовой коэффициент теплофикации по горячей воде	0,85
Число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год:	
а) в паре	0
б) в горячей воде	3350
Электрическая нагрузка потребителей	120
Число часов использования максимума электрической нагрузки, час/год	5500
Число часов использования номинальной установленной мощности ТЭЦ, час/год	5500
Производительность энергетического котла, т/час	240
Коэффициент полезного действия котла, %	93
Число часов работы турбин, час/год	7200
Замыкающие затраты на топливо, руб./т.у.т.	4345
Замыкающие затраты на э/энергию, руб./кВт.×ч.	1,85
Коэффициент удорожания капитальных вложений	118
Среднегодовой фонд оплаты труда одного работающего, руб./год	633108
Районный коэффициент	2
Отчисление в социальные фонды (в % к ФОРТ), %	30,4

Таблица 1.2 – Приведенные затраты на ТЭЦ

№ варианта	Связь по электроэнергии, млн. кВт. · ч.		Затраты на перетоки электроэнергии, млн. руб.	Приведенные затраты по ТЭЦ, млн. руб.
	Полезный отпуск электроэнергии с ТЭЦ	Передача в систему (-) и из системы (+)		
1	612	48	88,52	4016,60
2	612	48	88,52	4437,90

Экономический эффект на микроуровне определяем по формуле:

$$Э_{\text{макр}} = 3^c - 3^p, \quad (1.1)$$

где Z^c – приведенные затраты по второму варианту;

Z^p – приведенные затраты по первому варианту.

$$Э_{\text{макр}} = 4437,90 - 4016,60 = 421,3.$$

Определим расхождение между вторым и первым вариантами, %:

$$\frac{Z^c - Z^p}{Z^c} \cdot 100 = \frac{4437,90 - 4016,60}{4437,90} \cdot 100 = 9,49. \quad (1.2)$$

Т.к. расхождение по приведенным затратам 2-х вариантов не лежит в диапазоне ± 5 %, варианты с позиции макроэкономики не являются равноэкономичными.

Так как приведенные затраты по первому (рекомендуемому) варианту состава основного оборудования меньше приведенных затрат по второму (сопоставляемому), то в качестве основного оборудования ТЭЦ выбираем рекомендуемый вариант, потому что он является экономически выгодным.

Результаты расчетов приведены в таблицах 1.3–1.12.

Таблица 1.3 – Формирование вариантов состава турбоагрегатов проектируемой ТЭЦ

№ варианта	Состав турбин			Мощность отборов по пару, Гкал/ч	Расчетный часовой коэффициент теплофикации по пару	Мощность отборов по горячей воде, Гкал/ч	Расчетный часовой коэффициент теплофикации по горячей воде	Установленная номинальная мощность ТЭЦ, МВт
	Тип	Мощность, МВт	Количество					
1	Т	60	2	0	0	200	0,50	120
2	Т	120	1	0	0	105	0,53	120

Таблица 1.4 – Расчет баланса по острому пару и выбор энергетических котлов

№ варианта	Максимальный расход пара на турбины, т/ч	Пиковая нагрузка в паре, Гкал/ч	Пиковая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Расход пара на РОУ для покрытия пиковой нагрузки, т/ч		Потери и расход пара на собственные нужды, т/ч	Необходимая производительность котельного цеха, т/ч	Кол-во энергетических котлов		Свободная мощность котельного цеха, т/ч
				в паре	в воде			необходимо	принято	
1	434	0	100	0	121,1	13,0	568,1	1,96	2	11,9
2	480	0	95	0	115,0	14,4	609,4	2,10	3	260,6

Таблица 1.5 – Расчет капитальных вложений в варианты проектируемой ТЭЦ

№ варианта	Капитальные вложения, млн. руб.						
	В турбины		В парогенераторы			Суммарные	С учетом коэффициента удорожания
	Первую	Последующие	Первый	Последующие	Зависящие от мощности ТЭЦ		
1	18,0	9,0	16,0	8,0	9,31	60,31	11116,58
2	20,0	00,0	16,0	8,0	9,31	61,31	11234,58

Таблица 1.6 – Расчет условно-постоянных расходов

№ варианта	Норма амортизации $H_{ам}$, %	Амортизационные отчисления $U_{ам}$	Издержки на текущий ремонт $U_{тр}$	Численность ППР ТЭЦ, чел.	Расходы на заработную плату и соц. страхование $U_{зп}$	Прочие расходы $U_{пр}$	Итого условно-постоянные расходы $U_{уп}$, млн. руб.
1	6,7	744,81	148,96	276	455,72	404,85	1754,34
2	6,7	752,72	150,54	276	455,72	407,69	1766,67

Таблица 1.7 – Баланс тепла по горячей воде

№ варианта	Годовое производство тепла на ТЭЦ в горячей воде $Q_{гв.год}$, тыс. Гкал	Максимально возможное производство тепла из отборов $Q_{гв.мах}$, тыс. Гкал	Отпуск горячей воды из отборов						Отпуск тепла из РОУ $Q_{гв.РОУ}$, тыс. Гкал
			Всего $Q_{гв.отб}$, тыс. Гкал	В том числе из турбин			Отпуск горячей воды, тыс. Гкал	Число часов использования отборов, $N_{отб.гв.}$, час/год	
				Типоразмер турбины					
1	670	268	576	2	Т	60	576	3600	94
2	670	268	576	1	Т	120	575	3600	94

Таблица 1.8 – Расчет затрат на производство тепловой энергии

№ варианта	Расход топлива на производство тепловой энергии (тыс. т.у.т.)					Затраты на топливо на производство тепловой энергии, млн. руб.
	В паре		В горячей воде		Всего на производство тепловой энергии, Вт	
	Из отборов всего (удел. = 155,94 кг/Гкал)	Из РОУ всего (удел. = 159,13 кг/Гкал)	Из отборов всего (удел. = 159,13 кг/Гкал)	Из РОУ всего (удел. = 162,37 кг/Гкал)		
1	0,00	0,00	90,38	15,05	105,42	474,41
2	0,00	0,00	90,38	15,05	105,42	471,41

Таблица 1.9 – Баланс электроэнергии по ТЭЦ

№ варианта	Выработка электроэнергии на ТЭЦ при заданных значениях Ну	Превышение выработки на ТЭЦ по теплофикационному циклу	Выработка электроэнергии на ТЭЦ						Число часов использования номинальной мощности и ТЭЦ в целом, час/год
			Всего	В том числе турбинами			Выработано электроэнергии	Число часов использования установленной мощности, час/год	
				Тип турбин					
1	660	0	660	2	Т	60	660	5500	5500
2	660	0	660	1	Т	120	660	5500	5500

Таблица 1.10 – Расчет расхода топлива на производство электроэнергии с учетом коэффициента (кв 1)

№ варианта	Типоразмер турбин			Число часов использования установленной мощности, час/год	Число часов использования отборов пара, час/год	Число часов использования отборов горячей воды, час/год	Изменение среднегодового давления, АТА	Удельный расход топлива, г/кВт·ч	Коэффициент кв1	Расход топлива с учетом кв1, тыс. т.у.т.
	2	T	60							
1	2	T	60	5500	0	3600	0	120,36	1	79,44
2	1	T	120	5500	0	3600	0	250,44	1	165,2

Таблица 1.11 – Расчет затрат на топливо на производство электроэнергии и затрат на топливо по ТЭЦ в целом

№ варианта	Расход топлива на производство электроэнергии				Затраты на топливо на производство электроэнергии, тыс. млн. руб.	Затраты на топливо по ТЭЦ всего, млн. руб.
	Расход топлива с учетом кв1, г/кВт·ч	Коэффициент кв2	Коэффициент кв3	Расход топлива с учетом корр. коэффициентов b, г/кВт·ч		
1	79,44	1,00	1,02	81,19	365,34	839,75
2	165,2	1,00	1,02	168,9	760,14	1234,56

Таблица 1.12 – Расчет расхода электроэнергии на собственные нужды и полезного ее отпуска с ТЭЦ

№ варианта	Выработка электроэнергии на ТЭЦ в целом, млн. кВт·ч	Расход электроэнергии на собственные нужды							Полезный отпуск электроэнергии с ТЭЦ, млн. кВт·ч
		По ТЭЦ в целом		В том числе по турбинам					
		млн. кВт·ч	%	Типоразмер турбин			млн. кВт·ч	%	
1	660	47,85	7,25	2	T	60	48	7	612,15
2	660	47,85	7,25	1	T	120	48	7	612,15

1.2 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции микроэкономики

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

Экономическое обоснование предполагает расчет потенциального микроэкономического эффекта в результате снижения себестоимости производства электрической и тепловой энергии по рекомендуемому варианту. Проектную себестоимость будем рассчитывать по рекомендуемому и сопоставляемому вариантам.

Исходные данные для калькуляции себестоимости по вариантам представлены в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Исходные данные к расчету себестоимости

Показатели состава оборудования	Рекомендуемый вариант	Сопоставляемый вариант
Полезный отпуск электроэнергии с ТЭЦ $W_{отп}$, млн. кВт·ч	612	612
Годовое производство тепла на ТЭЦ $Q_{год}$, тыс. Гкал	670	670
Годовой расход топлива по ТЭЦ $V_{ТЭЦ}$, тыс. т.у.т.	186,61	274,32
Расход топлива на производство электроэнергии $V_э$, тыс. т.у.т.	81,19	168,9
Расход топлива на производство тепловой энергии $V_т$, тыс. т.у.т.	105,42	105,42
Эксплуатационные расходы U , млн. руб.	2594,09	3001,22
Затраты на топливо $U_т$, млн. руб.	839,75	1234,56
Амортизация $U_{ам}$, млн. руб.	744,81	752,72
Затраты на оплату труда $U_{зп}$, млн. руб.	455,72	455,72
Затраты на ремонт $U_{тр}$, млн.руб.	148,96	150,54
Прочие затраты $U_{пр}$, млн. руб.	404,85	407,69

Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии по рекомендуемому варианту представлена в таблице 1.14.

Таблица 1.14 – Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии (рекомендуемый вариант)

Стадия производства	Элементы затрат, млн. руб.					Всего затрат, млн. руб.	В том числе, млн. руб.	
	U _Т	U _{ам}	U _{зп}	U _{рем}	U _{пр}		на э/э	на т/э
ТТЦ и КЦ	839,75	372,41	159,50	74,48		1446,14	621,43	824,70
Машинный зал, ЭЦ		335,16	159,50	67,03		561,70	561,70	
Общестанционные расходы		37,24	136,71	7,45	404,85	586,25	345,45	240,80
Всего по ТЭЦ	839,75	744,81	455,72	148,9	404,85	2594,09	1528,5	1065,5
Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт·ч							2,4971	
Себестоимость единицы теплоэнергии, руб./Гкал							1451,37	

Затраты по каждой стадии распределяются на два вида пропорционально расходу топлива (физический метод), млн. руб.:

$$U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{ТТЦ}} \cdot \frac{B_{\text{э}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} = 1446,14 \cdot \frac{81,19}{186,61} = 621,43. \quad (1.3)$$

$$U_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} = U_{\text{ТТЦ}} - U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = 1446,14 - 621,43 = 824,70. \quad (1.4)$$

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

$$U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{общ}} \cdot \frac{U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} + U_{\text{маш.з}}^{\text{э/э}}}{U_{\text{ТТЦ}} + U_{\text{маш.з}}}, \quad (1.5)$$

$$U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 586,25 \cdot \frac{621,43 + 561,70}{1446,14 + 561,70} = 345,45.$$

$$U_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = U_{\text{общ}} - U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 586,25 - 345,45 = 240,80. \quad (1.6)$$

Себестоимость единицы электрической энергии, руб./кВт·ч:

$$S_{\text{ээ}} = \frac{U_{\text{ээ}}}{W_{\text{отп}}} = \frac{1528,5}{612} = 2,4971$$

Себестоимость единицы тепловой энергии, руб./Гкал:

$$S_{\text{ТЭ}} = \frac{U_{\text{ТЭ}} \cdot 1000}{Q_{\text{Год}}} = \frac{1065,5 \cdot 1000}{670} = 1451,37. \quad (1.8)$$

Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии по сопоставляемому варианту представлена в таблице 1.15.

Таблица 1.15 – Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии (сопоставляемый вариант)

Стадия производства	Элементы затрат, млн. руб.					Всего затрат, млн. руб.	В том числе, млн. руб.	
	U _Т	U _{ам}	U _{зп}	U _{рем}	U _{пр}		на э/э	на т/э
ТТЦ и КЦ	1234,6	376,36	159,50	75,27		2035,69	1242,9	792,77
Машинный зал, ЭЦ		338,72	159,50	67,74		565,97	565,97	
Общестанционные расходы		37,64	136,71	7,53	407,69	589,57	409,92	179,65
Всего по ТЭЦ	1234,6	752,72	455,72	150,5	407,69	3001,22	2218,8	972,42
Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт·ч							3,6246	
Себестоимость единицы теплоэнергии, руб./Гкал							1590,30	

Затраты по каждой стадии распределяются на два вида пропорционально расходу топлива (физический метод), млн. руб.:

$$U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{ТТЦ}} \cdot \frac{B_{\text{э}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} = 2035,69 \cdot \frac{168,9}{274,32} = 1242,9. \quad (1.9)$$

$$U_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} = U_{\text{ТТЦ}} - U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = 2035,69 - 1242,9 = 792,77. \quad (1.10)$$

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

$$U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{общ}} \cdot \frac{U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} + U_{\text{маш.з}}^{\text{э/э}}}{U_{\text{ТТЦ}} + U_{\text{маш.з}}}, \quad (1.11)$$

$$U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 589,57 \cdot \frac{1242,9 + 565,97}{2035,69 + 565,97} = 409,92.$$

$$U_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = U_{\text{общ}} - U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 589,57 - 409,92 = 179,65. \quad (1.12)$$

Себестоимость единицы электрической энергии, руб./кВт·ч:

$$S_{\text{ээ}} = \frac{U_{\text{ээ}}}{W_{\text{отп}}} = \frac{2218,8}{612} = 3,6246. \quad (1.13)$$

Себестоимость единицы тепловой энергии, руб./Гкал:

$$S_{\text{тэ}} = \frac{U_{\text{тэ}} \cdot 1000}{Q_{\text{год}}} = \frac{972,42 \cdot 1000}{670} = 1590,30. \quad (1.14)$$

Из таблиц 1.14 и 1.15 видно, что себестоимость производства электроэнергии и тепла рекомендуемого варианта меньше, чем сопоставляемого.

Рассчитаем эффект на микроуровне, млн.руб.:

$$\mathcal{E}_{\text{микр}} = W_{\text{отп}}^{\text{р}} \cdot (S_{\text{ээ}}^{\text{р}} - S_{\text{ээ}}^{\text{с}}) + Q_{\text{год}}^{\text{р}} \cdot (S_{\text{тэ}}^{\text{р}} - S_{\text{тэ}}^{\text{с}}), \quad (1.15)$$

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{микр}} &= 612 \cdot (2,4971 - 3,6246) + 670 \cdot (1451,37 - 1590,30) \\ &= -92393,55. \end{aligned}$$

Так как эффект на микроуровне получился отрицательный, то для последующего расчета экономической эффективности используем рекомендуемый вариант.

1.3 Расчет показателей экономической эффективности строительства станции

Экономическая оценка мероприятий по проектированию ТЭС предполагает расчет коммерческой эффективности инвестиций, направляемых на данные цели, которая определяется на основе анализа хозрасчетных показателей предприятий.

Для оценки эффективности рассчитываются показатели, устанавливающие соотношение финансовых затрат и результатов, обусловленных реализацией инвестиций (таблица 1.16).

Чистый дисконтированный доход, млн.руб.:

$$\text{ЧДД} = \left(\left[(T_{\text{э/э}} - U_{\text{отп}}^{\text{э}}) \cdot W_{\text{отп}} + U_{\text{а}} + (T_{\text{т/э}} - U_{\text{отп}}^{\text{т}}) \cdot Q_{\text{отп}} \right] \cdot \frac{1}{(1 + 0,1)^n} \right) - K. \quad (1.16)$$

где K – стоимость строительства станции, млн. руб.;

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

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

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

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

n – текущий год;

$T_{\text{т/э}}$ – тариф на отпущенный Гкал тепловой энергии руб./Гкал;

$T_{\text{э/э}}$ – тариф на отпущенный кВт·ч с учётом планируемой рентабельности, руб./кВт·ч.

Таблица 1.16- Показатели экономической эффективности строительства станции

Показатели	Расчетный период															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Денежный поток от инвестиционной деятельности компании	-11116,5															
Денежный поток от основной деятельности		977,93	977,93	977,93	977,93	977,93	977,93	977,93	977,93	977,93	977,93	977,93	977,93	977,93	977,93	977,93
ЧДП	-11116,5	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16	1527,16
ЧДПНИ	-11116,5	-9589,24	-8062,26	-6535,11	-5007,16	-3480,79	-1953,63	-426,48	1100,68	2627,84	4155,00	5682,15	7209,31	8736,47	10263,63	11790,78
ДДП	-11116,5	1388,33	1262,11	1147,38	1043,07	948,24	862,04	783,67	712,43	647,66	588,79	535,26	486,60	442,36	402,15	365,59
ДДПНИ	-11116,5	-9728,25	-8466,14	-7318,77	-6275,70	-5327,45	-4465,41	-3681,74	-2969,31	-2321,64	-1732,86	-1197,60	-711,00	-268,64	133,51	499,10

Чистый дисконтированный доход проекта нарастающим итогом NPV:

$$NPV = \sum \frac{P_k}{(1+r)^k} - \sum \frac{IC_k}{(1+r)^n} = 133,51. \quad (1.17)$$

Дисконтированный индекс доходности DPI:

$$DPI = \frac{NPV}{\left| \sum \frac{IC_0}{(1+r)^n} \right|} + 1 = 1,01. \quad (1.18)$$

Внутренняя норма доходности IRR:

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} \cdot (r_2 - r_1) = 10,78\%. \quad (1.19)$$

Простой срок окупаемости PP:

$$PP = 7 \text{ лет} + \frac{426,48}{1527,16} \cdot 12 = 7 \text{ лет } 3 \text{ месяца}. \quad (1.20)$$

Дисконтированный срок окупаемости DPP:

$$DPP = 13 \text{ лет} + \frac{268,64}{442,36} \cdot 12 = 13 \text{ лет } 7 \text{ месяцев}. \quad (1.21)$$

На основе полученных данных можно сделать вывод, что проект является эффективным, так как чистый дисконтированный доход проекта нарастающим итогом больше 0, доходным, так как $DPI > 1$, сроки окупаемости: простой срок окупаемости составил 8 лет и 3 месяца, дисконтированный – 13 лет и 7 месяцев.

Таким образом, проект строительства ТЭЦ 120 МВт в г. Певек является целесообразным и оценивается как положительный.

2 Расчетная часть

В качестве прототипа используем турбину Т-60-130, принципиальная тепловая схема которой представлена на рисунке 2.1. Отпуск тепла осуществляется из двух теплофикационных отборов турбины. Отборный пар поступает на сетевые подогреватели высокого и низкого давления.

Система регенерации состоит из четырех подогревателей низкого давления, деаэрата, и трех подогревателей высокого давления. Слив конденсата из подогревателей высокого давления- каскадный в деаэрат. Слив конденсата из подогревателей низкого давления- каскадный в ПНД-1 и из него в конденсатор турбины. В схеме используется котел барабанного типа, непрерывная продувка котла направляется в двухступенчатый расширитель. Для уменьшения тепловых потерь с продувочной водой используется поверхностный подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ) из химводоочистки (ХОВ). Из расширителя выпар направляется в конденсатор.

Пар из уплотнений поступает в сальниковый подогреватель- охладитель уплотнений (ОУ), а из основных эжекторов конденсатора- в охладитель эжекторного пара (ОЭ), что способствует дополнительному обогреву основного конденсата

Потери пара и конденсата блока восполняются обессоленной водой, подаваемой в деаэрат.

2.1 Подготовка данных к расчету

В таблице 2.1 представлены технические характеристики турбины Т-60-130.

Таблица 2.1- Технические характеристики турбины Т-60-130

Наименование характеристики	Значение
Электрическая мощность $W_э$, МВт	60
Максимальная отопительная нагрузка $Q_{от}^{max}$, кВт	116300
Тепловая мощность отопительного отбора $Q_{от}^{баз}$, кВт	46520
Давление перегретого пара P_0 , МПа	13,0
Температура перегретого пара t_0 , °С	555
Давление в конденсаторе турбины, P_k , МПа	0,0035
Число отборов пара на регенерацию	7
Расход охлаждающей воды $G_{ов}$, т/ч	8000
Температура охлаждающей воды $t_{ов}$, °С	20

Окончание таблицы 2.1

Наименование характеристики	Значение
Давление пара в отборах турбины, МПа:	
$P_{от1}$	3,41
$P_{от2}$	2,177
$P_{от3}$	1,128
$P_{от4}$	0,529
$P_{от5}$	0,272
Внутренний относительный КПД ЧВД $\eta_{oi}^{ЧВД}$	0,845
Внутренний относительный КПД ЧНД $\eta_{oi}^{ЧНД}$	0,876

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

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

Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях $\Delta t_{эж} + \Delta t_{оу} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$;

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

Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД $\vartheta_{ПВД} = 3 \text{ }^\circ\text{C}$;

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

Температурный график сети для г. Певек принимаем $150/70 \text{ }^\circ\text{C}$.

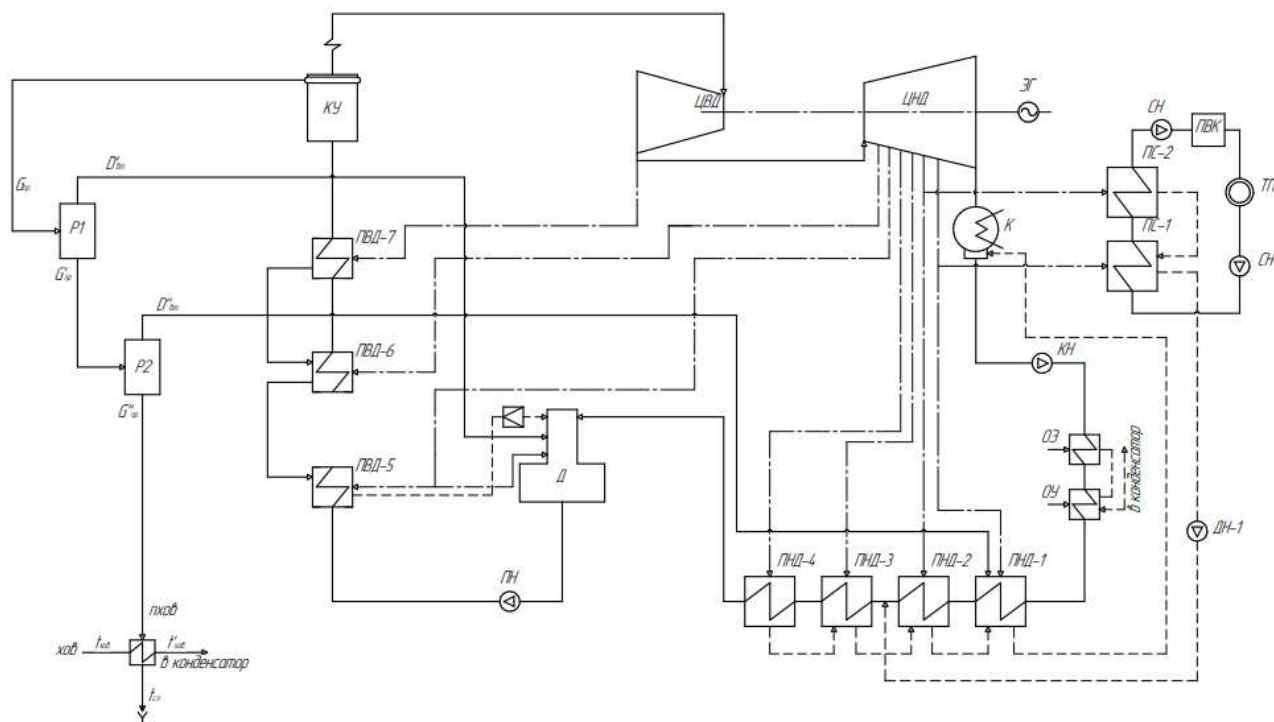


Рисунок 2.1- Принципиальная тепловая схема турбины Т-60-130

На ТЭЦ с поперечными связями производительность и число котлов выбираем таким образом, чтобы при выходе из работы одного котла не было снижения отпуска теплоты.

Таким образом, выбираем паровой котел Е-240-13,8-560КТ с характеристиками:

- Производительность – 240 т/ч;
- Давление пара – 13,8 МПа;
- Температура пара – 560 °С;
- Температура питательной воды – 230 °С;
- Температура уходящих газов – 145 °С;
- КПД брутто – 93 %.

Паровой котел типа Е-240-13,8-560КТ является вертикально водотрубным, однобарабанным, с естественной циркуляцией, имеет П-образную компоновку, предназначен для режима работы с уравновешенной тягой. Котел имеет подвесную конструкцию.

Топка выполнена открытой, с квадратным поперечным сечением. Шлакоудаление твердое. Для непрерывного механизированного шлакоудаления предусмотрена установка шнековых транспортеров и шлаковых дробилок. В котле реализована двухступенчатая схема испарения.

2.2 Построение процесса расширения пара на i - S -диаграмме

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 2.2.

Находим на i - S -диаграмме точку A'_0 . С учетом дросселирования пара в регулирующих органах давление пара на входе в проточную часть, МПа, составляет:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{др}, \quad (2.1)$$

где $\eta_{др} = 0,949$ – КПД дросселирования в регулирующих клапанах.

$$P'_0 = 12,75 \cdot 0,949 = 12,1 \text{ МПа.}$$

Энтальпия перегретого пара в точке A'_0 $i_{A'_0} = 3487$ кДж/кг.

Определим энтальпию пара в точке B . При действительном процессе расширения энтальпию пара в этой точке, кДж/кг, можно определить, как

$$i_B = i_{A'_0} - (i_{A'_0} - i_{B0}) \cdot \eta_{чвд} \quad (2.2)$$

где $i_{B0} = 3096,7$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения до давления в первом отборе.

$$i_B = 3487 - (3487 - 3096,7) \cdot 0,845 = 3215,32 \text{ кДж/кг.}$$

Находим на i - S -диаграмме точку C . С учетом дросселирования пара давление, МПа, составляет:

$$P'_1 = P_{от1} \cdot \eta_{др}, \quad (2.3)$$

где $\eta_{др} = 0,97$ – КПД дросселирования в регулирующих клапанах.

$$P'_1 = 3,41 \cdot 0,97 = 3,307 \text{ МПа.}$$

Определим энтальпию пара в точке D . При действительном процессе расширения энтальпия пара в этой точке, кДж/кг, определяется как

$$i_D = i_C - (i_C - i_{D0}) \cdot \eta_{чнд}, \quad (2.4)$$

где $i_{D0} = 3097,9$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения до давления во втором отборе.

$$i_D = 3215,32 - (3215,32 - 3097,9) \cdot 0,876 = 3112,42 \text{ кДж/кг.}$$

Определим энтальпию пара в точке E . При действительном процессе расширения энтальпия пара в этой точке, кДж/кг, определяется как

$$i_E = i_{D0} - (i_{D0} - i_{E0}) \cdot \eta_{чнд}, \quad (2.5)$$

где $i_{E0} = 2934,3$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения до давления в третьем отборе.

$$i_E = 3097,9 - (3097,9 - 2934,3) \cdot 0,876 = 2954,53 \text{ кДж/кг.}$$

Определим энтальпию пара в точке F . При действительном процессе расширения энтальпия пара в этой точке, кДж/кг, определяется как

$$i_F = i_{E0} - (i_{E0} - i_{F0}) \cdot \eta_{чнд}, \quad (2.6)$$

где $i_{F0} = 2774,1$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения до давления в четвертом отборе.

$$i_F = 2934,3 - (2934,3 - 2774,1) \cdot 0,876 = 2793,96 \text{ кДж/кг.}$$

Определим энтальпию пара в точке *G*. При действительном процессе расширения энтальпия пара в этой точке, кДж/кг, определяется как

$$i_G = i_{F0} - (i_{F0} - i_{G0}) \cdot \eta_{\text{чнд}}, \quad (2.7)$$

где $i_{G0} = 2652,5$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения до давления в пятом отборе.

$$i_G = 2774,1 - (2774,1 - 2652,5) \cdot 0,876 = 2667,8 \text{ кДж/кг.}$$

Определим энтальпию пара в точке *H*. При действительном процессе расширения энтальпия пара в этой точке, кДж/кг, определяется как

$$i_H = i_{G0} - (i_{G0} - i_{H0}) \cdot \eta_{\text{чнд}}, \quad (2.8)$$

где $i_{H0} = 2536,2$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения до давления в шестом отборе.

$$i_H = 2652,5 - (2652,5 - 2536,2) \cdot 0,876 = 2550,58 \text{ кДж/кг.}$$

Находим на *i-S*-диаграмме точку H_1 . С учетом дросселирования пара давление, МПа, составляет:

$$P_{H1} = P_{\text{отб}} \cdot \eta_{\text{др}}, \quad (2.9)$$

где $\eta_{\text{др}} = 0,97$ – КПД дросселирования в регулирующих клапанах.

$$P_{H1} = 0,136 \cdot 0,97 = 0,1319 \text{ МПа.}$$

Определим энтальпию пара в точке *I*. При действительном процессе расширения энтальпия пара в этой точке, кДж/кг, определяется как

$$i_I = i_{H0} - (i_{H0} - i_{I0}) \cdot \eta_{\text{чнд}}, \quad (2.10)$$

где $i_{I0} = 2452,25$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения до давления в седьмом отборе.

$$i_I = 2536,2 - (2536,2 - 2452,25) \cdot 0,876 = 2462,6 \text{ кДж/кг.}$$

Находим на i - S -диаграмме точку I_1 . С учетом дросселирования пара давление, МПа, составляет:

$$P_{I1} = P_{от7} \cdot \eta_{др}, \quad (2.11)$$

где $\eta_{др} = 0,97$ – КПД дросселирования в регулирующих клапанах.

$$P_{H1} = 0,077 \cdot 0,97 = 0,0764 \text{ МПа.}$$

Определим энтальпию пара в точке K . При действительном процессе расширения энтальпия пара в этой точке, кДж/кг, определяется как

$$i_K = i_{I0} - (i_{I0} - i_{K0}) \cdot \eta_{чнд}, \quad (2.12)$$

где $i_{K0} = 2058,1$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения до конечного давления.

$$i_K = 2462,6 - (2462,6 - 2058,1) \cdot 0,876 = 2106,97 \text{ кДж/кг.}$$

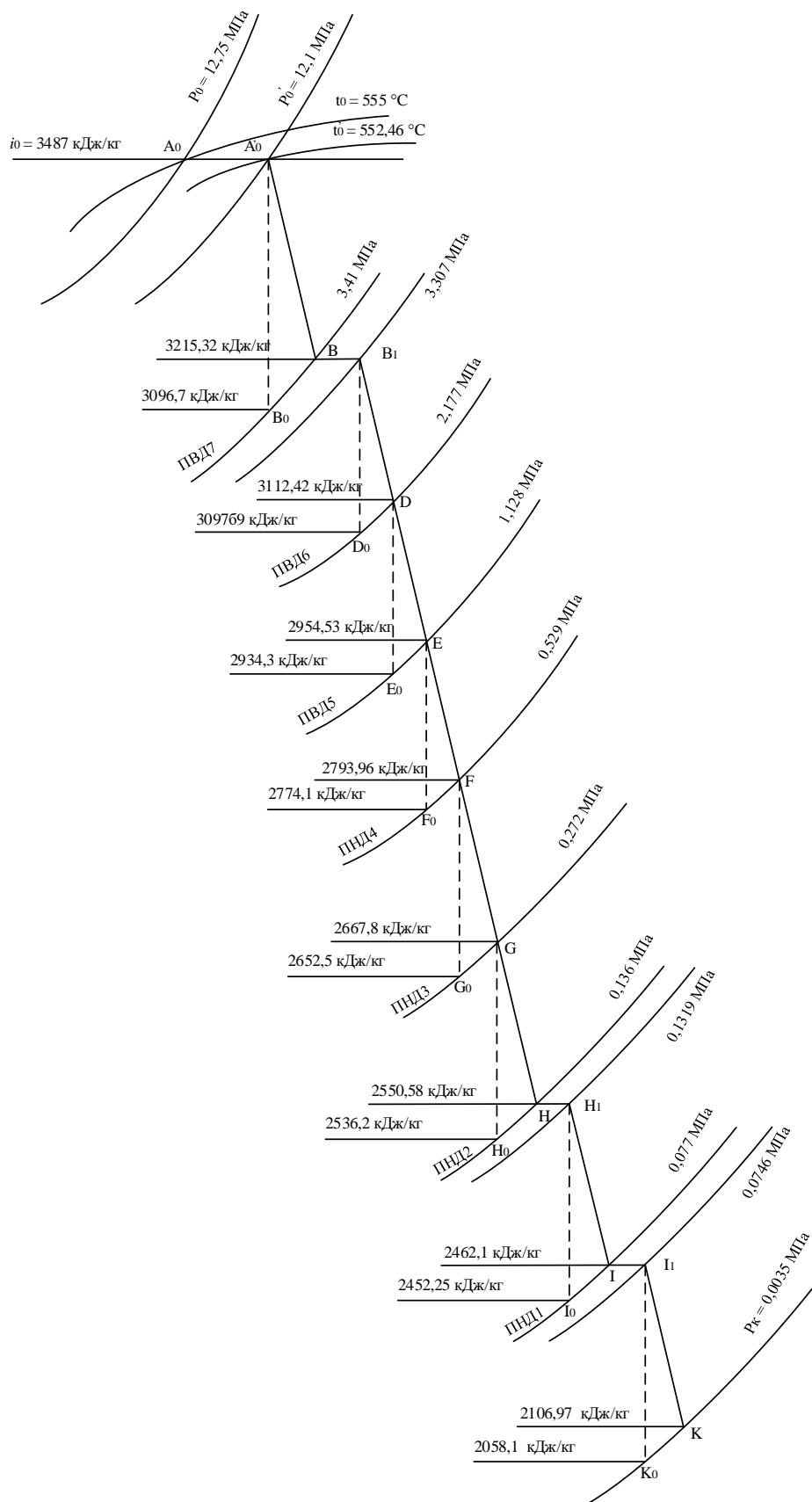


Рисунок 2.2- Процесс расширения пара в турбине в i - S -диаграмме

2.3 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 2.3.

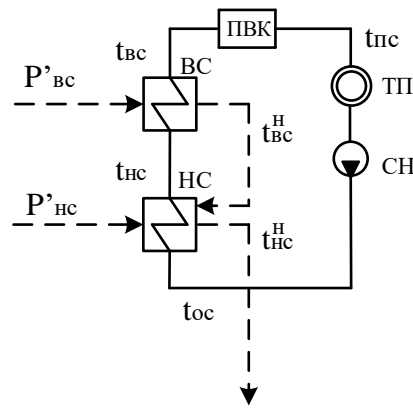
Расход сетевой воды, кг/с, определяется по формуле:

$$G_{\text{СВ}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{max}}}{C_{\text{в}} \cdot \Delta t}, \quad (2.13)$$

где $C_{\text{в}} = 4,186$ кДж/кг – теплоемкость воды;

Δt – разность температур между прямой и обратной сетевой водой.

$$G_{\text{СВ}} = \frac{116300}{4,186 \cdot (150 - 70)} = 347,289 \text{ кг/с.}$$



ТП- тепловой потребитель; ПВК- пиковый водогрейный котел; СН- сетевой насос; ВС- верхний сетевой подогреватель; НС- нижний сетевой подогреватель

Рисунок 2.3- Схема подогрева сетевой воды

Тепловая нагрузка пикового водогрейного котла, кВт:

$$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{от}}^{\text{max}} - Q_{\text{от}}^{\text{баз}} = 116300 - 46520 = 69780 \text{ кВт.} \quad (2.14)$$

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{баз}}}{Q_{\text{от}}^{\text{max}}} = \frac{46520}{116300} = 0,4. \quad (2.15)$$

Определим температуру сетевой воды, °С, на выходе из верхнего сетевого подогревателя:

$$t_{\text{вс}} = t_{\text{ос}} + \frac{Q_{\text{от}}^{\text{баз}}}{G_{\text{св}} \cdot C_{\text{в}}}, \quad (2.16)$$

где $t_{\text{ос}} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – температура обратной сетевой воды.

$$t_{\text{вс}} = 70 + \frac{546520}{347,289 \cdot 4,186} = 102 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Определим температуру сетевой воды, $^{\circ}\text{C}$, на выходе из нижнего сетевого подогревателя:

$$t_{\text{нс}} = t_{\text{ос}} + \frac{t_{\text{вс}} - t_{\text{ос}}}{G_{\text{св}} \cdot C_{\text{в}}}, \quad (2.17)$$

где $t_{\text{ос}} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – температура обратной сетевой воды.

$$t_{\text{нс}} = 70 + \frac{102 - 70}{347,289 \cdot 4,186} = 86 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Принимая недогрев сетевой воды в подогревателе $\vartheta = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, найдем температуру насыщения конденсата греющего пара верхнего сетевого подогревателя, $^{\circ}\text{C}$:

$$t_{\text{вс}}^{\text{H}} = t_{\text{вс}} + \vartheta = 102 + 5 = 107. \quad (2.18)$$

Энтальпия насыщения конденсата греющего пара верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{вс}}^{\text{H}} = 448,66.$$

Давление пара в корпусе сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{\text{вс}} = 0,129.$$

Найдем давление пара в шестом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5%, МПа:

$$P_{\text{от6}} = \frac{P'_{\text{сп}}}{0,95} = 0,136. \quad (2.19)$$

Принимая недогрев сетевой воды в подогревателе $\vartheta = 5 \text{ }^\circ\text{C}$, найдем температуру насыщения конденсата греющего пара нижнего сетевого подогревателя, $^\circ\text{C}$:

$$t_{\text{НС}}^{\text{H}} = t_{\text{НС}} + \vartheta = 86 + 5 = 91. \quad (2.20)$$

Энтальпия насыщения конденсата греющего пара нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}} = 381,1.$$

Давление пара в корпусе сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{\text{НС}} = 0,0728.$$

Найдем давление пара в седьмом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5%, МПа:

$$P_{\text{от7}} = \frac{P'_{\text{НС}}}{0,95} = 0,077. \quad (2.21)$$

Определим расход пара на верхний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{\text{ВС}} = \frac{G_{\text{СВ}} \cdot \Delta t \cdot C_{\text{В}}}{(i_{\text{H}} - \bar{t}_{\text{ВС}}^{\text{H}}) \cdot \eta_{\text{ТО}}}, \quad (2.22)$$

$$D_{\text{ВС}} = \frac{347,289 \cdot (102 - 86) \cdot 4,186}{(2550,58 - 448,66) \cdot 0,98} = 11,292 \text{ кг/с.}$$

Определим расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{\text{НС}} = \frac{G_{\text{СВ}} \cdot \Delta t \cdot C_{\text{В}} - D_{\text{ВС}}(\bar{t}_{\text{ВС}}^{\text{H}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}})}{(i_{\text{I}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}}) \cdot \eta_{\text{ТО}}}, \quad (2.23)$$

$$D_{\text{НС}} = \frac{347,289 \cdot (86 - 70) \cdot 4,186 - 11,292 \cdot (448,66 - 381,1)}{(2462,65 - 381,1) \cdot 0,98} = 11,028 \text{ кг/с.}$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{BC}} = G_{\text{CB}} \cdot (t_{\text{BC}} - t_{\text{HC}}) \cdot C_{\text{B}}, \quad (2.24)$$

$$Q_{\text{СП}} = 347,289 \cdot (102 - 86) \cdot 4,186 = 23260 \text{ кВт.}$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{HC}} = G_{\text{CB}} \cdot (t_{\text{HC}} - t_{\text{OC}}) \cdot C_{\text{B}}, \quad (2.25)$$

$$Q_{\text{СП}} = 347,289 \cdot (86 - 70) \cdot 4,186 = 23260 \text{ кВт.}$$

2.4 Определение параметров по элементам схемы

Определение параметров по элементам схемы покажем на примере подогревателя высокого давления ПВД-7. Давление пара в отборе 3,41 МПа. Принимая потерю давления 5%, находим давление пара у подогревателя:

$$P_{\text{ПВД7}} = 3,41 \cdot 0,95 = 3,24 \text{ МПа.} \quad (2.26)$$

Температура насыщения греющего пара, °С:

$$t_{\text{H}} = 238,16.$$

Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{H}} = 1028,77.$$

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

$$t_{\text{ПВ}} = t_{\text{H}} - \vartheta_{\text{ПВД}} = 238,16 - 3 = 235,16. \quad (2.27)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{ПВ}} = t_{\text{ПВ}} \cdot C_{\text{B}} = 235,16 \cdot 4,186 = 984,38. \quad (2.28)$$

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

$$i_{\text{отб}} = 3215,32.$$

Использованный теплоперепад турбиной до отбора на ПВД-7, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{\text{отб}} = 3487 - 3215,32 = 271,69. \quad (2.29)$$

Аналогично определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2- Параметры элементов тепловой схемы

Элементы схемы	Наименование величины							
	Давление отборного пара, МПа	Энтальпия пара, кДж/кг	Давление пара у подогревателя, МПа	Температура насыщения греющего пара, °С	Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	Температура воды за подогревателем, °С	Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	Использованный теплотеряда, кДж/кг
ПВД-7	3,410	3215,32	3,24	238,16	1028,77	235,16	984,38	271,69
ПВД-6	2,177	3112,42	2,068	214,08	916,39	211,08	883,581	374,59
ПВД-5	1,128	2954,53	1,072	182,92	776,14	179,92	753,145	532,48
Деаэратор	1,128	2954,53	0,7	164,95	697,14	164,95	690,481	532,48
ПНД-4	0,529	2793,96	0,503	152,06	614,16	147,06	615,593	693,05
ПНД-3	0,272	2667,80	0,258	128,45	539,79	123,45	516,762	819,43
ПНД-2	0,136	2550,58	0,129	106,88	448,17	101,88	426,47	936,43
ВС	0,136	2550,58	0,129	106,88	448,17	96,88	405,54	936,43
ПНД-1	0,077	2462,65	0,073	91,04	381,34	86,04	360,163	1024,36
НС	0,077	2462,65	0,073	91,04	381,34	81,04	339,23	1024,36
Конденсатор	0,0035	2106,97	0,0035	26,67	111,83	26,67	111,83	1380,04

2.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Найдем коэффициент недоиспользования мощности отопительного приборов (для шестого отбора):

$$y_{bc} = \frac{i_{bc} - i_k}{i_0 - i_k}, \quad (2.30)$$

где $i_{bc} = 2550,58$ кДж/кг – энтальпия пара в отборе на сетевой подогреватель;

$i_k = 2106,97$ кДж/кг – энтальпия пара на выходе из турбины.

$$y_{\text{вс}} = \frac{2550,58 - 2106,97}{3487 - 2106,97} = 0,321.$$

Найдем коэффициент недоиспользования мощности отопительного приборов (для седьмого отбора):

$$y_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_k}{i_0 - i_k}, \quad (2.31)$$

где $i_{\text{нс}} = 2462,65$ кДж/кг – энтальпия пара в отборе на сетевой подогреватель;
 $i_k = 2106,97$ кДж/кг – энтальпия пара на выходе из турбины.

$$y_{\text{сп}} = \frac{2462,65 - 2106,97}{3487 - 2106,97} = 0,258.$$

Определим расход пара на турбину по формуле:

$$D_T = K_p \cdot \left(\frac{W_3}{H_i - \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{вс}} \cdot D_{\text{вс}} + y_{\text{нс}} \cdot D_{\text{нс}} \right), \quad (2.32)$$

где $H_i = i_0 - i_k$ – полезно использованный теплоперепад турбины, кДж/кг;
 $K_p = 1,186$ – коэффициент регенерации.

$$D_T = 1,186 \cdot \left(\frac{60000}{1380,04 \cdot 0,98} + 0,321 \cdot 11,292 + 0,258 \cdot 11,028 \right) \\ = 60,292 \text{ кг/с.}$$

2.6 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_T = 0,005 \cdot 60,292 = 0,301. \quad (2.33)$$

Расход пара на уплотнение турбины составит 1 % от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 60,292 = 0,603. \quad (2.34)$$

Утечки пара и конденсата примем 1,1 % от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{ут} = 0,011 \cdot D_T = 0,011 \cdot 60,292 = 0,66. \quad (2.35)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{мз} + \alpha_{сн}^{кц}}{100} \cdot D_T, \quad (2.36)$$

где $\alpha_{сн}^{мз} = 1,2 \%$ – доля пара на собственные нужды машинного зала;

$\alpha_{сн}^{кц} = 1,2 \%$ – доля пара на собственные нужды котельного цеха.

$$D_{сн} = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 60,292 = 1,447 \text{ кг/с.}$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{пе} = D_T + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн}, \quad (2.37)$$

$$D_{пе} = 60,292 + 0,301 + 0,603 + 0,66 + 1,447 = 63,307.$$

Расход продувочной воды примем 1,5 % от расхода перегретого пара, кг/с:

$$G_{пр} = 0,015 \cdot D_{пе} = 0,015 \cdot 63,307 = 0,95. \quad (2.38)$$

Расход питательной воды с учетом продувки, кг/с:

$$G_{пв} = G_{пр} + D_{пе} = 0,95 + 63,307 = 64,256. \quad (2.39)$$

2.7 Расчет расширителя непрерывной продувки

Расчетная схема расширителя непрерывной продувки представлена на рисунке 2.4.

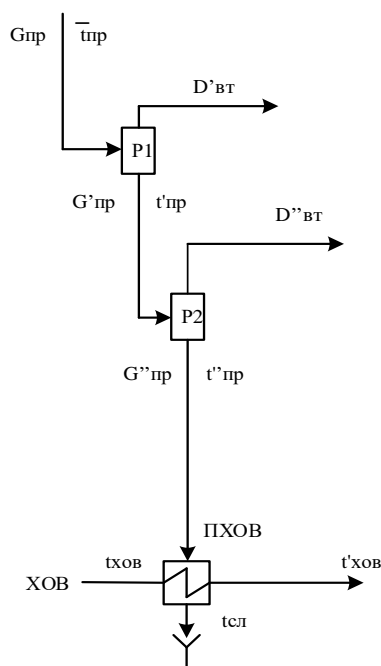


Рисунок 2.4- Расчетная схема расширителя непрерывной продувки

Из уравнения материального и теплового балансов для первой ступени найдем количество вторичного пара на выходе из расширителя непрерывной продувки, кг/с:

$$D'_{вт} = \frac{G_{пр} \cdot (\bar{t}_{пр} - \bar{t}'_{пр})}{r_1}, \quad (2.40)$$

где $\bar{t}_{пр} = 1571,861$ кДж/кг – энтальпия воды в барабане парогенератора при $P_6 = 14,025$ МПа;

$\bar{t}'_{пр} = 697,14$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой из расширителя;

$r_1 = 2056,606$ кДж/кг- теплота парообразования при давлении в деаэраторе $P_d = 0,7$ Мпа.

$$D'_{вт} = \frac{0,95 \cdot (1571,861 - 697,14)}{2056,606} = 0,4 \text{ кг/с.}$$

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

$$G'_{пр} = G_{пр} - D'_{вт} = 0,95 - 0,4 = 0,546. \quad (2.41)$$

Из уравнения материального и теплового балансов для второй ступени найдем количество вторичного пара на выходе из расширителя непрерывной продувки, кг/с:

$$D''_{\text{вт}} = \frac{G'_{\text{пр}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пр}} - \bar{t}''_{\text{пр}})}{r_2}, \quad (2.42)$$

где $\bar{t}''_{\text{пр}} = 381,321$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой из расширителя;

$r_2 = 2276,2$ кДж/кг- теплота парообразования при давлении в седьмом отборе $P_{\text{от7}} = 0,0864$ Мпа.

$$D''_{\text{вт}} = \frac{0,546 \cdot (697,14 - 381,321)}{2276,2} = 0,074 \text{ кг/с.}$$

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

$$G''_{\text{пр}} = G'_{\text{пр}} - D''_{\text{вт}} = 0,546 - 0,074 = 0,471. \quad (2.43)$$

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

$$G_{\text{хов}} = G''_{\text{пр}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} = 0,471 + 0,66 + 1,447 = 2,582. \quad (2.44)$$

Определим из уравнения подогревателя ПХОВ температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя, °С

$$t'_{\text{хов}} = t_{\text{хов}} + \frac{G''_{\text{пр}} \cdot (t'_{\text{пр}} - t_{\text{сл}})}{G_{\text{хов}}}, \quad (2.45)$$

где $t_{\text{хов}} = 30$ °С – температура химически очищенной воды на входе в ПХОВ;

$t_{\text{сл}} = 60$ °С – температура продувочной воды, сливаемой в техническую канализацию после подогревателя химически очищенной воды.

$t'_{\text{пр}} = 92,46$ °С – температура продувочной воды из расширителя второй ступени.

$$t'_{\text{хов}} = 30 + \frac{0,471 \cdot (92,46 - 60)}{2,582} = 35,92 \text{ °С.} \quad (2.46)$$

2.8 Расчет регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 2.5.

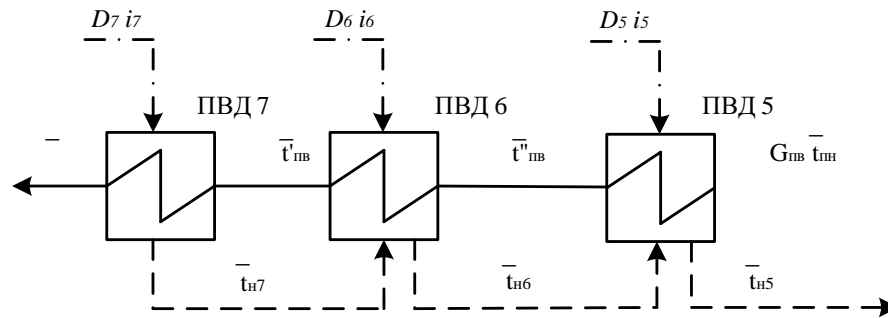


Рисунок 2.5 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7 \cdot (i_7 - \bar{t}_7^H) \cdot \eta_{\text{ТО}} = G_{\text{ПВД}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПВД}} - \bar{t}'_{\text{ПВД}}), \quad (2.47)$$

Определим из уравнения расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{\text{ПВД}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПВД}} - \bar{t}'_{\text{ПВД}})}{(i_7 - \bar{t}_7^H) \cdot \eta_{\text{ТО}}}, \quad (2.48)$$

где $i_7 = 3215,32$ кДж/кг – энтальпия греющего пара в первом отборе;

$\bar{t}_7^H = 1028,77$ кДж/кг – энтальпия конденсата греющего пара на выходе из ПВД-7 (находится по давлению первого отбора на линии насыщения);

$\bar{t}_{\text{ПВД}} = 984,38$ кДж/кг – энтальпия питательной воды на выходе из ПВД-7;

$\bar{t}'_{\text{ПВД}} = 883,58$ кДж/кг – энтальпия питательной воды на входе в ПВД-7.

$$D_7 = \frac{64,256 \cdot (984,38 - 883,581)}{(3215,32 - 1028,77) \cdot 0,98} = 3,023 \text{ кг/с.}$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$(D_6 \cdot (i_6 - \bar{t}_6^H) + D_7 \cdot (\bar{t}_7^H - \bar{t}_6^H)) \cdot \eta_{\text{ТО}} = G_{\text{ПВД}} \cdot (\bar{t}'_{\text{ПВД}} - \bar{t}''_{\text{ПВД}}), \quad (2.49)$$

где $i_6 = 3112,42$ кДж/кг – энтальпия греющего пара во втором отборе;

$\bar{t}_6^H = 916,39$ кДж/кг – энтальпия конденсата греющего пара на выходе из ПВД-6 (находится по давлению второго отбора на линии насыщения);

$\bar{t}''_{\text{ПВД}} = 735,14$ кДж/кг – энтальпия питательной воды на входе в ПВД-6.

Определим из уравнения расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot (\bar{t}'_{\text{ПВ}} - \bar{t}''_{\text{ПВ}}) - (D_7 \cdot (\bar{t}_7^{\text{H}} - \bar{t}_6^{\text{H}}) \cdot \eta_{\text{ТО}}}{(i_6 - \bar{t}_6^{\text{H}}) \cdot \eta_{\text{ТО}}}, \quad (2.50)$$

$$D_6 = \frac{64,256 \cdot (883,58 - 735,14) - 3,023 \cdot (1028,77 - 916,39) \cdot 0,98}{(3112,42 - 916,39) \cdot 0,98} = 3,74.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-5:

$$(D_5 \cdot (i_5 - \bar{t}_5^{\text{H}}) + (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_6^{\text{H}} - \bar{t}_5^{\text{H}})) \cdot \eta_{\text{ТО}} = G_{\text{ПВ}} \cdot (\bar{t}''_{\text{ПВ}} - \bar{t}_{\text{ПН}}), \quad (2.51)$$

где $i_5 = 2954,53$ кДж/кг – энтальпия греющего пара во втором отборе;

$\bar{t}_5^{\text{H}} = 776,14$ кДж/кг - энтальпия конденсата греющего пара на выходе из ПВД-6 (находится по давлению второго отбора на линии насыщения);

$\bar{t}_{\text{ПН}} = 715,4$ кДж/кг – энтальпия питательной воды на входе в ПВД-5.

Определим из уравнения расход пара на ПВД-5, кг/с:

$$D_5 = \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot (\bar{t}''_{\text{ПВ}} - \bar{t}_{\text{ПН}}) - (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_6^{\text{H}} - \bar{t}_5^{\text{H}}) \cdot \eta_{\text{ТО}}}{(i_5 - \bar{t}_5^{\text{H}}) \cdot \eta_{\text{ТО}}}, \quad (2.52)$$

$$D_5 = \frac{64,256 \cdot (735,14 - 715,4) - (3,74 + 3,023) \cdot (916,39 - 776,14) \cdot 0,98}{(2954,53 - 776,14) \cdot 0,98} = 0,7.$$

2.9 Расчет деаэратора

Схема потоков воды и пара представлена на рисунке 2.6.

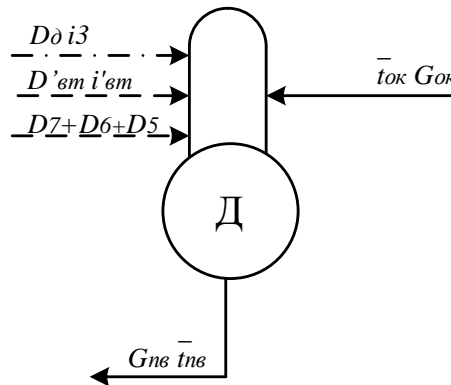


Рисунок 2.6- Схема включения деаэратора

Уравнение материального баланса для деаэратора:

$$G_{\text{ПВ}} = (D_7 + D_6 + D_5) + D'_{\text{ВТ}} + D_{\text{д}} + G_{\text{ОК}}, \quad (2.53)$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{\text{ПВ}} \cdot \bar{t}_{\text{ПН}} = (D_7 + D_6 + D_5) \cdot \bar{t}_5^{\text{Н}} + D'_{\text{ВТ}} \cdot i'_{\text{ВТ}} + D_{\text{д}} \cdot i_3 + G_{\text{ОК}} \cdot \bar{t}_{\text{ОК}}, \quad (2.54)$$

где $i'_{\text{ВТ}} = 2762,749$ кДж/кг – энтальпия пара из расширителя непрерывной продувки;

$\bar{t}_{\text{ОК}} = 615,593$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата на входе в деаэратор.

Подставим известные значения в систему уравнений:

$$64,256 = (3,023 + 3,74 + 0,7) + 0,4 + D_{\text{д}} + G_{\text{ОК}},$$

$$64,256 \cdot 690,48 = (3,023 + 3,74 + 0,7) \cdot 776,14 + 0,4 \cdot 2762,74 + D_{\text{д}} \cdot 2954,53 + G_{\text{ОК}} \cdot 615,593,$$

Решив систему уравнений, получим:

$$G_{\text{ОК}} = 55,215 \text{ кг/с};$$

$$D_{\text{д}} = 1,174 \text{ кг/с}.$$

2.10 Расчет регенеративной схемы ПНД

Схема включения подогревателей низкого давления представлена на рисунке 2.7.

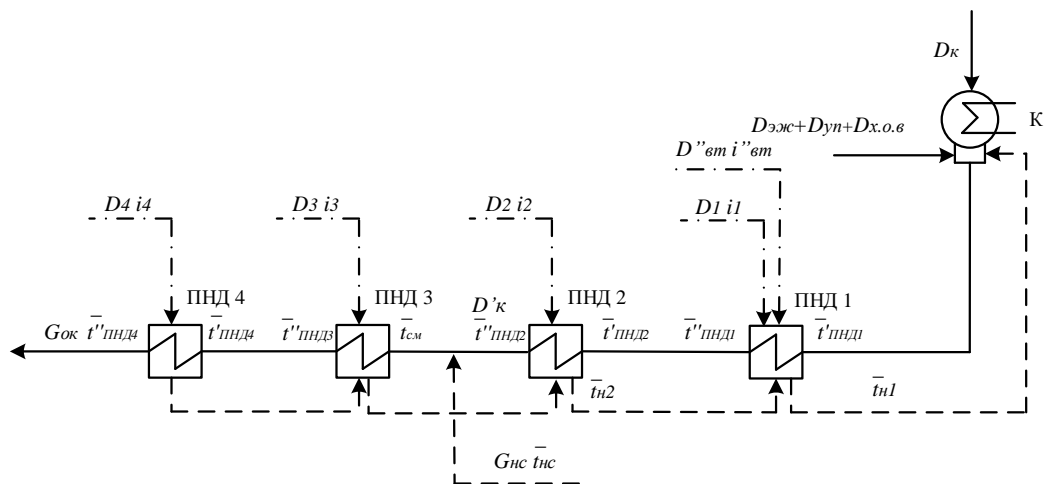


Рисунок 2.7- Схема включения подогревателей низкого давления

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_4^H) \cdot \eta_{\text{то}} = G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПНД4}}'' - \bar{t}_{\text{ПНД4}}'), \quad (2.55)$$

где $i_4 = 2793,96$ кДж/кг – энтальпия греющего пара в четвертом отборе;

$\bar{t}_4^H = 614,16$ кДж/кг – энтальпия конденсата греющего пара на выходе из ПНД-4;

$\bar{t}_{\text{ПНД4}}'' = 615,593$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата на выходе из ПНД-4;

$\bar{t}_{\text{ПНД4}}' = 516,76$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата на входе в ПНД-4.

Из уравнения теплового баланса определим расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПНД4}}'' - \bar{t}_{\text{ПНД4}}')}{(i_4 - \bar{t}_4^H) \cdot \eta_{\text{то}}}, \quad (2.56)$$

$$D_4 = \frac{55,215 \cdot (615,593 - 516,76)}{(2793,96 - 614,16) \cdot 0,98} = 2,55.$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$(D_3 \cdot (i_3 - \bar{t}_3^H) + D_4 \cdot (\bar{t}_4^H - \bar{t}_3^H)) \cdot \eta_{\text{то}} = G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПНД3}}'' - \bar{t}_{\text{см}}), \quad (2.57)$$

где $i_3 = 2667,58$ кДж/кг – энтальпия греющего пара в пятом отборе;

$\bar{t}_3^H = 539,79$ кДж/кг – энтальпия конденсата греющего пара на выходе из ПНД-3;

$\bar{t}_{\text{ПНД3}}'' = 516,76$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата на выходе из ПНД-3.

Определим расход конденсата греющего пара после нижнего сетевого подогревателя, кг/с:

$$G_{\text{нс}} = D_{\text{нс}} + D_{\text{вс}}, \quad (2.58)$$

$$G_{\text{нс}} = 11,028 + 11,292 = 22,32.$$

Уравнение энтальпии точки смешения, кДж/кг:

$$G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{см}} = G_{\text{нс}} \cdot \bar{t}_{\text{нс}}^H + D'_k \cdot \bar{t}_{\text{ПНД2}}'', \quad (2.59)$$

где $\bar{t}_{\text{ПНД2}}'' = 426,47$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата на выходе из ПНД-2.

Определим расход конденсата на выходе из ПНД-2, кг/с:

$$D'_k = G_{ок} - G_{нс}, \quad (2.60)$$

$$D'_k = 55,215 - 22,32 = 32,895.$$

Решив уравнение (2.57), найдем энтальпию точки смешения, кДж/кг:

$$55,215 \cdot \bar{t}_{см} = 22,32 \cdot 381,1 + 32,895 \cdot 426,47,$$

$$\bar{t}_{см} = 408,12.$$

Решив уравнение теплового баланса (1.53), получим:

$$(D_3 \cdot (2667,58 - 539,79) + 2,55 \cdot (614,16 - 539,79)) \cdot 0,98 = 55,215 \cdot (516,76 - 408,12),$$

$$D_3 = 2,78.$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$(D_2 \cdot (i_2 - \bar{t}_2^H) + (D_3 + D_4) \cdot (\bar{t}_3^H - \bar{t}_2^H)) \cdot \eta_{то} = G_{ок} \cdot (\bar{t}_{ПНД2}'' - \bar{t}_{ПНД2}'), \quad (2.61)$$

где $i_2 = 2550,58$ кДж/кг – энтальпия греющего пара в шестом отборе;

$\bar{t}_2^H = 448,17$ кДж/кг – энтальпия конденсата греющего пара на выходе из ПНД-2;

$\bar{t}_{ПНД2}' = 360,16$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата на входе в ПНД-2.

Подставим известные значения в уравнение (2.59):

$$(D_2 \cdot (2550,58 - 448,17) + (2,78 + 2,55) \cdot (539,79 - 448,17)) \cdot 0,98 = 55,215 \cdot (426,47 - 360,16),$$

Получим расход пара на ПНД-2, кг/с:

$$D_2 = 0,82.$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$(D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_1^H) + D_{вт}'' \cdot (i_{вт}'' - \bar{t}_1^H) + (D_2 + D_3 + D_4) \cdot (\bar{t}_2^H - \bar{t}_1^H)) \cdot \eta_{то} = D'_k \cdot (\bar{t}_{ПНД1}'' - \bar{t}_{ПНД1}'), \quad (2.62)$$

где $i_1 = 2462,65$ кДж/кг – энтальпия греющего пара в седьмом отборе;

$\bar{t}_1^H = 381,34$ кДж/кг – энтальпия конденсата греющего пара на выходе из ПНД-1;

$\bar{t}_{ПНД1}'' = 360,16$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата на входе в ПНД-1;

$i''_{\text{вТ}} = 2276,2$ кДж/кг – энтальпия вторичного пара на выходе из расширителя непрерывной продувки.

$\bar{i}'_{\text{ПНД1}} = (t_{\text{конд}} + \Delta t_{\text{оэ-оу}}) \cdot C_{\text{в}} = (26,67 + 15) \cdot 4,186 = 174,431$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата перед ПНД-1; $t_{\text{конд}} = 26,67$ °С – температура насыщения после конденсатора; $\Delta t_{\text{оэ-оу}} = 15$ °С – нагрев основного конденсата в охладителе эжекторов и охладителей уплотнений.

Подставив все известные значения в уравнение (2.60):

$$(D_1 \cdot (2462,65 - 381,34) + 0,074 \cdot (2276,2 - 381,34) + (0,82 + 2,78 + 2,55) \cdot (448,17 - 381,34)) \cdot 0,98 = 32,895 \cdot (360,163 - 174,431),$$

Получим расход пара на ПНД-1, кг/с:

$$D_1 = 2,729.$$

Определим расход пара в конденсатор, кг/с, по формуле:

$$D_k = D'_k - (D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{х.о.в.}} + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D''_{\text{вТ}}), \quad (2.63)$$

$$D_k = 32,895 - (0,301 + 0,603 + 2,582 + 2,55 + 2,78 + 0,826 + 2,729 + 0,074) = 20,445.$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$D_k = D_{\text{т}} - (D_7 + D_6 + D_5 + D_{\text{д}} + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_{\text{нс}} + D_{\text{вс}}), \quad (2.64)$$

$$D_k = 60,292 - (3,023 + 3,74 + 0,7 + 1,174 + 2,55 + 2,78 + 0,826 + 2,729 + 11,028 + 11,292) = 20,445.$$

что полностью совпадает с ранее найденным значением.

Произведем проверку по мощности по формуле:

$$W = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{\text{отб}} \cdot H_i^{\text{отб}} \right) \cdot \eta_{\text{эм}}, \quad (2.65)$$

$$W = [3,023 \cdot 271,69 + 3,74 \cdot 374,59 + 0,7 \cdot 532,48 + 1,174 \cdot 532,48 + 2,55 \cdot 693,05 + 2,78 \cdot 819,43 + 0,826 \cdot 936,43 + 2,729 \cdot 1024,36 + 11,028 \cdot 1024,36 + 11,292 \cdot 936,43 + 20,445 \cdot 1380,04] \cdot 0,98 = 59705,17$$

$$60000 \text{ кВт} = 59705,17 \text{ кВт}.$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| = \left| \frac{60000 - 59705,17}{60000} \right| = 0,491.$$

Погрешность не превышает 2 %, следовательно, расчет тепловой схемы выполнен верно.

2.11 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, кВт:

$$Q_{\text{ТУ}} = D_{\text{T}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D'_{\text{ВТ}} \cdot (i'_{\text{ВТ}} - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D''_{\text{ВТ}} \cdot (i''_{\text{ВТ}} - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + G_{\text{ХОВ}} \cdot (\bar{t}'_{\text{ХОВ}} - \bar{t}_{\text{ПВ}}), \quad (2.66)$$

где $i_0 = 3487$ кДж/кг – энтальпия острого пара;

$\bar{t}_{\text{ПВ}} = 984,38$ кДж/кг – энтальпия питательной воды на входе в котлоагрегат;

$i'_{\text{ВТ}} = 2762,74$ кДж/кг – энтальпия пара на выходе из первой ступени расширителя непрерывной продувки;

$i''_{\text{ВТ}} = 2276,2$ кДж/кг – энтальпия пара на выходе из второй ступени расширителя непрерывной продувки;

$\bar{t}'_{\text{ХОВ}} = 150,39$ кДж/кг – энтальпия химически очищенной воды на выходе из подогревателя химически очищенной воды;

$D_{\text{T}} = 60,292$ кг/с – расход пара на турбоустановку;

$D'_{\text{ВТ}} = 0,4$ кг/с – количество вторичного пара из первой ступени расширителя непрерывной продувки;

$D''_{\text{ВТ}} = 0,074$ кг/с – количество вторичного пара из второй ступени расширителя непрерывной продувки;

$G_{\text{ХОВ}} = 2,582$ кг/с – расход химически очищенной воды.

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТУ}} &= 60,292 \cdot (3487 - 984,38) + 0,4 \cdot (2762,74 - 984,38) + 0,074 \\ &\quad \cdot (2276,2 - 984,38) + 2,582 \cdot (150,39 - 984,38) \\ &= 149549,7. \end{aligned}$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_{\text{T}} = D_{\text{ВС}} \cdot (i_{\text{ВС}} - \bar{t}_{\text{ВС}}^{\text{H}}) + D_{\text{НС}} \cdot (i_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}}), \quad (2.67)$$

где $D_{\text{ВС}} = 11,292$ кг/с – расход пара на верхний сетевой подогреватель;

$D_{\text{НС}} = 11,028$ кг/с – расход пара на нижний сетевой подогреватель;

$i_{\text{ВС}} = 2550,58$ кДж/кг – энтальпия отборного пара на верхний сетевой подогреватель;

$i_{\text{HC}} = 2462,65$ кДж/кг – энтальпия отборного пара на нижний сетевой подогреватель;

$\bar{t}_{\text{BC}}^{\text{H}} = 448,17$ кДж/кг – энтальпия конденсата греющего пара в верхнем сетевом подогревателе;

$\bar{t}_{\text{HC}}^{\text{H}} = 381,34$ кДж/кг – энтальпия конденсата греющего пара в нижнем сетевом подогревателе.

$$Q_{\text{T}} = 11,292 \cdot (2550,58 - 448,17) + 11,028 \cdot (2462,65 - 381,34) = 46693,8.$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{T}} = 149549,7 - 46693,8 = 102855,8. \quad (2.68)$$

Тепловая нагрузка котельного агрегата, кВт:

$$Q_{\text{пе}} = D_{\text{пе}} \cdot (i_{\text{пе}} - \bar{t}_{\text{пв}}) + G_{\text{пр}} \cdot (\bar{t}_{\text{пр}} - \bar{t}_{\text{пв}}), \quad (2.69)$$

где $D_{\text{пе}} = 63,307$ кг/с – расход перегретого пара;

$i_{\text{пе}} = 3489,54$ кДж/кг – энтальпия перегретого пара по давлению $P_{\text{пе}} = 13,8$ МПа и температуре $t_{\text{пе}} = 560$ °С;

$G_{\text{пр}} = 0,95$ кг/с – расход продувочной воды;

$\bar{t}_{\text{пр}} = 1571,86$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды.

$$Q_{\text{пе}} = 63,307 \cdot (3489,54 - 984,38) + 0,95 \cdot (1571,86 - 984,38) = 159151,46.$$

Полный расход топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПГ}}}, \quad (2.70)$$

где $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 29310$ МДж/кг – теплота сгорания условного топлива;

$\eta_{\text{ПГ}} = 0,913$ – коэффициент полезного действия парогенератора.

$$B = \frac{159151,46}{29310 \cdot 0,913} = 5,947.$$

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

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{э}} - 0,09 \cdot W_{\text{э}}, \quad (2.71)$$

$$W_{\text{отп}} = 60000 - 0,09 \cdot 60000 = 56400,$$

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

$$W_{\text{э}}^{\text{CH}} = e_{\text{э}}^{\text{CH}} \cdot W_{\text{э}}, \quad (2.72)$$

где $e_{\text{э}}^{\text{CH}} = 0,05$ – доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

$$W_{\text{э}}^{\text{CH}} = 0,05 \cdot 60000 = 3000.$$

Коэффициент ценности тепла верхнего и нижнего сетевых подогревателей:

$$\xi_{\text{HC}} = \frac{i_{\text{HC}} - i_k}{i_0 - i_k} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{\text{HC}}}{i_0 - i_k} \right), \quad (2.73)$$

$$\xi_{\text{BC}} = \frac{i_{\text{BC}} - i_k}{i_0 - i_k} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{\text{BC}}}{i_0 - i_k} \right), \quad (2.74)$$

где $i_k = 2106,97$ кДж/кг – энтальпия пара на входе в конденсатор;

$K = 0,25$ – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбоагрегатом.

$$\xi_{\text{HC}} = \frac{2462,65 - 2106,97}{3487 - 2106,97} \cdot \left(1 + 0,25 \cdot \frac{3487 - 2462,65}{3487 - 2106,97} \right) = 0,409.$$

$$\xi_{\text{BC}} = \frac{2550,58 - 2106,97}{3487 - 2106,97} \cdot \left(1 + 0,25 \cdot \frac{3487 - 2550,58}{3487 - 2106,97} \right) = 0,334.$$

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

$$\Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} = [Q_{\text{HC}} \cdot (1 - \xi_{\text{HC}}) + Q_{\text{BC}} \cdot (1 - \xi_{\text{BC}})] \cdot \frac{Q_{\text{Т}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{Т}}^{\text{ТУ}}}, \quad (2.75)$$

$$\Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} = [(23260 \cdot (1 - 0,409)) + (23260 \cdot (1 - 0,334))] \cdot 1 = 29239,01.$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, кВт:

$$Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot Q_{\text{ту}}, \quad (2.76)$$

$$Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot 149549,7 = 7477,48.$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{сн}}}{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} + Q_{\text{т}}}, \quad (2.77)$$

$$K_{\text{э}} = \frac{102855,8 + 29239,01 + 7477,48}{102855,8 + 29239,01 + 7477,48 + 46693,8} = 0,749.$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \frac{W_{\text{отп}}}{W_{\text{э}} - W_{\text{эс}}^{\text{сн}}}, \quad (2.78)$$

$$B_{\text{э}} = 5,947 \cdot 0,749 \cdot \frac{54600}{60000 - 3000} = 4,269.$$

Расход условного и натурального топлива пиковыми водогрейными котлами, кг/с:

$$B_{\text{пвк}} = \frac{Q_{\text{пвк}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{пг}}}, \quad (2.79)$$

$$B_{\text{пвк}} = \frac{69780}{29310 \cdot 0,83} = 2,86.$$

$$B_{\text{пвк}} = \frac{69780}{23260 \cdot 0,83} = 3,6.$$

Расход условного топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_{\text{т}} = B - B_{\text{э}} + B_{\text{пвк}}, \quad (2.80)$$

$$B_T = 5,947 - 4,269 + 2,86 = 4,538.$$

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

$$b_э = \frac{B_э}{W_{отп}} \cdot 3600, \quad (2.81)$$

$$b_э = \frac{4,269}{54600} \cdot 3600 = 0,281.$$

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

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{от}^{max}} \cdot 10^6, \quad (2.82)$$

$$b_T = \frac{4,538}{116300} \cdot 10^6 = 39,01.$$

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

$$b_T = \frac{B - B_э}{Q_{от}^{баз}} \cdot 10^6, \quad (2.83)$$

$$b_T = \frac{5,947 - 4,2269}{46520} \cdot 10^6 = 36,07.$$

2.12 Выбор вспомогательного оборудования

2.12.1 Питательные насосы

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

$$G = G_{пв} \cdot 1,08, \quad (2.84)$$

$$G = 64,256 \cdot 3,6 \cdot 1,06 = 245,2.$$

Напор питательного насоса принимается на 30-50 % больше, чем номинальное давление пара перед турбиной, м:

$$H = P \cdot 10^2 \cdot 1,4, \quad (2.85)$$

$$H = 130 \cdot 1,4 = 182.$$

Выбираем питательный насос с электроприводом ПЭ-320-180/200 с характеристикой:

- Производительность – 320 м³/ч;
- Напор – 180/200 м;
- Частота вращения – 2970 об/мин;
- Номинальная мощность – 3000 кВт.

2.12.2 Конденсатные насосы

Конденсатные насосы устанавливают в количестве 2-3 на турбину, при двух – каждый на 100%-ую производительность, а при трех – на 50%-ую.

За расчетную производительность принимают расход конденсата в летний период, кг/с:

$$G = D_k + D_{nc} + D_{bc} + D_{x.o.v} = \quad (2.86)$$
$$= 20,445 + 11,028 + 11,292 + 2,582 = 45,374.$$

Принимаем напор конденсатных насосов в пределах 50-150 м.вод.ст.

Выбираем два конденсатных насоса марки 10КсД-5-3 с характеристиками:

- Производительность – 220 м³/ч;
- Напор – 120 м.вод.ст.;
- Частота вращения 960 об/мин;
- Мощность – 122 кВт.

2.12.3 Циркуляционные насосы

Расход циркуляционной воды на турбину по заводским данным составляет 8000 м³/ч.

Так как вода подается по двум трубопроводам, то расход через один насос, м³/ч, составляет:

$$G_{цн} = \frac{G_{турб}}{2} = \frac{8000}{2} = 4000. \quad (2.87)$$

Выбираем четыре насоса типа 24НДн-4000 с характеристикой:

- Производительность – 4000 м³/ч;
- Напор – 16,5 м.вод.ст.;
- Частота вращения – 585 об/мин;
- Потребляемая мощность – 198 кВт;
- КПД – 90%.

2.12.4 Сетевые насосы

Выбор производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаются в количестве 2 на турбину, рассчитывая их на 50%-ую производительность.

Производительность сетевого насоса, т/ч:

$$G = \frac{G_{\text{св}}}{2} \cdot 3,6 = \frac{347,289}{2} \cdot 3,6 = 625,12. \quad (2.88)$$

Выбираем два сетевых насоса: первого подъема СЭ-800-70 и второго СЭ-800-100 с характеристиками:

- Производительность – 800 и 800 м³/ч;
- Напор – 0,68 и 0,98 МПа;
- Частота вращения – 1500 и 1500 об/мин;
- Потребляемая мощность – 190 и 275 кВт;
- КПД – 81 и 80%.

2.12.5 Деаэратор

По найденному расходу питательной воды $G_{\text{пв}} = 231,3$ т/ч выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДСП-320 с характеристиками: давление 7 бар, расход деаэрируемой воды 320 т/ч.

Деаэраторный бак: тип БДА-100 (полезная емкость 100 м³).

2.12.6 Регенеративные подогреватели

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

ПВД-7: ПВ-350-230-36-I, где 350 - площадь поверхности теплообмена, м²; 230 - максимальное давление в трубной системе, бар; 36 - максимальное давление в корпусе, бар.

ПВД-6: ПВ-350-230-21-3.

ПВД-5: ПВ-350-230-21-3.

Подогреватели низкого давления:

ПНД-4: ПН-200-16-7-I, где 200 - площадь поверхности теплообмена, м²; 16 - максимальное давление в трубной системе, бар; 7 - максимальное давление в корпусе, бар.

ПНД-3: ПН-200-16-7-I.

ПНД-2: ПН-100-16-4-I.

ПНД-1: ПН-100-16-4-I.

2.12.7 Сетевые подогреватели

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

Расчетный пропуск сетевой воды $G_{св} = 347,289$ т/ч. Выбираем сетевые подогреватели марки ПСВ-200-7-15 с характеристиками: расчетный пропуск сетевой воды 400 т/ч; рабочее давление пара 0,78 МПа; рабочее давление воды в трубной системе 1,57 МПа; масса подогревателя без воды 6,763 т.

2.12.8 Выбор пиковых водогрейных котлов

Пиковые водогрейные котлы выбираем по максимальной пиковой тепловой нагрузке ТЭЦ. Так как пиковая нагрузка ТЭЦ составляет 116,3 МВт, то выбираем водогрейный котел типа КВ-Р-35-150 (КВ-ТС-30) в количестве четырех штук, с характеристиками:

- Теплопроизводительность – 35 МВт;
- Температурный график воды – 150/70 °С;
- Температура уходящих газов – 255 °С;
- Расчетный КПД – 83 %.

Водогрейный котел КВ-Р-35-150 (КВ-ТС-30) предназначен для получения горячей воды с температурой 150 °С, используемой в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также для технологических целей.

Топочная камера имеет горизонтальную компоновку, экранирована трубами, входящими в коллекторы. Конфигурация камеры в поперечном разрезе напоминает профиль железнодорожного габарита. Конвективная поверхность нагрева, расположенная в вертикальном, полностью экранированном газоходе, состоит из U-образных ширм из труб. Несущий каркас у котлов отсутствует. Блоки котла имеют опоры, приваренные к нижним коллекторам. Котёл КВ-ТС-

30-150 (КВ-Р-35-150) выполняется в облегчённой обмуровке, которая при монтаже крепится к экранным трубам, стоякам конвективной шахты.

2.13 Проектирование топливного хозяйства

2.13.1 Определение расхода топлива на ТЭС

На ТЭС используем каменный уголь Зырянского угольного разреза со следующими характеристиками, представленными в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Теплотехнические характеристики топлива

С							Выход летучих, V^r , %	Теплота сгорания Q_H^p , кДж/кг
W^p	A^p	S^p	H^p	N^p	C^p	O^p		
9	14	0,4	3,8	1,8	62,8	8,2	33	23260

Расчетный расход топлива на работу котла, кг/с, определяется по формуле:

$$B = \frac{D_{пе}(i_{пе} - \bar{t}_{пв}) + G_{пр}(\bar{t}_{пр} - \bar{t}_{пв})}{Q_H^p \cdot \eta_{ка}^{бр}}, \quad (2.89)$$

где $D_{пе} = 63,307$ кг/с – расход перегретого пара;

$i_{пе} = 3489,54$ кДж/кг – энтальпия перегретого пара по давлению $P_{пе} = 13,8$ МПа и температуре $t_{пе} = 560$ °С;

$G_{пр} = 0,95$ кг/с – расход продувочной воды, принимаем 1,5% от расхода $D_{пе}$;

$\bar{t}_{пв} = 984,38$ кДж/кг – энтальпия питательной воды на входе в котлоагрегат;

$\bar{t}_{пр} = 1571,861$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, находим на линии насыщения по давлению в барабане котла $P_6 = 4,29$ МПа.

$Q_H^p = 23260$ кДж/кг – теплота сгорания топлива;

$\eta_{ка}^{бр} = 0,89$ – КПД котельного агрегата.

$$B_p = \frac{63,307 \cdot (3489,54 - 894,38) + 0,95 \cdot (1571,861 - 894,38)}{23260 \cdot 0,89} = 7,68 \text{ кг/с.}$$

2.13.2 Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива составляет, т/сут:

$$B_{сут} = 24 \cdot (B_p \cdot 2 + B_{пвк} \cdot 4) \cdot 3,6 = 1949,18. \quad (2.90)$$

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

Расчетная производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{\text{расч}} = \frac{B_{\text{сут}}}{21} = \frac{1949,18}{21} = 92,81. \quad (2.91)$$

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

$$B_{\text{л}} = B^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_{\alpha}, \quad (2.92)$$

где $B = 0,650$ м – ширина ленты;

$c = 1,6$ м/с – скорость ленты;

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

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

$$B_{\text{л}} = 0,65^2 \cdot 1,6 \cdot 0,85 \cdot 320 = 183,87.$$

Мощность (кВт) на валу приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства определяют по формуле:

$$W_6 = \frac{K_1 \cdot l \cdot c + 2 \cdot B_{\text{л}} \cdot l + 37 \cdot B_{\text{л}} \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_l, \quad (2.93)$$

где $K_1 = 296$ – коэффициент, зависящий от ширины ленты;

$l = 40$ м – длина конвейера между центрами приводного и концевых барабанов;

$H = 5$ м – высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевых барабанов;

$K_l = 1,05$ – коэффициент, зависящий от длины конвейера.

$$W_6 = \frac{296 \cdot 40 \cdot 1,6 + 2 \cdot 183,87 \cdot 40 + 37 \cdot 183,87 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1,05 = 52,24.$$

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{\text{эл}} = \frac{K_3 \cdot W_6}{\eta_{\text{эд}} \cdot \eta_{\text{р}}}, \quad (2.94)$$

где $K_3 = 1,25$ – коэффициент запаса для наклонных конвейеров;

$\eta_{эд} = 0,94$ – КПД электродвигателя;

$\eta_p = 0,94$ – КПД редуктора.

$$W_{эп} = \frac{1,25 \cdot 52,24}{0,94 \cdot 0,94} = 73,91.$$

2.13.3 Дробилки

Для дробления твердого топлива проектируем двухступенчатое дробление. Ввиду невысокой влажности топлива используем молотковые не забивающиеся дробилки с подвижными дробильной и отбойной плитами и с очистными устройствами. По расчетному расходу топлива выбираем дробилки типа СМ-19А с характеристиками:

- Производительность – 67-105 т/ч;
- Длина ротора – 800 мм;
- Диаметр – 1000 мм;
- Масса – 7,2 т;
- Частота вращения ротора – 1000 об/мин;
- Мощность электродвигателя – 125 кВт.

На каждый парогенератор устанавливаем по два бункера сырого угля.

Емкость бункера сырого угля, м³:

$$V_6 = \frac{3,6 \cdot \frac{B_p}{4} \cdot \tau}{K_3 \cdot \gamma}, \quad (2.95)$$

где $\tau = 10$ ч – число часов работы парогенератора на топливе, запасенном в бункере;

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

$$V_6 = \frac{3,6 \cdot \frac{7,68}{4} \cdot 10}{0,8 \cdot 0,85} = 101,75.$$

Для подачи угля из бункера используем ленточный питатель пыли с шириной ленты 400 мм; длиной 3,2 м. Производительность при высоте слоя 0,2 м – 35-80 м³/ч; требуемая мощность- 1 кВт.

2.13.4 Топливный склад

Емкость склада угля рассчитываем на восьмимесячный расход при 24 часах работы в сутки всех котельных агрегатов. Необходимость запаса угля на такой срок объясняется тем, что морской порт в г. Певек, на который доставляется топливо, относится к портам с ограниченными сроками навигации (июль-октябрь).

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

$$F = \frac{(B_p^{\text{ч}} \cdot n_1 + B_{\text{ПВК}}^{\text{ч}} \cdot n_2) \cdot 24}{\gamma \cdot h \cdot \varphi}, \quad (2.96)$$

где $h = 2,5$ м – высота штабеля;

$n_1 = 240$ суток – запас топлива на складе для энергетических котлов;

$n_2 = 180$ суток – запас топлива на складе для ПВК;

$B_p^{\text{ч}} = 55,29$ т/ч – часовой расход топлива на энергетические котлы;

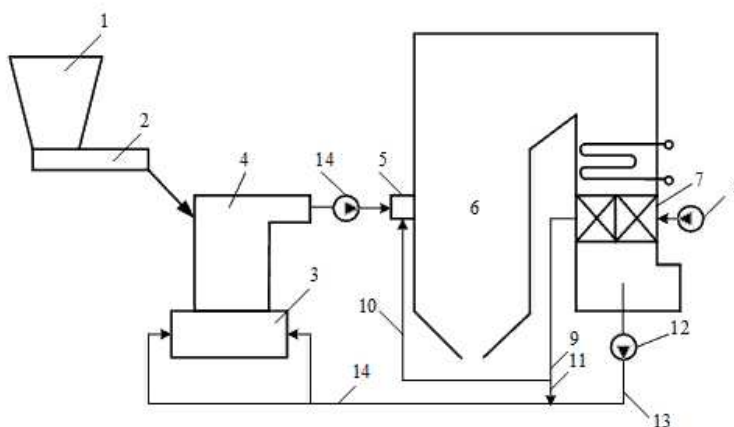
$B_{\text{ПВК}}^{\text{ч}} = 25,92$ т/ч – часовой расход топлива на ПВК;

$\varphi = 0,85$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса (сползания) топлива в штабеле.

$$F = \frac{(55,29 \cdot 240 + 25,92 \cdot 180) \cdot 24}{\gamma \cdot h \cdot \varphi} = 238308,5.$$

2.13.5 Выбор схемы пылеприготовления

На ТЭЦ используем молотковые мельницы и замкнутую систему пылеприготовления с прямым вдуванием и газовой сушкой, так как сжигаем Зырянский уголь, у которого выход летучих $V_r > 30\%$.



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 – газоздушная смесь.

Рисунок 3.1 – Замкнутая схема пылеприготовления с газоздушной сушкой и непосредственным (прямым) вдуванием в топку

2.13.6 Выбор числа и производительности мельниц

Производительность мельниц, т/ч:

$$B_{\text{рм}} = \frac{K_3 \cdot B_p \cdot 3,6}{z \cdot K_{\text{ло}}}, \quad (2.97)$$

где $K_3 = 1,1$ – коэффициент запаса по производительности, зависящий от количества мельниц;

$K_{\text{ло}} = 1,5$ – коэффициент размолоспособности;

$z = 4$ – количество мельниц на котел.

$$B_{\text{рм}} = \frac{1,1 \cdot 7,68 \cdot 3,6}{4 \cdot 1,5} = 5,07.$$

По найденному расходу выбираем мельницы в количестве четырех штук на котел типа ММТ-1000/950/980 с производительностью 6,6 т/ч и частотой вращения 980 об/мин.

2.13.7 Выбор дутьевых вентиляторов

Дутьевой вентилятор выбирается по производительности и напору. На котел устанавливаем два дутьевых вентилятора.

Производительность дутьевого вентилятора определяется расходом воздуха, необходимым для горения топлива, с учетом коэффициента избытка воздуха в топке и присосов по тракту котла.

Теоретический объем воздуха, м³/кг при сжигании 1 кг топлива находится по следующей формуле:

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p, \quad (2.98)$$

где C^p – количество углерода на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 3.1);
 S^p – количество серы на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 3.1);
 H^p – количество водорода на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 3.1);
 O^p – количество кислорода на рабочую массу топлива, %, (см. таблицу 3.1).

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (62,8 + 0,375 \cdot 0,4) + 0,265 \cdot 3,8 - 0,0333 \cdot 8,2 = 6,33.$$

Теоретический объем азота, м³/кг, полученный при полном сгорании топлива:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^p}{100}, \quad (2.99)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 6,33 + 0,8 \cdot \frac{1,8}{100} = 5,015.$$

Теоретический объем трехатомных газов, м³/кг:

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot \frac{C^p + 0,375 \cdot S^p}{100}, \quad (2.100)$$

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot \frac{62,8 + 0,375 \cdot 0,4}{100} = 1,175.$$

Теоретический объем водяных паров, м³/кг:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V_B^0 \quad (2.101)$$

где W^p - влажность топлива на рабочую массу, %, (см. таблицу 3.1).

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3,8 + 0,0124 \cdot 9 + 0,0161 \cdot 6,33 = 0,635.$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м³/кг, полученный при полном сгорании топлива:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0, \quad (2.102)$$

$$V_{\Gamma}^0 = 1,175 + 5,015 + 0,635 = 6,825.$$

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м³/ч:

$$V_{дв} = B_p \cdot V_B^0 \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{плу} - \Delta\alpha_{взп}) \cdot \frac{t_{хв} + 273}{273}, \quad (2.103)$$

где $q_4 = 1$ – потеря тепла с механическим недожогом;

$\alpha_T = 1,2$ – коэффициент избытка воздуха;

$\Delta\alpha_T = 0,05$ – присосы в топке;

$\Delta\alpha_{плу} = 0,04$ – присосы в системе пылеприготовления;

$\Delta\alpha_{взп} = 0,03$ – присосы воздуха и протечки газов в воздухоподогревателе;

$t_{хв} = 10$ °С – температура холодного воздуха.

$$V_{дв} = 7,68 \cdot \frac{100 - 1}{100} \cdot 6,33 \cdot (1,2 - 0,05 - 0,04 - 0,03) \cdot \frac{10 + 273}{273} = 53,94.$$

Расчетная производительность (м³/ч) вентилятора принимается с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1,1$:

$$V_{дв}^p = \beta_1 \cdot V_{дв} \cdot 3600 = 1,1 \cdot 53,94 \cdot 3600 = 213602,3. \quad (2.104)$$

Напор дутьевого вентилятора принимаем равным сопротивлению воздушного тракта котельного агрегата $H_{дв} = 4$ кПа. Расчетный напор принимается с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1,15$;

$$H_{дв}^p = \beta_2 \cdot H_{дв} = 1,15 \cdot 4 = 4,6. \quad (2.105)$$

В качестве дутьевого вентилятора выбираем ВДН-24-11у с характеристиками:

- Производительность – 275/220 тыс. м³/ч;
- Напор – 3900/2450 Па;
- Частота вращения – 740/590 об/мин;
- Мощность – 400/200 кВт.

2.13.8 Выбор дымососов

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

Объем уходящих газов равен сумме теоретического объема газов и объема присосов воздуха по тракту котла, м³/кг:

Полный объем уходящих газов на выходе из котла, м³/кг:

$$V_{\Gamma}^{yx} = V_{\Gamma}^0 + 1,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V_{\text{в}}^0, \quad (2.106)$$

где $\alpha_{yx} = 1,33$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах;

$\alpha_{yx(\text{пвк})} = 1,46$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах ПВК.

$$V_{\Gamma}^{yx} = 6,825 + 1,0161 \cdot (1,33 - 1) \cdot 6,33 = 8,948$$

$$V_{\Gamma(\text{пвк})}^{yx} = 6,825 + 1,0161 \cdot (1,46 - 1) \cdot 6,33 = 9,784.$$

Объем присосов за пределами котла, м³/кг:

$$V_{\text{прис}} = (\Delta\alpha_{\text{зу}} + \Delta\alpha_{\text{гх}}) \cdot V_{\text{в}}^0, \quad (2.107)$$

где $\Delta\alpha_{\text{зу}} = 0,05$ – присосы воздуха в золоуловителе;

$\Delta\alpha_{\text{гх}} = 0,01$ – присосы воздуха в стальные газоходы котла.

$$V_{\text{прис}} = (0,05 + 0,01) \cdot 6,33 = 0,38$$

$$V_{\text{прис}(\text{пвк})} = (0,05 + 0,01) \cdot 6,33 = 0,38.$$

Производительность дымососа, м³/с:

$$V_{\text{дс}} = B_{\text{р}} \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot (V_{\Gamma}^{yx} + V_{\text{прис}}) \cdot \frac{t_{\text{д}} + 273}{273}, \quad (2.108)$$

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

$t_{\text{ух}(\text{пвк})} = 255$ °С – температура уходящих газов ПВК;

$t_{\text{в}} = 30$ °С – температура холодного присасываемого воздуха;

$q_4(\text{пвк}) = 3,5$ % – потери с механическим недожогом ПВК.

$$V_{\text{дс}} = 7,68 \cdot \frac{100 - 1}{100} \cdot (8,948 + 0,38) \cdot \frac{145 + 273}{273} = 108,51$$

$$V_{\text{дс (пвк)}} = 1,8 \cdot \frac{100 - 3,5}{100} \cdot (8,948 + 0,38) \cdot \frac{255 + 273}{273} = 34,07.$$

Расчетная производительность ($\text{м}^3/\text{ч}$) дымососа принимается с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1,1$:

$$V_{\text{дс}}^{\text{р}} = \beta_1 \cdot V_{\text{дс}} \cdot 3600 = 1,1 \cdot 108,51 \cdot 3600 = 429699,6 \quad (2.109)$$

$$V_{\text{дс (пвк)}}^{\text{р}} = \beta_1 \cdot V_{\text{дс (пвк)}} \cdot 3600 = 1,1 \cdot 34,07 \cdot 3600 = 134917,2.$$

Напор дымососа принимаем равным сопротивлению газового тракта котельного агрегата $H_{\text{дс}} = 3,5$ кПа. Расчетный напор принимается с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1,15$;

$$H_{\text{дс}}^{\text{р}} = \beta_2 \cdot H_{\text{дс}} = 1,15 \cdot 3,5 = 4,025. \quad (2.110)$$

В качестве дымососа выбираем ДН-26х2 с характеристиками:

- Производительность – 475 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$;
- Напор – 4600 Па;
- Частота вращения – 774 об/мин;
- Мощность – 790 кВт.

В качестве дымососа на ПВК выбираем ДН-21 с характеристиками:

- Производительность – 138 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$;
- Напор – 5480 Па;
- Частота вращения – 980 об/мин;
- Мощность – 262 кВт.

2.14 Золошлакоудаление

На проектируемой станции применяем сухую систему золошлакоудаления. Удаление золы и шлака на ТЭЦ раздельное. Зола удаляется от котельного отделения до силосного склада по пневмопроводам от каждого котла. Далее зола будет доставляться на площадку сухого складирования автотранспортом.

Шлак удаляется от котла транспортной лентой с погрузкой для накопления в промежуточную емкость, и далее автосамосвалами, грузоподъемностью 10 тонн с отапливаемыми кузовами,

Количество шлака, удаляемое с одного котла, т/ч, определяется по формуле

$$M_{\text{шл}} = 0,01 \cdot B \cdot a_{\text{шл}} \cdot A^p + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \frac{Q_{\text{н}}^p}{32700}, \quad (2.111)$$

Для парового котла:

$$M_{\text{шл (ка)}} = 0,01 \cdot 7,68 \cdot 3,6 \cdot 0,05 \cdot 14 + 0,01 \cdot 7,68 \cdot 1 \cdot \frac{23260}{32700} = 0,248.$$

Для водогрейного котла:

$$M_{\text{шл (пвк)}} = 0,01 \cdot 1,8 \cdot 3,6 \cdot 0,925 \cdot 14 + 0,01 \cdot 1,8 \cdot 3,5 \cdot \frac{23260}{32700} = 0,884.$$

Потребная производительность конвейерного транспорта т/ч, с учетом коэффициента запаса ($k = 1,2$) составит:

$$B_{\text{кон}} = \frac{k \cdot (M_{\text{шл (ка)}} \cdot n_{\text{ка}} + M_{\text{шл (пвк)}} \cdot n_{\text{пвк}}) \cdot 24}{T}, \quad (2.112)$$

где $n_{\text{ка}} = 2$ – количество паровых котлов;

$n_{\text{пвк}} = 4$ – количество пиковых водогрейных котлов;

$T = 12$ – число часов в смене.

$$B_{\text{кон}} = \frac{1,2 \cdot (0,248 \cdot 2 + 0,883 \cdot 4) \cdot 24}{12} = 9,68.$$

Для определения объема силосного склада необходимо определить количество золы (т/ч), удаляемое с одного котла:

$$M_{\text{з}} = \left[0,01 \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \cdot A^p + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \frac{Q_{\text{н}}^p}{32700} \right] \cdot \left(1 - \frac{100 - \eta_{\text{зу}}}{100} \right), \quad (2.113)$$

Для парового котла:

$$M_{\text{з (ка)}} = \left[0,01 \cdot 7,68 \cdot 0,95 \cdot 14 + 0,01 \cdot 7,68 \cdot 1 \cdot \frac{23260}{32700} \right] \cdot \left(1 - \frac{100 - 99,6}{100} \right) = 1,072.$$

Для водогрейного котла:

$$M_{з(ПВК)} = \left[0,01 \cdot 1,8 \cdot 0,075 \cdot 14 + 0,01 \cdot 1,8 \cdot 3,5 \cdot \frac{23260}{32700} \right] \cdot \left(1 - \frac{100 - 94}{100} \right) = 0,06.$$

Объем силосного склада, т:

$$V_c = (M_{з(ка)} \cdot n_{ка} + M_{з(ПВК)} \cdot n_{ПВК}) \cdot 24 \cdot T, \quad (2.114)$$

где $n_{ка} = 2$ – количество паровых котлов;

$n_{ПВК} = 4$ – количество пиковых водогрейных котлов;

$T = 5$ – суточное хранение золы на складе.

$$V_c = (1,072 \cdot 2 + 0,06 \cdot 4) \cdot 24 \cdot 5 = 286,08.$$

Объем силосного склада, м³:

$$V_c = 286,08 \text{ т} \approx 381,44 \text{ м}^3.$$

При округлении потребная емкость силосного склада составит 400 м³.

3 Охрана окружающей среды

3.1 Золоулавливание

Так как производительность котельного агрегата больше 160 т/ч в качестве самостоятельных золоулавливающих аппаратов можно установить электрофильтр.

Объемный расход дымовых газов, проходящих через золоуловитель, м³/с:

$$V_{Г_{з\text{у}}}^{yx} = B_p \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot (V_{прис} + V_G^{yx}) \cdot \frac{\vartheta_{yx} + 273}{273} \quad (3.1)$$

где $q_4 = 1\%$ – потери с механическим недожогом;

$q_{4(ПВК)} = 3,5\%$ – потери с механическим недожогом ПВК;

$\vartheta_{yx(ПВК)} = 255\text{ }^\circ\text{C}$ – температура уходящих газов ПВК;

$\vartheta_{yx} = 145\text{ }^\circ\text{C}$ – температура уходящих газов.

$$V_{Г_{з\text{у}}}^{yx} = 7,68 \cdot \frac{100 - 1}{100} \cdot (0,38 + 8,948) \cdot \frac{145 + 273}{273} = 108,51$$

$$V_{Г_{з\text{у}(ПВК)}}^{yx} = 1,8 \cdot \frac{100 - 3,5}{100} \cdot (0,38 + 8,948) \cdot \frac{255 + 273}{273} = 34,07.$$

Необходимая площадь сечения электрофильтра, м²:

$$S = \frac{V_{\Gamma}^{yx} \text{ зу}}{w_{\Gamma}}, \quad (3.2)$$

где $w_{\Gamma} = 1,5$ м/с – скорость газов.

$$S = \frac{V_{\Gamma}^{yx} \text{ зу}}{w_{\Gamma}} = \frac{108,51}{1,5} = 71,94$$

На энергетические котлы выбираем электрофильтры типа ЭГА 1-40-7,5-4-3 (рисунок 3.1), на пиковые водогрейные котлы выбираем батарейные циклоны типа БЦ-512-Р-2-(6х8) (рисунок 3.2). Характеристики электрофильтра и батарейного циклона представлены в таблице 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Технические характеристики электрофильтра

Наименование характеристики	Значение
Площадь активного сечения, м ²	81,9
Активная длина поля, м	2,65
Габаритные размеры, м	
Длина	13,44
Ширина	12,2
Высота	15,4
Масса, т	172,2
Степень очистки газов, %	99,6

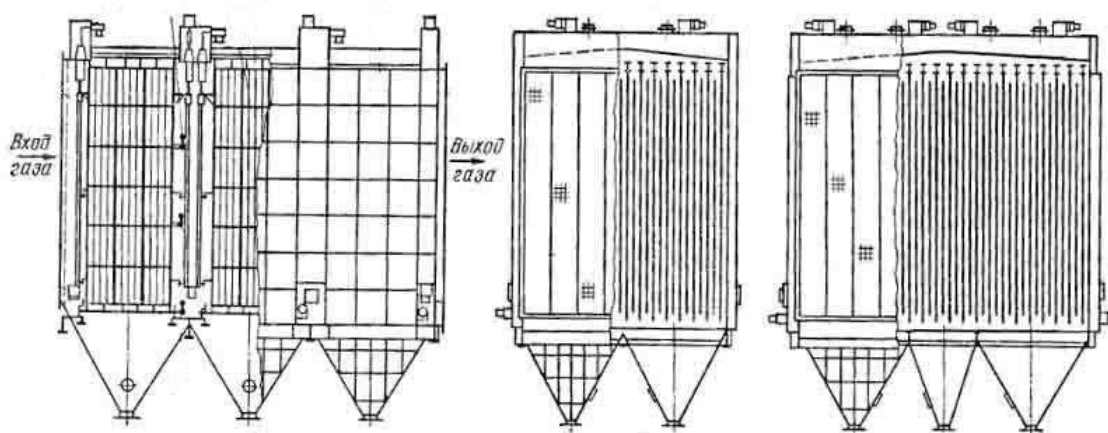


Рисунок 3.1 – Электрофильтр типа ЭГА

Электрофильтры ЭГА (электрофильтры горизонтальные модификации А) предназначены для обеспыливания неагрессивных невзрывоопасных технологических газов и аспирационного воздуха в энергетике, промышленности строительных материалов, черной и цветной металлургии и других отраслях промышленности.

Электрофильтры - одно- или двухсекционные аппараты прямоугольной формы; состоят из двух - четырех электрических полей, установленных последовательно по ходу газа. Корпуса аппаратов - стальные, покрыты снаружи теплоизоляцией.

Активная зона электрофильтров состоит из осадительных электродов (пластинчатого типа) и коронирующих электродов (трубчатых рам, в которых натянуты ленточные элементы с фиксированными точками коронного разряда). Расстояние между осями одноимённых электродов 300 мм. Удаление уловленной пыли с электродов – механическое, путем периодического встряхивания их ударами молотков.

Таблица 3.2 – Технические характеристики батарейного циклона

Наименование характеристики	Значение
Количество элементов	48
Количество секций	2
Расход газа, м ³ /ч	133000
Габаритные размеры, м	
Длина	6050
Ширина	6450
Высота	6470
Масса, кг	31400
Степень очистки газов, %	94

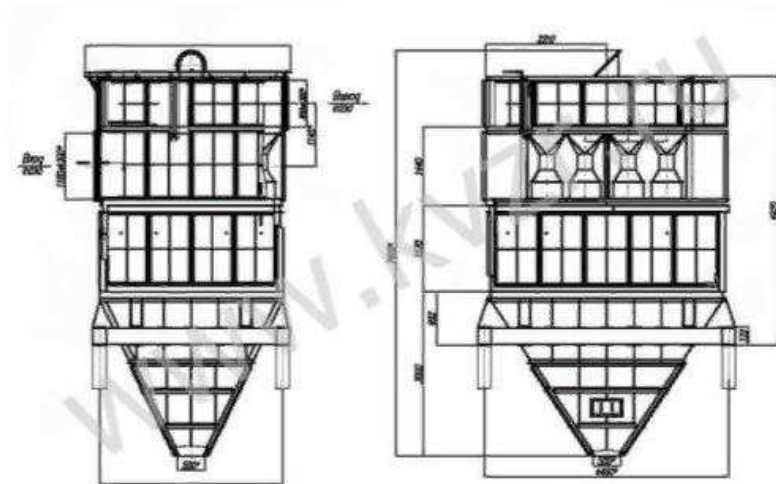


Рисунок 3.2 – Батарейный циклон типа БЦ-512

Циклоны БЦ - 512 состоят из секции элементов циклонных, перекрытий, панелей, бункера с рамой, фланцев. Циклоны могут оснащаться элементом отсоса (системой рециркуляции), направляющей 10 % газов из бункера на вход золоуловителя со степенью очистки 94 % гидравлическим сопротивлением 1300 Па, в наименовании таких циклонов присутствует буква "Р". Золоуловители без элемента отсоса обеспечивают очистку 92 % гидравлическим сопротивлением 1100 Па.

Циклон БЦ - 512 комплектуется из батарей циклонных элементов диаметром 512 мм, повышенный диаметр которых обеспечивает надежную работу золоуловителя при улавливании слипающихся зол, а также при работе котлов на многозольных топливах.

Определим расход летучей золы на входе в электрофильтр, кг/ч:

$$M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot V_p \cdot a_{\text{УН}} \cdot A^p + 0,01 \cdot V_p \cdot q_4 \frac{Q_{\text{Н}}^p}{32700}, \quad (3.3)$$

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

$a_{\text{УН}} (\text{ПВК}) = 0,075$ – доля золы, уносимая газами;

$A^p = 14 \%$ - зольность рабочей массы топлива.

$$\begin{aligned} M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВХ}} &= 0,01 \cdot 7,68 \cdot 3600 \cdot 0,95 \cdot 14 + 0,01 \cdot 7,68 \cdot 3600 \cdot 1 \cdot \frac{23260}{32700} = \\ &= 3877,86 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВХ}} (\text{ПВК}) &= 0,01 \cdot 1,8 \cdot 3600 \cdot 0,075 \cdot 14 + 0,01 \cdot 1,8 \cdot 3600 \cdot 1 \cdot \frac{23260}{32700} = \\ &= 229,36. \end{aligned}$$

Количество летучей золы, кг/ч, выбрасываемой в дымовую трубу одним котлом:

$$M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВЫХ}} = (M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВХ}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{ЗУ}}}{100}), \quad (3.4)$$

где $\eta_{\text{ЗУ}} = 99,6\%$ - КПД золоуловителя;

$\eta_{\text{ЗУ}}^{\text{БЦ}} = 94\%$ - КПД батарейного циклона.

$$M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВЫХ}} = (3877,86 \cdot \frac{100 - 99,6}{100}) = 15,511$$

$$M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВЫХ}}(\text{ПВК}) = (229,36 \cdot \frac{100 - 94}{100}) = 13,76.$$

3.2 Определение выбросов вредных веществ в атмосферу

Выброс золы в атмосферу в единицу времени, г/с, с учетом улавливания ее в золоуловителе определяется по формуле:

$$M_{\text{З}} = 10^3 \cdot a_{\text{УН}} \cdot \frac{A^{\text{П}} + q_4 \frac{Q_{\text{Н}}^{\text{П}}}{32,7}}{100} \cdot B \cdot n \cdot (1 - \eta_{\text{ЗУ}}), \quad (3.5)$$

$$M_{\text{З}} = 10^3 \cdot 0,95 \cdot \frac{14 + 1 \cdot \frac{23,26}{32,7}}{100} \cdot 7,68 \cdot 2 \cdot (1 - 0,996) = 21,48$$

$$M_{\text{З}}(\text{ПВК}) = 10^3 \cdot 0,075 \cdot \frac{14 + 1 \cdot \frac{23,26}{32,7}}{100} \cdot 1,8 \cdot 4 \cdot (1 - 0,94) = 5,34.$$

Найдем выброс золы с учетом безразмерного коэффициента F , который учитывает скорость осаждения вредных веществ в атмосфере. Для золы $F = 2$:

$$M_{\text{З}} = 21,48 \cdot 2 = 42,97 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{З}}(\text{ПВК}) = 5,34 \cdot 2 = 10,68 \text{ г/с.}$$

Суммарные выбросы золы, г/с:

$$M_{\text{З}}^{\text{СУМ}} = M_{\text{З}} + M_{\text{З}}(\text{ПВК}) = 42,97 + 10,68 = 53,66. \quad (3.6)$$

Массовые выбросы оксидов серы найдем по формуле, г/с:

$$M_{SO_2} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{S^p}{100} \cdot B \cdot n \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \quad (3.7)$$

где n – количество котлов;

$\eta'_{SO_2} = 0,1$ – доля окислов серы, улавливаемых летучей золой в газоходах котла;

$\eta''_{SO_2} = 0$ – доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе.

$$M_{SO_2} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,4}{100} \cdot 7,68 \cdot 2 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 110,7$$

$$M_{SO_2 \text{ (пвк)}} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,4}{100} \cdot 1,8 \cdot 4 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 51,84.$$

Суммарные выбросы оксидов серы, г/с:

$$M_{SO_2}^{\text{сум}} = M_{SO_2} + M_{SO_2 \text{ (пвк)}} = 110,7 + 51,84 = 162,54. \quad (3.8)$$

Массовые выбросы оксидов азота в пересчете на NO_2 , г/с, рассчитываются по формуле:

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot K \cdot B \cdot n \cdot Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3, \quad (3.9)$$

где $\beta_1 = 1$ – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакозолоудаления;

$K = 12 \cdot \frac{D_{\text{пе}}}{200} + D_{\text{пе}} = 12 \cdot \frac{227,9}{200} + 227,9 = 6,4$ – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сожженного условного топлива, кг/т;

$\beta_2 = 0,005$ – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркуляционных газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$\beta_3 = 0,85$ – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$r = 10$ % - степень рециркуляции дымовых газов от расхода дутьевого воздуха.

$$\begin{aligned} M_{NO_2} &= 0,034 \cdot 1 \cdot 6,4 \cdot 7,68 \cdot 2 \cdot 23,26 \cdot \left(1 - \frac{1}{100}\right) \cdot (1 - 0,005 \cdot 10) \cdot 0,85 \\ &= 93,19. \end{aligned}$$

Массовые выбросы оксидов азота для водогрейного котла в пересчете на NO_2 , г/с, рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{NO}_2 (\text{пвк})} = B_{\text{пвк}} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot n \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot K_{\text{NO}_2}^{\text{T}} \cdot \beta_r, \quad (3.10)$$

где $K_{\text{NO}_2}^{\text{T}}$ – удельный выброс оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива, г/МДж;

β_r – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов, подаваемых в смеси с дутьевым воздухом под колосниковую решетку, на образование оксидов азота. $\beta_r = 1 - 0,075 \cdot \sqrt{r}$, $r = 10\%$ – степень рециркуляции дымовых газов. $\beta_r = 1 - 0,075 \cdot \sqrt{10} = 0,763$.

Удельный выброс оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива, г/МДж:

$$K_{\text{NO}_2}^{\text{T}} = 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot \alpha_{\text{T}} \cdot \left(1 + 5,46 \cdot \frac{100 - R_6}{100}\right) \cdot \sqrt[4]{Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot q_r}, \quad (3.11)$$

где $R_6 = 25\%$ – характеристика гранулометрического состава угля – остаток на сите с размером ячеек 6 мм;

$q_r = 1,7$ – тепловое напряжение зеркала горения, МВт/м².

$$K_{\text{NO}_2}^{\text{T}} = 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3 \cdot \left(1 + 5,46 \cdot \frac{100 - 25}{100}\right) \cdot \sqrt[4]{23,26 \cdot 1,7} = 0,006.$$

$$M_{\text{NO}_2 (\text{пвк})} = 1,8 \cdot \left(1 - \frac{3,5}{100}\right) \cdot 4 \cdot 23,26 \cdot 0,006 \cdot 0,763 = 0,743.$$

Массовые выбросы оксидов серы со всех котлов, г/с:

$$M_{\text{NO}_2}^{\text{сум}} = M_{\text{NO}_2} + M_{\text{NO}_2 (\text{пвк})} = 93,19 + 0,743 = 93,93.$$

Массовые выбросы оксидов углерода для водогрейного котла, г/с, рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{CO}} = B_{\text{пвк}} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot n \cdot C_{\text{CO}}, \quad (3.12)$$

где C_{CO} – выход оксида углерода при сжигании топлива, г/кг;

$B_{\text{пвк}} = 1,8$ – расход топлива пиковым водогрейным котлом, кг/с.

Выход оксида углерода при сжигании топлива, г/кг, определяется по формуле

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_H^p, \quad (3.13)$$

где $q_3 = 0,6$ – потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, %;

$R = 1$ – коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода.

$$C_{CO} = 0,6 \cdot 1 \cdot 23,26 = 13,956.$$

$$M_{CO} = 1,8 \cdot \left(1 - \frac{3,5}{100}\right) \cdot 4 \cdot 13,956 = 96,96.$$

Суммарные выбросы вредных веществ через дымовую трубу, г/с:

$$M = M_3^{\text{сум}} + M_{SO_2}^{\text{сум}} + \frac{\text{ПДК}_{SO_2}}{\text{ПДК}_{NO_2}} \cdot M_{NO_2}^{\text{сум}} + \frac{\text{ПДК}_{SO_2}}{\text{ПДК}_{CO}} \cdot M_{CO}, \quad (3.14)$$

$$M = 53,66 + 162,54 + \frac{0,5}{0,085} \cdot 93,93 + \frac{0,5}{5} \cdot 96,96 = 778,39.$$

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

3.3 Выбор высоты дымовой трубы

Минимально допустимая высота дымовой трубы определяется по формуле, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot m}{\text{ПДК}_{SO_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V_r \cdot \Delta t'}}}, \quad (3.15)$$

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

m – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости выхода газов w_0 из устья трубы. Зададимся $m = 1$ с последующим уточнением;
 $Z = 1$ – количество дымовых труб;
 $V_r = 353,44 \text{ м}^3/\text{с}$ – суммарный объем удаляемых дымовых газов через трубу;
 $\Delta t = 187,41 \text{ }^\circ\text{C}$ – разность температур выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха.

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 778,39 \cdot 1}{0,5} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{353,44 \cdot 187,41}}} = 87,17.$$

Принимаем высоту трубы равную $H = 120$ м. Далее определяем следующие параметры:

Скорость газов в устье дымовой трубы, м/с:

$$w_0 = \frac{3 \cdot V_r}{\pi \cdot D^2}, \quad (3.16)$$

где $D = 3,6$ м – диаметр устья дымовой трубы.

$$w_0 = \frac{353,44}{3,14 \cdot 3,6^2} = 8,68.$$

$$f = \frac{10^3 \cdot w_0 \cdot D}{\Delta t \cdot H^2}, \quad (3.17)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 8,68 \cdot 3,6}{187,41 \cdot 120^2} = 0,012.$$

Коэффициент m определяется в зависимости от параметра f :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (3.18)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,012} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,012}} = 1,32.$$

Максимальная приземная концентрация выбросов вредных веществ из дымовой трубы, мг/м³:

$$C_{max} = \frac{A \cdot M \cdot m}{H^2} \cdot \frac{Z}{\sqrt[3]{V_T \cdot \Delta t}}, \quad (3.19)$$

$$C_{max} = \frac{200 \cdot 778,39 \cdot 1,3}{120^2} \cdot \frac{1}{\sqrt[3]{353,44 \cdot 187,41}} = 0,348.$$

$C_{max} < \text{ПДК}_{SO_2}$, принимаем высоту дымовой трубы 120 м, изготавливаем трубу из железобетона.

Эффективная высота выброса дымовых газов складывается из геометрической высоты трубы и высоты подъема факела дымовых газов:

$$H_{эф} = H + 1,9 \cdot \frac{D \cdot w_0}{v \cdot \varphi}, \quad (3.20)$$

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

$\varphi = 1,54$ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы.

$$H_{эф} = 120 + 1,9 \cdot \frac{3,6 \cdot 8,68}{5 \cdot 1,54} = 127,71 \text{ м.}$$

4 Общая часть

4.1 Генеральный план

Генеральный план – это план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус в котором размещается турбинное и котельное отделения, помещения для деаэраторов, щиты управления, оборудование пылеприготовления; топливоподача, состоящая из размораживающего устройства, весов тендерных, разгрузочного устройства, дробильного помещения, эстакад для ленточных транспортеров; склады топлива; распределительное устройство генераторного напряжения, повышающие трансформаторы и распределительные устройства, обычного открытого типа (ОРУ); дымовой трубы; химводоочистка; система технического водоснабжения; система золо- и шлакоудаления; мазутное хозяйство; здания и сооружения подсобного назначения – мастерские, склады, гараж, а также железнодорожные пути, автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации.

Все здания и сооружения размещаются, как правило, в пределах основной ограды электростанции. Вне основной ограды размещаются золоотвалы, а также ряд других сооружений. Генеральный план представлен на листе графической части 2.

4.2 Компоновка главного корпуса

В главном корпусе ТЭЦ размещается основное и вспомогательное энергетическое оборудование. В главный корпус подаются топливо, подлежащее сжиганию, холодная вода для охлаждения отработавшего пара турбин и других целей.

Из главного корпуса отводятся теплая вода после конденсаторов, дымовые газы, шлак, зола, а также готовая продукция в виде тепловой и электрической энергии. В главном корпусе, как правило, сосредоточено наиболее сложное и дорогостоящее оборудование.

Компоновка главного корпуса зависит от следующих факторов: от вида топлива, способа его подачи на электрическую станцию, типа электростанции (КЭС или ТЭЦ), типа и числа турбоагрегатов и котлов, климатических и метеорологических условий района, в котором предполагается строительство станции.

Компоновка главного корпуса представлена на листе графической части 3.

4.3 Расчет необходимого количества охлаждающей воды

Потребление технической воды теплоэлектроцентралью в процентном соотношении представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1- Потребители технической воды ТЭЦ

Потребители	Расход, %
Конденсация пара в конденсаторе турбины	100
Охлаждение водорода, воздуха, статора электрогенераторов и крупных электродвигателей	3
Охлаждение масла турбоагрегата и питательных насосов	1,7
Охлаждение подшипников вспомогательных механизмов	0,8
Восполнение потерь и утечек пароводяного тракта и тепловых сетей	0,1

Расход воды на конденсацию пара одной турбины, м³/ч, определяется по формуле

$$G_{\text{ов}} = \frac{D_{\text{к}} \cdot r}{\Delta t \cdot c_{\text{в}}} \cdot 3,6, \quad (4.1)$$

где $D_{\text{к}} = 20,445$ кг/с – расход пара в конденсатор турбины;

$r = 2437,738$ кДж/кг – скрытая теплота парообразования при давлении в конденсаторе $P_{\text{к}} = 0,0035$ МПа;

$\Delta t = 9$ °С – разность между начальной и конечной температур охлаждающей воды;

$c_{\text{в}} = 4,186$ кДж/(кг·°С) – теплоемкость воды.

$$G_{\text{ов}} = \frac{20,445 \cdot 2437,738}{9 \cdot 4,186} \cdot 3,6 = 5762,47.$$

Требуемый расход охлаждающей воды на конденсацию пара двух турбин составит 11524,95 м³/ч.

Вода на охлаждение водорода, воздуха, статора электрогенераторов и электродвигателей, м³/ч:

$$G_{\text{вод}} = 0,03 \cdot G_{\text{ов}} = 0,03 \cdot 11524,95 = 345,74. \quad (4.2)$$

Вода на охлаждение масла в системе турбоагрегата и питательных насосов, м³/ч:

$$G_{\text{мас}} = 0,017 \cdot G_{\text{ов}} = 0,017 \cdot 11524,95 = 195,92. \quad (4.3)$$

Вода на охлаждение подшипников вспомогательных механизмов, м³/ч:

$$G_{\text{под}} = 0,008 \cdot G_{\text{ов}} = 0,008 \cdot 11524,95 = 92,19. \quad (4.4)$$

Вода на восполнение потерь и утечек пароводяного тракта и тепловых сетей, м³/ч:

$$G_{\text{пот}} = 0,001 \cdot G_{\text{ов}} = 0,001 \cdot 11524,95 = 11,52. \quad (4.5)$$

Суммарное потребление технической воды составит, м³/ч:

$$G_{\text{сумм}} = G_{\text{ов}} + G_{\text{вод}} + G_{\text{мас}} + G_{\text{под}} + G_{\text{пот}}, \quad (4.6)$$

$$G_{\text{сумм}} = 11524,95 + 345,74 + 195,92 + 92,19 + 11,52 = 12170,32.$$

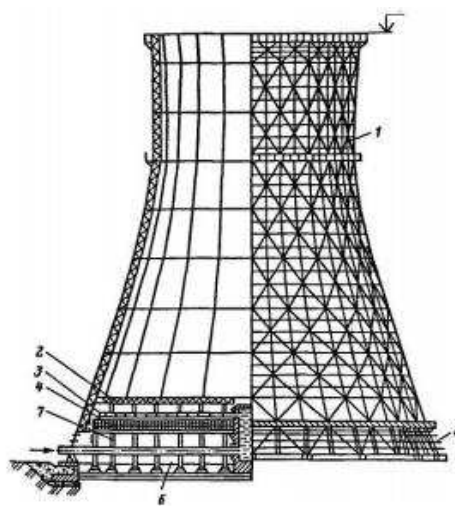
4.4 Техническое водоснабжение

Тепловые электрические станции являются крупными потребителями воды. Наибольшее количество технической воды на ТЭС требуется для конденсации пара в конденсаторах турбин. С экологической точки зрения наиболее совершенными являются системы охлаждения конденсаторов турбин оборотной водой, охлаждаемой, в свою очередь, на градирнях.

В местностях с недостатком воды даже на восполнение безвозвратных потерь на испарение и капельный унос при обычных испарительных башенных градирнях, а также в особых случаях по технико-экономическим и экологическим соображениям применяются башенные радиаторные градирни, что делает системы охлаждения закрытыми. При надлежащей эксплуатации и поддержании в исправном состоянии конструкций градирен не оказывают заметного влияния на состояние окружающей среды. В то же время применение градирен в составе охлаждающих систем оборотного водоснабжения обеспечивает экономию природной воды в 25-50 раз по сравнению с прямоточными системами и предотвращает тепловое загрязнение водоемов.

Градирня представляет собой башню, состоящую из двух частей. В нижней части с большими размерами в плане и высотой 10-40 м размещается оросительное водораспределительное устройство. Верхняя часть меньшего поперечного сечения служит вытяжной трубой для создания тягу воздуха, необходимого для охлаждения. Схема технического водоснабжения представлена на листе графической части 4.

Типовая башенная градирня ТЭЦ изображена на рисунке 4.1.



1- вытяжная башня; 2- водоуловитель; 3- водораспределительная система; 4- ороситель; воздухорегулирующее устройство; 6- водосбросной бассейн; 7- несущий опорный каркас

Рисунок 4.1- Типовая башенная градирня

На уровне верхней плоскости нижней части градирни на высоте 10-40 м от уровня земли подается охлаждаемая вода. По системе распределительных лотков вода растекается от центра по всей поверхности и через отверстия в лотках мелкими струйками падает, попадая на специальные розетки для раздробления в мелкие брызги. Навстречу потоку воды благодаря тягу, создаваемой башней, просасывается охлаждающий воздух. В таких градирнях охлаждение воды происходит в каплях, поэтому их называют капельными.

Основные характеристики градирен следующие:

- гидравлическая нагрузка G (т/ч) охлаждаемой воды, иногда эту характеристику называют производительностью градирни.
- тепловая нагрузка $Q = G \cdot c \cdot (t_2 - t_1)$ кВт, где t_2 и t_1 - соответственно начальная и конечная температуры воды, °С; c — удельная теплоемкость воды, кДж/ (кг · °С).
- плотность орошения G/F , м³/(м³ · ч), где F — площадь оросителя, являющаяся основной конструкционной характеристикой градирни.

Найдем тепловую нагрузку градирни. Для наиболее распространенных капельно-пленочных градирен $(t_2 - t_1) = 6 - 12$ °С:

$$Q = G \cdot c \cdot (t_2 - t_1), \quad (4.7)$$

где $G = 16000$ т/ч - расход охлаждающей воды на турбину;

$c = 4,186$ кДж/(кг · °С) – удельная теплоемкость воды.

$$Q = 16000 \cdot 4,186 \cdot 10 = 669760.$$

Найдем необходимую площадь орошения, м²:

$$F_{ор} = W_э \cdot f_{уд}, \quad (4.8)$$

где $f_{уд} = 0,025$ м²/кВт – удельная поверхность орошения.

$$F_{ор} = 120000 \cdot 0,025 = 3000.$$

Найдем плотность орошения, м³/(м³·ч):

$$\rho_{ор} = \frac{G}{F_{ор}} = \frac{16000}{3000} = 5,33. \quad (4.9)$$

По полученным параметрам устанавливаем одну градирню на две турбины типа БГ-3200-73 со следующими характеристиками:

- Высота башни – 81 м;
- Каркас – сталь;
- Гидравлические нагрузки – 20-26 тыс. м³/ч;
- Площадь орошения – 3200 м²;
- Плотность орошения – 6-8 м³/(м³·ч);
- Высота подъема воды – 10 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был выполнен проект ТЭЦ для г. Певек электрической мощностью 120 МВт и тепловой нагрузкой 200 Гкал/ч. ТЭЦ работает на угле Зырянского угольного разреза Якутии марки Ж.

В качестве основного оборудования установлены два турбоагрегата типа Т-50/60 -130 и два котлоагрегата типа Е-240-13,8-560КТ.

При выполнении данной работы были сделаны:

- Расчет оптимального варианта выбора основного оборудования для строительства с определением сроков окупаемости;
- Расчет принципиальной тепловой схемы с уточнением коэффициента регенерации;
- Расчет технико- экономических показателей проектируемой станции;
- Выбор и расчет вспомогательного оборудования;
- Конструирование систем топливоснабжения, золоудаления и золоочистки;
- Расчет вредных выбросов в атмосферу;
- Разработка генерального плана, а также компоновка главного корпуса;
- Выбор и расчет системы технического водоснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Введен взамен СТО 4.2–07–2012. Дата введения 30 декабря 2013 г. Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – 60с.
2. Цыганок, А. П. Тепловые электрические станции : учеб. пособие для вузов / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2003. – 300 с.
3. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие для вузов / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 136 с.
4. Григорьев, В. А. Тепловые и атомные электрические станции : справочник / В. А. Григорьева, В. М. Зорин. – М. : Энергоатомиздат, 1982. – 624 с.
5. Цыганок, А. П. Тепловые и атомные электрические станции : учеб. пособие для вузов: В 2 ч. Ч. 2 / А. П. Цыганок. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2000. – 123 с.
6. Ривкин, С. Д. Теплофизические свойства воды и водяного пара : справочник / С. Д. Ривкин, А. А. Александров. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 79 с.
7. Деринг, И. С. Котельный агрегат : справочно- нормативные данные по курсовому проектированию для студентов специальности 100500 / И. С. Деринг, В. А. Дубровский, Т. И. Охорзина – Красноярск: КГТУ, 2000. – 40 с.
8. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции / В. Я. Рыжкин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
9. Деринг, И. С. Золоулавливающие устройства теплоэлектростанций : Конструкции и методы расчетов : учеб. пособие / И. С. Деринг, В. А. Дубровский, В. В. Криворучко. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2001. – 81 с:
10. Росляков, П. В. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу : учеб. пособие, 2-е изд. испр. и доп. / П. В. Росляков. – М. : Издательство МЭИ, 2002. – 84 с.
11. Эстеркин, Р. И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование : учеб. пособие / Р. И. Эстеркин. – Л. : Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1989 – 280 с.
12. О Чаунском районе [Электронный ресурс]: Википедия. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Чаунский_район
13. О ПАТЭС «Академик Ломоносов» [Электронный ресурс]: Википедия. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Академик_Ломоносов

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

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


подпись

Е.А. Бойко
инициалы, фамилия

«04» 07 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код – наименование направления

Проект Чаунской ТЭЦ-2 мощностью 120 МВт. Часть 2
тема

Руководитель


подпись, дата

ст. преподаватель
должность, ученая степень

В.В. Криворучко
инициалы, фамилия

Консультант


подпись, дата

д.т.н., профессор
должность, ученая степень

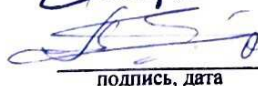
Е.А. Бойко
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Л.С. Мирошченко
инициалы, фамилия

Тех. контроль


подпись, дата

С.А. Михайленко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

П.В. Шишмарев
инициалы, фамилия

Красноярск 2019

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

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой



Подпись

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

«04»

07

2019 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Мирощенко Любови Сергеевне
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ15-01Б Направление (специальность) 13.03.01
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект Чаунской ТЭЦ-2
мощностью 120 МВт. Часть 2

Утверждена приказом по университету № 5016/с от 16 апр. 2019 г

Руководитель ВКР В.В. Криворучко, старший преподаватель, кафедра ТЭС
инициалы, фамилия, должность, место работы

Исходные данные для ВКР Район размещения- г. Певек, Чукотский
автономный округ; электрическая мощность- 120 МВт; тепловая нагрузка-
200 Гкал/ч; топливо- каменный уголь марки Ж

Перечень разделов ВКР Вводная часть, экономическая часть, расчетная
часть

Перечень графического материала

Лист 1. Принципиальная тепловая схема турбины Т-50/60-130

Лист 2. Генеральный план

Лист 3. Разрез главного корпуса

Лист 4. Схема технического водоснабжения

Лист 5. Дымовая труба

Руководитель ВКР _____



подпись

В.В. Криворучко
инициалы и фамилия

Задание принял к
исполнению _____



подпись

Л.С. Мирощенко
инициалы и фамилия

« 17 » июня 20 19 г.