

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

Политехнический институт
Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Е.А. Бойко

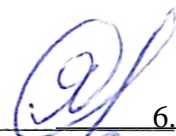
«7» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Проект комплексного энергообеспечения г. Енисейска


Руководитель


6.07.2020
подпись, дата

доцент, к.т.н.


С.Р. Янов

Выпускник


5.07.2020
подпись, дата

П.И. Кокорин

Технический контроль


7.07.2020
подпись, дата

Е.А. Бойко

Нормоконтролер


7.07.2020
подпись, дата

П.В. Шишмарев

Красноярск 2020

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

П о л и т е х н и ч е с к и й и н с т и т у т
Т е п л о в ы е э л е к т р и ч е с к и е с т а н ц и и

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Е.А. Бойко

« 7 » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Кокорину Павлу Игоревичу

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ЗФЭ 15-01Б Направление (специальность)

13.03.01

(код)

Теплоэнергетика и теплотехника

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Проект комплексного энергообеспечения г. Енисейска

Утверждена приказом по университету № 1159/с от 04 февраля 2020 года

Руководитель ВКР С.Р. Янов, доцент кафедры ТЭС ПИ СФУ

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР электрическая нагрузка 60 МВт, тепловая нагрузка 100 Гкал/ч, место строительства г.Енисейск

Перечень разделов ВКР экономическая часть, расчетная часть, общая часть, охрана окружающей среды

Перечень графического материала

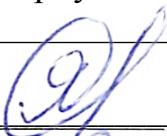
Лист 1. Принципиальная тепловая схема

Лист 2. Генеральный план

Лист 3. Поперечный разрез главного корпуса

Лист 4. Разрез электрофильтра

Руководитель ВКР



подпись

С.Р. Янов

Задание принял к исполнению



подпись

П.И. Кокорин

« 02 » 06 2020 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект комплексного энергообеспечения г. Енисейска» содержит 70 страниц текстового документа, 11 использованных источников, 4 листа графического материала.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ, ТУРБИНА, КОТЕЛ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ОБОРУДОВАНИЕ, ВЫБРОСЫ.

Место строительства – г. Енисейск.

Цели строительства:

- замещение мощностей малоэффективных угольных котельных;
- снижение тарифов на тепло и электроэнергию;
- улучшение экологической обстановки.

В результате расчетов и анализа дана экономическая оценка строительства. Произведены расчеты технико-экономических показателей, выбрано основное и вспомогательное оборудование. Спроектированы системы топливоподачи, золоочистки, золошлакоудаления и технического водоснабжения. Также произведены расчеты выбросов и выбрана дымовая труба.

Полученные результаты расчётов показали техническую и экономическую привлекательность рассматриваемого проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Экономическая часть	5
1.1 Анализ перспективного развития энергообеспечения	5
1.2 Экономическое обоснование выбора состава основного оборудования	7
1.3 Расчёт капитальных вложений	8
1.4 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции микроэкономики	10
1.5 Оценка экономической эффективности капитальных вложений	15
2 Расчетная часть.....	17
2.1 Расчет принципиальной тепловой схемы турбины Т-60/65-130	17
2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы ТЭС.....	36
2.3 Выбор вспомогательного оборудования в пределах тепловой схемы	39
3 Проектирование систем топливоподачи, золоочистки, золошлакоудаления, водоснабжения	43
3.1 Выбор котлоагрегата и ТДМ	43
3.2 Топливное хозяйство.....	49
3.3 Система золоочистки	54
3.4 Система золошлакоудаления	58
3.5 Система технического водоснабжения	60
4 Общая часть.....	62
4.1 Генеральный план	62
4.2 Компоновка главного корпуса.....	62
5 Охрана окружающей среды	65
5.1 Общая характеристика	65
5.2 Расчет выбросов и выбор дымовой трубы	66
Заключение	69
Список использованных источников	70

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день теплоснабжение практически 80 % потребителей г. Енисейска Красноярского края обеспечивается от 26 централизованных теплоисточников (6 котельных из них находятся в аварийном состоянии), расположенных по всей территории в рамках административных границ города.

Котельные находятся в непригодных зданиях, которые не отвечают требованиям пожарной безопасности, так и требованиям правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок. Данная ситуация сложилась с 80-х годов XX века, когда ведомственные предприятия стали обустраивать существующие здания под котельные, чтобы обеспечить централизованным теплом промышленные объекты, так и жилищный фонд, который находился на балансе предприятий. В дальнейшем у населения города появилась возможность подключаться к системе теплоснабжения того или иного предприятия. Мероприятия по подключению проводились без получения каких либо технических условий и применялись не качественные материалы.

Теплоснабжение остальных 20% населения города осуществляется от индивидуальных, автономных источников тепла.

Температурный режим работы всех централизованных котельных – 95/70°C, что является крайне не достаточным в период низких температур наружного воздуха.

Тепло- и электроснабжение потребителей предлагается обеспечивать от источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии – ТЭЦ.

Исходя из вышесказанного, на замену старых котельных необходимо строительство новой ТЭЦ с установленной электрической мощностью 60 МВт и тепловой мощностью 100 Гкал/ч с возможностью последующего расширения.

Ввод в работу ТЭЦ позволит покрыть тепловые и электрические нагрузки в городе и близлежащих населённых пунктов с учетом закрытия малых неэффективных котельных и с минимальной нагрузкой на экологическую обстановку.

1 Экономическая часть

1.1 Анализ перспективного развития энергообеспечения

Существующее и перспективное положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии в Енисейске представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Существующее и перспективное потребление тепловой энергии

Источники тепловой энергии	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч					
	Существующая нагрузка			Перспективная нагрузка		
	Отопление	ГВС	Всего	Отопление	ГВС	Всего
Котельная №1	4,86	1,2	6,06	5,83	1,45	7,28
Котельная №2	0,49	0,01	0,5	0,6	0,02	0,62
Котельная №3, №4	2,08	0,52	2,6	2,46	0,63	3,09
Котельная №5	3,05	0,7	3,75	3,66	0,84	4,5
Котельная №6	2,1	0,4	2,5	2,1	0,4	2,5
Котельная №7	6,2	1,1	7,3	7,76	1,25	8,92
Котельная №8	6,66	1	7,66	7,73	1,16	8,89
Котельная №9	0,55	0,15	0,7	0,64	0,17	0,81
Котельная №10	3,32	0,48	3,8	3,85	0,56	4,41
Котельная №11	1,73	0,37	2,1	2	0,43	2,43
Котельная №12	1,95	0,3	2,25	2,26	0,35	2,61
Котельная по ул. Громовой	2,3	1,15	3,45	2,67	1,33	4
Котельная №13	0,58	0,1	0,68	0,58	0,1	0,68
Котельная №14	0,89	0,05	0,94	0,89	0,05	0,94
Котельная №15	0,63	0,05	0,68	0,8	0,2	1
Котельная №16	0,37	0,01	0,38	0,8	0,1	0,9
Котельная №17	0,45	0,01	0,46	0,8	0,1	0,9
Котельная №18	1,34	0,5	1,84	5	1,5	6,5
Котельная №19	0,56	0,05	0,61	0,8	0,2	1
Котельная №20	3,02	0,3	3,32	4	1	5
Котельная №21	0,62	0,1	0,72	0,8	0,2	1
Котельная №22	0,36	0,2	0,56	0,8	0,2	1
Котельная №23	1,52	0,2	1,72	2	0,5	2,5
Котельная №24	3	0,8	3,8	6	1,5	7,5
Котельная №25	5,39	1,7	7,09	7	1,8	8,8
Итого	54,02	11,45	65,47	71,83	16,04	87,78

Как видно из данных в таблице 1.1, перспективная тепловая нагрузка потребителей в Енисейске возрастает с 65,47 Гкал/ч до 87,78 Гкал/ч за счет подключения новых потребителей, строительства жилья и развития промышленности.

Ввод нового крупного теплоисточника с учетом закрытия малых неэффективных котельных позволит подключить тепловых потребителей близлежащих населённых пунктов. Потенциальные тепловые потребители близлежащих населённых пунктов представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Потенциальные тепловые потребители близлежащих населённых пунктов

Населённый пункт	Присоединенная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч
с. Верхнепашино	7,67
с. Озерное	3,03
с. Усть-Кемь	0,7
с. Плотбище	0,3
Итого	11,7

С учетом тепловой нагрузки потенциальных тепловых потребителей близлежащих населённых пунктов необходимая тепловая мощностью нового крупного теплоисточника достигает 99,48 Гкал/ч.

В г. Енисейске открытая схема горячего водоснабжения с зависимыми элеваторными (или непосредственными) присоединениями отопительной нагрузки, без устройств автоматического регулирования отпуска и потребления тепловой энергии. Недостатками открытой схемы являются наиболее расточительный вариант ГВС с точки зрения энергосбережения, а также крайне вредный для здоровья жителей, и сложный для эксплуатации.

Закрытая схема горячего водоснабжения имеет ряд преимуществ перед открытой. Основным является подача горячей воды потребителю питьевого качества, т.к. подается просто подогретая вода, которая подается и для холодного водоснабжения. В открытых системах вода подается приготовленная на источнике тепла с учетом водоподготовки по требованию эксплуатации оборудования, что сопровождается использованием специальных реагентов. В закрытых системах значительно снижается расход подпиточной воды, т.к. отсутствуют сливы горячей воды у потребителей кроме нормативных и ненормативных утечек.

В перспективе система теплоснабжения города переходит с открытой на закрытую схему водоснабжения с увеличением уровня теплопотребления за счет подключения новых потребителей.

На сегодняшний день в г. Енисейске протяженность тепловых сетей в 2-х трубном исполнении составляет более 60 км., большая часть из них находится в ветхом состоянии. Данная ситуация влияет на качество предоставления услуг по теплоснабжению. Для развития систем теплоснабжения необходимо реконструировать и смонтировать новые линии тепловых сетей с центральными тепловыми пунктами (ЦТП) и индивидуальными тепловыми пунктами (ИТП).

Кроме тепловых нагрузок, строительство новой ТЭЦ позволяет покрыть существующие электрические нагрузки г. Енисейска, которые составляют порядка 30 МВт, а также близлежащих населённых пунктов:

- с. Абалаково;
- п. Новокаргино;
- п. Шапкино;
- с. Погодаево;
- с. Чалбышево;

- п. Подтесово;
- с. Потапово;
- с. Епишино.

1.2 Экономическое обоснование выбора состава основного оборудования

Техническое решение по составу основного оборудования может приниматься в результате экономической оценки, исходя с позиции макроэкономики, обеспечивающей взаимоувязку отраслевых интересов топливно-энергетического комплекса и народного хозяйства в целом [1].

Данный подход реализуется посредством применения показателя приведенных затрат, который рассчитывается по каждому из конкурсных вариантов в соответствии с методическими рекомендациями.

Рассчитаем экономический эффект на макроуровне. Исходные данные представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Исходных данных к расчету

Наименование показателя	Значение показателя
Место проектирования ТЭЦ	г. Енисейск
Вид топлива	Каменный уголь
Максимальные тепловые нагрузки потребителей, Гкал/час:	
а) в паре	0
б) в горячей воде	100
Годовой коэффициент теплофикации по пару	0,9
Годовой коэффициент теплофикации по гор. воде	0,85
Число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год:	
а) в паре	4800
б) в горячей воде	4000
Электрическая нагрузка потребителей, МВт	60
Число часов использования максимума электрической нагрузки, час/год	6500
Число часов использования номинальной установленной мощности ТЭЦ, час/год	6500
Производительность энергетического котла, т/час	320
Число часов работы турбин, час/год	7200
Замыкающие затраты на топливо, руб/т у.т.	1500
Замыкающие затраты на э/энергию, руб/кВт×ч	1,85
Коэффициент удорожания капитальных вложений	160
Среднегодовой фонд оплаты труда одного работающего, руб./год	540000
Районный коэффициент	1,6
Отчисление в социальные фонды (в % к ФОТ), %	30,4

Для определения оптимального состава основного оборудования в качестве сравниваемых вариантов принимается одна турбина Т-60/65-130 (вариант 1) и две турбины Т-30/35-90 (вариант 2).

Приведенные затраты на ТЭЦ представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – 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	365,6	24,4	45,09	1229,16
2	365,0	25,0	46,18	1278,09

Экономический эффект на макроуровне определяем по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{макр.}} = Z^c - Z^p, \quad (1.1)$$

где Z^p – приведенные затраты по первому варианту, млн руб.;

Z^c – приведенные затраты по второму варианту, млн руб.;

$$\mathcal{E}_{\text{макр.}} = 1229,16 - 1278,09 = 48,93.$$

Определим расхождение между вторым и первым вариантами, %

$$\frac{\mathcal{E}_{\text{макр.}}}{Z^c} \cdot 100\%,$$

$$\frac{48,93}{1229,16} \cdot 100\% = 3,8.$$

Т.к. расхождение по приведенным затратам 2-х вариантов лежит в диапазоне $\pm 5\%$, варианты с позиции макроэкономики можно считать равноэкономичными.

1.3 Расчёт капитальных вложений

Единовременные капитальные вложения для обоих вариантов K , млн руб., определяют по следующей формуле

$$K = (K_{m1} + \sum K_{m(\text{посл})} + K_{n1} + \sum K_{n(\text{посл})} + K_N) \cdot k_k \cdot K_{уд}, \quad (1.2)$$

где K_{T1} , $K_{T(\text{посл})}$ – капитальные вложения на узел головного и каждого последующего турбоагрегатов (включают стоимость собственно турбины, генератора и связанного с ними вспомогательного оборудования, стоимость машинного зала, сооружений технического водоснабжения, химводоочистки и распределительного устройства и др.);

$K_{П1}$, $K_{П(\text{посл})}$ – капитальные вложения на узел головного и каждого последующего котлоагрегата (включают стоимость котла, вспомогательного оборудования, пылеприготовления, тягодутьевых устройств, золоудаления и золоулавливания, стоимость здания котельной, деаэрационной, бункерной, дымовых труб, топливного хозяйства, внешнего гидрозолоудаления и др.);

K_N – общие капитальные вложения, зависящие от мощности станций (включает стоимость коммуникаций, освоения территории, подсобных и обслуживающих объектов, проектно-изыскательных работ и др.);

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

$K_{уд}$ – коэффициент удорожания;

Расчёт капитальных вложений, зависящих от мощности станции K_N , млн руб., определяют по следующей формуле

$$K_N = K_{N1} + \Delta N \cdot \bar{K}_N, \quad (1.3)$$

где K_{N1} – капитальные вложения, зависящие от мощности, для ТЭЦ, мощность которой меньше проектируемой, но самая близкая к проектируемой;

ΔN – разница в мощности проектируемой ТЭЦ и справочной (меньшей) мощности, МВт;

\bar{K}_N – удельные капитальные вложения на единицу мощности в соответствующем диапазоне мощностей, близких к проектируемой;

$$K_N = 3,1 + 10 \cdot 0,03 = 3,4,$$

$$K_1 = ((9,8 + 0) + (9,3 + 0) + 3,4) \cdot 1 \cdot 160 = 3600,53,$$

$$K_2 = ((6,63 + 1 \cdot 4,14) + (9,3 + 0) + 3,4) \cdot 1 \cdot 160 = 3754,53.$$

1.4 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции микроэкономики

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

Экономическое обоснование предполагает расчет потенциального внутрихозяйственного эффекта по предприятию в результате снижения себестоимости производства электро- и теплоэнергии по рекомендуемому варианту. Проектная себестоимость рассчитывается по каждому варианту. Исходные данные к расчету себестоимости приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Исходные данные к расчету себестоимости

Показатели состава оборудования	Условные обозначения	1 вариант 1 × Т-60/65-130	2 вариант 2 × Т-30/35-90
Полезный отпуск электроэнергии с ТЭЦ, млн кВт/ч	$\mathcal{E}_{отп}$	365,6	365,0
Годовое производство тепла на ТЭЦ, тыс. Гкал	$Q_{год}$	400,0	400,0
Годовой расход топлива по ТЭЦ, тыс. т у.т.	$B_{тэц}$	148,4	146,0
Расход топлива на производство э/э, тыс. т у.т.	$B_{э}$	82,1	79,7
Расход топлива на производство т/э	$B_{т}$	66,3	66,3
Эксплуатационные расходы, млн руб.	U	752,0	781,4
Затраты на топливо, млн руб	$U_{т}$	222,6	219,1
Расход на амортизацию, млн руб.	$U_{ам}$	273,6	285,3
Затраты на оплату труда, млн руб.	$U_{з/п}$	78,9	90,1
Затраты на текущий ремонт, млн руб.	$U_{тр}$	54,7	57,1
Прочие затраты, млн руб.	$U_{пр}$	122,2	129,8

Для расчёта себестоимости тепловой и электрической энергии распределим эксплуатационные расходы по цехам проектируемой станции из расчёта, что:

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

Результаты расчётов по сравниваемым вариантам заносим в таблицу 1.6 и 1.7.

Таблица 1.6 – Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии (1 вариант)

Стадия производства	Элементы затрат, млн руб.					Всего затрат, млн руб.	В том числе, млн руб.	
	U _т	U _{ам}	U _{рем}	U _{з/п}	U _{пр}		э/э	т/э
ТТЦ и КЦ	222,59	136,82	27,60	27,36	–	414,38	232,41	181,97
Машинный зал, ЭЦ	–	123,14	27,60	24,63	–	175,37	175,37	–
Общестанционные расходы	–	13,68	23,66	2,74	122,17	162,25	112,19	50,06
Всего по ТЭЦ	222,59	273,64	78,87	54,73	122,17	752,00	519,96	232,04
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч								1,42
Себестоимость теплоэнергии, руб./Гкал								580,09

Расчет себестоимости тепловой и электрической энергии по первому варианту. Затраты по каждой стадии распределяются на два вида энергии по физическому методу, т.е. пропорционально расходу топлива, млн руб.

$$z_{\text{ттц}}^{\text{э/э}} = z_{\text{ттц}} \cdot \frac{B_{\text{э/э}}}{B_{\text{тэц}}}, \quad (1.4)$$

$$z_{\text{ттц}}^{\text{э/э}} = 84,69 \cdot \frac{414,38}{151} = 232,41,$$

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} = Z_{\text{ТТЦ}} - Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}}, \quad (1.5)$$

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} = 414,38 - 232,41 = 181,97.$$

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

$$Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = Z_{\text{общ}} \cdot \frac{Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} + Z_{\text{маш.з}}^{\text{э/э}}}{Z_{\text{ТТЦ}} + Z_{\text{маш.з}}}, \quad (1.6)$$

$$Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 162,25 \cdot \frac{232,41 + 175,37}{414,38 + 175,37} = 112,19,$$

$$Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = Z_{\text{общ}} - Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}}, \quad (1.7)$$

$$Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = 162,25 - 112,19 = 50,06.$$

Расчет себестоимости электрической и тепловой энергии 1 варианта

$$c/c_{\text{э/э}}^{\text{рек}} = \frac{Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}}}{\Theta_{\text{опт}}}, \quad (1.8)$$

$$c/c_{\text{э/э}}^{\text{рек}} = \frac{519,96}{365,63} = 1,42,$$

$$c/c_{\text{т/э}}^{\text{рек}} = \frac{Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}}}{Q_{\text{гв.год}}}, \quad (1.9)$$

$$c/c_{\text{т/э}}^{\text{рек}} = \frac{232,0 \cdot 1000}{400} = 580,09.$$

Расчет себестоимости тепловой и электрической энергии по второму варианту. Затраты по каждой стадии также распределяются на два вида энергии по физическому методу, т.е. пропорционально расходу топлива, млн руб.

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = Z_{\text{ТТЦ}} \cdot \frac{B_{\text{э/э}}}{B_{\text{тэц}}}, \quad (1.10)$$

$$Z_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = 421,81 \cdot \frac{82,26}{148,57} = 233,55,$$

$$Z_{\text{ТЭ}}^{\text{т/э}} = Z_{\text{ТЭ}} - Z_{\text{ТЭ}}^{\text{э/э}}, \quad (1.11)$$

$$Z_{\text{ТЭ}}^{\text{т/э}} = 421,81 - 233,55 = 188,27.$$

Таблица 1.7 – Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии (2 вариант)

Стадия производства	Элементы затрат, млн руб.					Всего затрат, млн руб.	В том числе, млн руб.	
	U _т	U _{ам}	U _{рем}	U _{з/п}	U _{пр}		э/э	т/э
ТЭЦ и КЦ	219,06	142,67	31,55	28,53	–	421,81	233,55	188,27
Машинный зал, ЭЦ	–	128,41	31,55	25,68	–	185,63	185,63	
Общестанционные расходы	–	14,27	27,04	2,85	129,76	173,92	120,02	53,90
Всего по ТЭЦ	219,06	285,34	90,13	57,07	129,76	781,37	539,20	242,17
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч								1,48
Себестоимость теплоэнергии, руб./Гкал								605,43

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

$$Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = Z_{\text{общ}} \cdot \frac{Z_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э/э}} + Z_{\text{маш.з}}^{\text{э/э}}}{Z_{\text{ТЭЦ}} + Z_{\text{маш.з}}}, \quad (1.12)$$

$$Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 173,92 \cdot \frac{233,55 + 185,63}{421,81 + 185,63} = 120,02,$$

$$Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = Z_{\text{общ}} - Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}}, \quad (1.13)$$

$$Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = 173,92 - 120,02 = 53,9.$$

Расчет себестоимости электрической и тепловой энергии 2 варианта

$$c/c_{\text{э/э}}^{\text{соп}} = \frac{Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}}}{\Theta_{\text{опт}}}, \quad (1.14)$$

$$c/c_{\text{эл}}^{\text{соп}} = \frac{539,20}{365,04} = 1,48,$$

$$c/c_{\text{т/э}}^{\text{соп}} = \frac{3_{\text{общ}}^{\text{т/э}}}{Q_{\text{гв.год}}}, \quad (1.15)$$

$$c/c_{\text{т/э}}^{\text{соп}} = \frac{242,17 \cdot 1000}{400} = 605,43.$$

Как показывают расчеты себестоимости электрической и тепловой энергии, предпочтительнее 1 вариант, состоящий из установки одной турбины Т-60/65-130.

При выборе котлоагрегата основным сравниваемым параметром является КПД и степень влияния на экологию. Марки котлоагрегатов, работающих на выбранном топливе и подходящих к устанавливаемой турбине по параметрам и расходу пара сведены в таблицу 1.8 [2].

Таблица 1.8 – Выбор котлоагрегата

№ варианта	Марка котлоагрегата	КПД, %	Способ шлакоудаления	Удельные выброс оксидов азота (NO _x) за котлом, мг/нм ³
1	БКЗ-320-140-6	88,2	Твердое	300
2	БКЗ-320-140 ПТ-5	88	Жидкое	500

Как видно из таблицы 1.8, предпочтительнее 1 вариант, т.к. самый высокий КПД у котлоагрегата БКЗ-320-140-6 при низком значении удельных выбросов оксидов азота (NO_x), что свидетельствует о его высокой экономической и экологической эффективности. Для проектируемой ТЭС выбираем котлоагрегат БКЗ-320-140-6.

Экономический эффект на микроуровне, млн руб./год

$$\mathcal{E}_{\text{хоз}} = (c/c_{\text{эл}}^{\text{соп}} - c/c_{\text{эл}}^{\text{рек}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{отп}} + (c/c_{\text{т/э}}^{\text{соп}} - c/c_{\text{т/э}}^{\text{рек}}) \cdot Q_{\text{год}}, \quad (1.16)$$

$$\mathcal{E}_{\text{хоз}} = (1,48 - 1,42) \cdot 365,04 + (605,43 - 580,09) \cdot 400 = 101,6.$$

Первый вариант является предпочтительным по себестоимости производства электроэнергии и теплоэнергии, и на уровне ТЭЦ годовой экономический эффект составляет 101,6 млн руб./год.

1.5 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

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

Для оценки эффективности рассчитываются показатели, устанавливающие соотношения финансовых затрат и результатов, обусловленных реализацией инвестиций.

Чистый дисконтированный доход NPV , млн руб., определяются по формуле [1]

$$NPV = \sum_{n=0}^n [D_{э/э} + D_{м/э} + U_{ам}] \cdot \frac{1}{(1+0,1)^n} - K, \quad (1.17)$$

где $D_{э/э}$ – прибыль от продажи электроэнергии, млн руб./год;
 $D_{м/э}$ – прибыль от продажи тепловой энергии, млн руб./год;
 $U_{ам}$ – амортизационные отчисления, млн руб./год;
 K – капитальные вложения, млн руб;
 n – текущий год.

Прибыль от продажи электроэнергии с рентабельностью планового уровня $D_{э/э}$, млн руб./год, определяется по формуле

$$D_{э/э} = (T_э - U_э) \cdot W_{г.отп}, \quad (1.18)$$

где $U_э$ – себестоимость отпущенной электрической энергии, руб./(кВт·ч);
 $W_{г.отп}$ – годовой отпуск электрической энергии, МВт·ч;
 $T_э$ – тариф на отпущенную электрическую энергию, руб./(кВт·ч);

$$D_{э/э} = (1,99 - 1,42) \cdot 365,63 = 166,14.$$

Прибыль от продажи тепловой энергии с рентабельностью планового уровня $D_{м/э}$, млн руб./год, определяется по формуле

$$D_{м/э} = (T_m - U_m) \cdot Q_{гв.год}, \quad (1.19)$$

где U_m – себестоимость отпущенной тепловой энергии, руб./Гкал;
 $Q_{гв.год}$ – годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал;
 T_m – тариф на отпущенную тепловую энергию, руб./Гкал;

$$D_{м/э} = (1044,16 - 580,09) \cdot 400 \cdot 10^{-3} = 149.$$

Результаты расчёта срока окупаемости капитальных вложений в проект сведены в таблицу 1.9.

Таблица 1.9 – Срок окупаемости капитальных вложений

Показатели	Расчетный период (год)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Денежный поток по инвестиционной деятельности кап. вложения (К), млн руб.	-3600,53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежный поток по основной деятельности, млн руб.	0	393,31	393,31	393,31	393,31	393,31	393,31	393,31	393,31	393,31	393,31
Амортизационные отчисления, млн руб.	0	273,64	273,64	273,64	273,64	273,64	273,64	273,64	273,64	273,64	273,64
Прибыль от продажи эл/энергии, млн руб.	0	166,14	166,14	166,14	166,14	166,14	166,14	166,14	166,14	166,14	166,14
Прибыль от продажи т/э, млн руб.	0	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149
Чистый денежный поток, млн руб.	-3600,53	588,29	588,29	588,29	588,29	588,29	588,29	588,29	588,29	588,29	588,29
Коэффициент дисконтирования $\frac{1}{(1+0,1)^n}$	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,466	0,424	0,385
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	-3600,53	534,76	485,93	441,81	401,80	365,33	331,80	301,79	274,14	249,44	226,49
ЧДД нарастающим итогом, млн руб.	-3600,53	-3065,78	-2579,85	-2138,04	-1736,24	-1370,91	-1039,11	-737,32	-463,18	-213,74	12,75

Так как ЧДД нарастающим итогом становится больше нуля на десятом году, следовательно, срок окупаемости проекта ТЭЦ с турбоагрегатом Т-60/65-130 и котлоагрегатом БКЗ-320-140-6 составляет примерно десять лет.

2 Расчетная часть

2.1 Расчет принципиальной тепловой схемы турбины Т-60/65-130

2.1.1 Описание турбины Т-60/65-130

На основании требуемых величин электрической и тепловой нагрузок устанавливается турбина Т-60/65-130.

Для покрытия максимальной тепловой нагрузки устанавливаются пиковые бойлера.

Принципиальная тепловая схема турбины Т-60/65-130 представлена на рисунке 2.1 и на 1 листе графической части.

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат, выполненный по схеме: ЦВД+ЦСНД. Парораспределение - сопловое. Свежий пар подводится к стопорному клапану, откуда по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам турбины. Четыре регулирующих клапана расположены в паровых коробках, вваренных в переднюю часть корпуса ЦВД.

ЦВД имеет двухвенечную регулируемую ступень и восемь ступеней давления. Ротор - цельнокованый. Проточная часть ЦНД имеет 13 ступеней давления.

Пар из двух теплофикационных регулируемых отборов подается на две сетевые подогревательные установки, включенные последовательно. Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы, а также трубопроводы с необходимой арматурой.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ПНД, деаэратор и три ПВД. Слив дренажа из подогревателей высокого давления – каскадный (без использования дренажных насосов) в деаэратор. ПНД № 1, 2, 3 и 4 предназначены для последовательного подогрева основного конденсата перед подачей его в деаэратор. Каждый ПНД представляет собой поверхностный паровой теплообменный аппарат вертикального типа. ПВД - поверхностные пароводяные теплообменные аппараты вертикального типа со встроенным пароохладителем и охладителем дренажа, подогревают питательную воду после деаэратора.

Для уменьшения потерь тепла продувочная вода направляется в расширитель непрерывной продувки, а затем – в регенеративный подогреватель химически очищенной воды из химводоочистки (ХВО) и сбрасывается в канализацию. Из расширителя (РНП) выпар направляется в деаэратор.

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

Заводские данные для турбины Т-60/65-130 [3] и данные для расчета указаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Заводские данные для турбины Т-60/65-130 и данные для расчета

Характеристика	Значение
Электрическая мощность $W_э$	
номинальная	60 МВт
максимальная	65 МВт
Номинальная тепловая нагрузка $Q_{от}^{турб}$	100 Гкал/ч (116 МВт)
Начальные параметры пара	
Давление P_0	12,8 МПа
Температура t_0	555°C
Давление в отборах	
$P_{отб1}$	2,96 МПа
$P_{отб2}$	1,765 МПа
$P_{отб3}$	1,062 МПа
$P_{отб4}$	0,565 МПа
$P_{отб5}$	0,286 МПа
$P_{отб6}$	0,059±0,245 МПа
$P_{отб7}$	0,049±0,196 МПа
Давление в конденсаторе турбины $P_к$	0,051 МПа
Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам	
$\eta_{oi}^{ПВД}$	83%
$\eta_{oi}^{ПСД}$	91%
$\eta_{oi}^{ПНД}$	87%
КПД дросселирования пара в регулирующих органах по отсекам	
$\eta_{др}^{ПВД}$	95%
$\eta_{др}^{ПСД}$	92%
$\eta_{др}^{ПНД}$	92%
Электромеханический КПД $\eta_{эм}$	97%
КПД транспорта $\eta_{тр}$	98%
Расход продувочной воды $\alpha_{прод}$	1,5% от $D_{пр}$
Расход пара на СН машинного отделения $\alpha_{сн}^{м3}$ [4]	1,2% от D_T
Расход пара на СН котельного цеха $\alpha_{сн}^{кц}$	1,2% от D_T
Потеря давления пара в трубопроводах до регенеративных подогревателей	5%
Температура химически очищенной воды $t_{хов}$	30°C
Температура воды, сливаемой из подогревателя ХОВ в техническую канализацию $t_{сл}$	60°C
Внутристанционные потери конденсата $\alpha_{ут}$	1,1 %
Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях $\Delta t_{эж} + \Delta t_{сп}$	6°C
КПД подогревателей поверхностного типа $\eta_{то}$	98 %
Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД $\mathcal{G}_{пвд}$	2°C
Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД $\mathcal{G}_{пнд}$	4°C
Недогрев воды до температуры насыщения в СП $\mathcal{G}_{пнд}$	5°C
Температурный график теплосети	150/70 °C

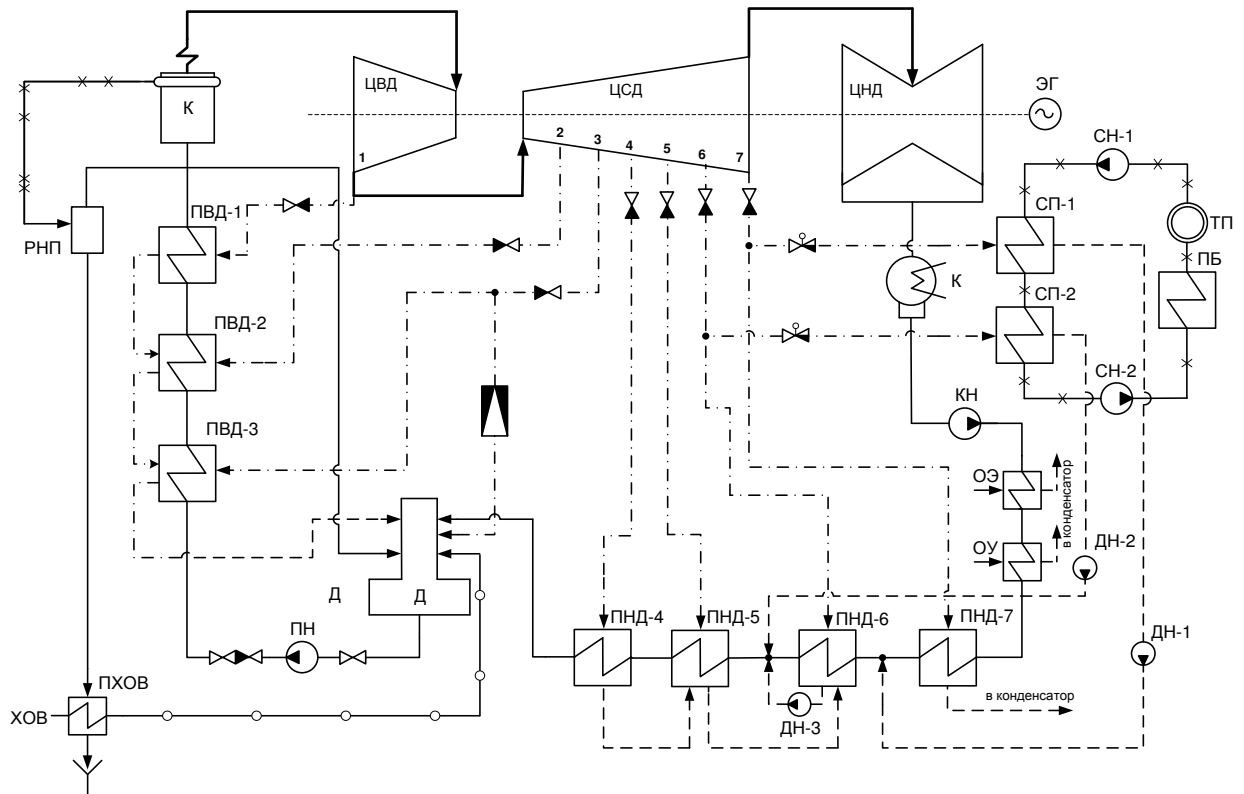


Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема турбины Т-60/65-130

2.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Схема подогрева сетевой воды, представленная на рисунке 2.2, состоит из двух сетевых подогревателей и пикового бойлера. Пар на сетевые подогреватели поступает из шестого и седьмого отборов турбины, на пиковый бойлер из коллектора пара 10-16 кгс/см².

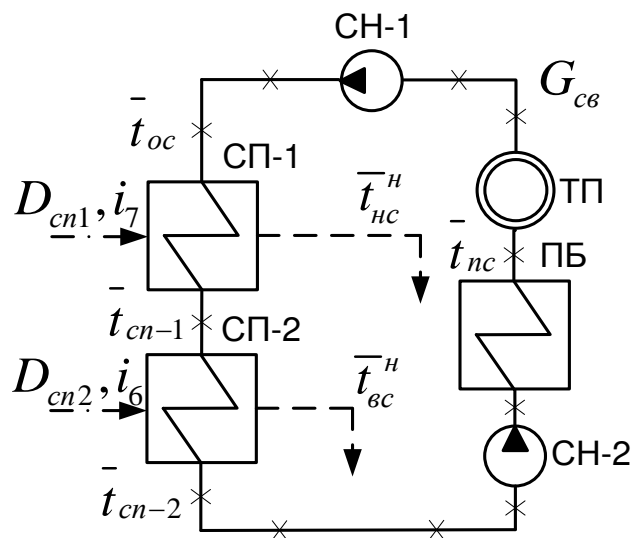


Рисунок 2.2 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды G_{cs} , кг/с, определяем по формуле

$$G_{cs} = \frac{Q_{om}^{\max}}{C_g \cdot \Delta t}, \quad (2.1)$$

где C_g – теплоемкость воды, кДж/кг·град;

$$G_{cs} = \frac{232000}{4,186 \cdot (150 - 70)} = 692,8.$$

Энтальпию обратной сетевой воды \bar{t}_{oc} , кДж/кг, определяем по формуле

$$\bar{t}_{oc} = t_{oc} \cdot C_g, \quad (2.2)$$

$$\bar{t}_{oc} = 70 \cdot 4,186 = 293.$$

Энтальпию сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя \bar{t}_{cn-2} , кДж/кг, определяем по формуле

$$\bar{t}_{cn-2} = \bar{t}_{oc} + \frac{Q_{omb}^{mnp}}{G_{cs}}, \quad (2.3)$$

$$\bar{t}_{cn-2} = 293 + \frac{116000}{692,8} = 460,5.$$

Температуру сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя t_{cn-2} , °С, определяем по формуле

$$t_{cn-2} = \frac{\bar{t}_{cn-2}}{C_g}, \quad (2.4)$$

$$t_{cn-2} = \frac{460,5}{4,186} = 110.$$

Нагрев сетевой воды до 110°С происходит в сетевых подогревателях. Дальнейший нагрев сетевой воды свыше 110°С при необходимости производится в пиковых бойлерах.

Принимая недогрев сетевой воды в верхнем сетевом подогревателе $\vartheta = 5^\circ\text{C}$ [5], температура насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя t_0^{cn-2} составляет 115 °С. Давление пара в корпусе верхнего сетевого подогревателя P_{cn-2}^i составляет 1,69 бар [6].

Давление пара в отборе турбины $P_{cn-2}^{омб}$ с учетом потери давления в трубопроводе 5% [5] составляет 1,78 бар [6].

Температуру сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя t_{cn-1} , °С, определяем по формуле

$$t_{cn-1} = t_{oc} + \frac{t_{cn-2} - t_{oc}}{2}, \quad (2.5)$$

$$t_{cn-1} = 70 + \frac{110 - 70}{2} = 90.$$

Принимая недогрев сетевой воды в нижнем сетевом подогревателе $\vartheta = 5^\circ\text{C}$ [5], температура насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя t_{δ}^{cn-1} составляет 95°C . Давление пара в корпусе нижнего сетевого подогревателя P'_{cn-1} составляет 0,846 бар [6].

Энтальпию сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя \bar{t}_{cn-1} , КДж/кг, определяем по формуле

$$\bar{t}_{cn-1} = t_{nc-1} \cdot C_{\vartheta}, \quad (2.6)$$

$$\bar{t}_{cn-1} = 90 \cdot 4,186 = 376,7.$$

Давление пара в отборе турбины $P_{cn-1}^{омб}$ с учетом потери давления в трубопроводе 5% [5] составляет 0,89 бар [6].

Нагрузку верхнего сетевого подогревателя Q_{cn-2} , кВт, равную нагрузке нижнего сетевого подогревателя Q_{cn-1} , кВт, определяем по формуле

$$Q_{cn} = \frac{Q_{омб}^{mnp}}{2}, \quad (2.7)$$

$$Q_{cn} = \frac{116000}{2} = 58000.$$

Расход пара на верхний сетевой подогреватель ПСГ-2 D_{cn2} , кг/с, определяем по формуле

$$D_{cn2} = \frac{Q_{cn}}{(i_6 - \bar{t}_{\vartheta}^n) \cdot \eta_{то}}, \quad (2.8)$$

где $\eta_{то}$ – КПД теплообменника [5];

\bar{t}_{ϑ}^n - энтальпия конденсата греющего пара ПСГ-2, кДж/кг;

$$D_{cn2} = \frac{58000}{(2606,7 - 482,5) \cdot 0,98} = 27,8.$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель ПСГ-1 D_{cn1} , кг/с, определяем по формуле

$$D_{cn1} = \frac{Q_{cn}}{(i_7 - \bar{i}_{nc}^n) \cdot \eta_{то}}, \quad (2.9)$$

где \bar{i}_{nc}^n - энтальпия конденсата греющего пара ПСГ-1, кДж/кг;

$$D_{cn1} = \frac{58000}{(2509,3 - 398) \cdot 0,98} = 28.$$

2.1.3 Построение процесса расширения пара

Находим на i -s диаграмме точку A_0 . С учётом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД давление пара на входе в проточную часть P'_0 , МПа, определяем по формуле

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{оп}^{ЦВД}, \quad (2.10)$$

$$P'_0 = 12,80,95 \cdot 10 = 121,6.$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления P_1 , соответствующего давлению за ЦВД, изображается линией $A'B_0$. При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке "В" i_B , кДж/кг, определяем по формуле

$$i_B = i_{A'} - (i_{A'} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД}, \quad (2.11)$$

где $i_{B_0} = 3057,9$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения [6];

$i_{A'} = 3486,5$ кДж/кг – энтальпия острого пара [6];

$$i_B = 3486,5 - (3486,5 - 3057,9) \cdot 0,83 = 3130,8.$$

С учетом дросселирования пара в ЦСД, давление в точке "В" P'_1 , МПа, определяем по формуле

$$P_1' = P_1 \cdot \eta_{op}^{ЦСД}, \quad (2.12)$$

где $\eta_{op}^{ЦСД}$ – потери от дросселирования в цилиндре среднего давления;

$$P_1' = 2,96 \cdot 0,92 \cdot 10 = 27,2.$$

Энтальпию в точке “С” i_C , кДж/кг, определяем по формуле

$$i_C = i_{B'} - (i_{B'} - i_{C_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД}, \quad (2.13)$$

где $i_{B'} = 3130,8$ кДж/кг – энтальпия пара перед ЦСД [6];

$i_{C_0} = 2452,9$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦСД [6];

$$i_C = 3130,8 - (3130,8 - 2452,9) \cdot 0,91 = 2513,9.$$

С учетом дросселирования пара в ЦНД, давление в точке “С” P_7' , МПа, определяем по формуле

$$P_7' = P_7 \cdot \eta_{op}^{ЦНД}, \quad (2.14)$$

где $\eta_{op}^{ЦНД}$ – потери от дросселирования в цилиндре низкого давления;

$$P_7' = 0,089 \cdot 0,92 \cdot 10 = 0,819.$$

Энтальпию в точке “D” i_D , кДж/кг, определяем по формуле

$$i_D = i_{C'} - (i_{C'} - i_{D_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД}, \quad (2.15)$$

где $i_{C'} = 2509,3$ кДж/кг – энтальпия пара перед цилиндром низкого давления [6];

$i_{D_0} = 2136,1$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за цилиндром низкого давления при давлении в конденсаторе P_K [6];

$$i_D = 2509,3 - (2509,3 - 2136,1) \cdot 0,87 = 2184,6.$$

Используя значения давления в отборах, находим на i -s диаграмме энтальпию пара в отборах.

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 2.3.

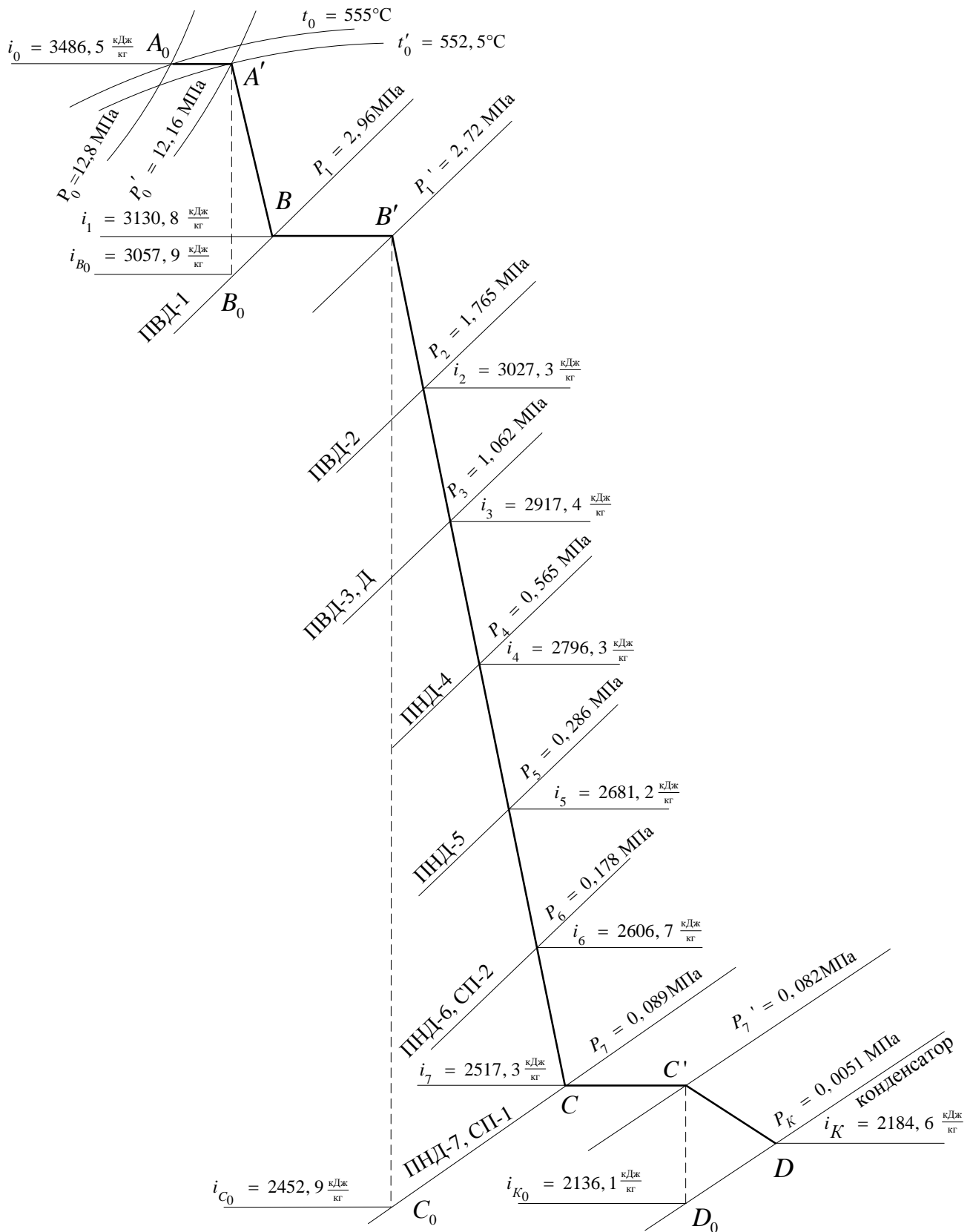


Рисунок 2.3 – Процесс расширения пара в турбине Т-60/65-130

2.1.4 Определение параметров по элементам схемы

Находим параметры подогревателя высокого давления ПВД-1.

Давление пара в отборе 2,96 МПа. Принимая потерю давления в паропроводе 5 % [5] находим давление пара у подогревателя, МПа

$$P_{ПВД1} = 29,6 \cdot 0,95 = 28,1. \quad (2.16)$$

Температура питательной воды за подогревателем с учётом недогрева, °С

$$t_{нв} = t_n - \theta = 230,3 - 2 = 228,3. \quad (2.17)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг

$$\bar{t}_{пв} = t_{нв} \cdot C_в = 228,3 \cdot 4,186 = 955,6. \quad (2.18)$$

Энтальпия греющего пара, кДж/кг [6]

$$i_{отб} = 3130,8. \quad (2.19)$$

Использованный теплоперепад на турбине, кДж/кг

$$h = i_0 - i_{отб} = 3486,5 - 3130,8 = 355,7. \quad (2.20)$$

Аналогичным образом рассчитываются параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД1	ПВД2	ПВД3	Д	ПНД4	ПНД5	СП2	ПНД6	СП1	ПНД7	К
Давление пара в отборе турбины, бар	29,6	17,65	10,62	10,62	5,65	2,86	1,78	1,78	0,89	0,89	0,0051
Энтальпия греющего пара, кДж/кг	3130,8	3027,3	2917,4	2917,4	2796,3	2681,2	2606,8	2606,8	2509,3	2509,3	2184,6
Давление пара у подогревателя, бар	28,12	16,77	10,09	6	5,37	2,72	1,69	1,69	0,85	0,85	0,0051
Температура конденсата (насыщения) греющего пара, °С	230,3	203,6	180,3	158,8	154,5	130,2	115	115	95	95	33,2
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	991,6	868,9	764,4	670,5	651,8	547,1	482,6	482,6	398,02	398,02	139,2
Температура воды за подогревателем, °С	228,3	201,6	178,3	158,8	150,5	126,2	111	111	91	91	–
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	955,6	844,1	746,2	664,9	630,1	528,2	464,6	464,6	380,9	380,9	–
Использованный теплоперепад, кДж/кг	355,7	459,2	569,1	569,4	690,2	805,3	879,8	879,8	977,2	97,4	1301,9

2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительного отбора для нижнего сетевого подогревателя y_{t1} определяем по формуле

$$y_{t1} = \frac{i_{cn-1} - i_k}{i_0 - i_k}, \quad (2.21)$$

$$y_{t1} = \frac{2606,8 - 2184,6}{3486,5 - 2184,6} = 0,324.$$

Коэффициент недоиспользования мощности отопительного отбора для верхнего сетевого подогревателя y_{t2} определяем по формуле

$$y_{t2} = \frac{i_{cn-2} - i_k}{i_0 - i_k}, \quad (2.22)$$

$$y_{t2} = \frac{2509,3 - 2184,6}{3486,5 - 2184,6} = 0,249.$$

Принимая коэффициент регенерации K_p равным 1,1395 [5], расход пара на турбину D_m , кг/с, определяем по формуле

$$D_m = K_p \cdot \left(\frac{W_{\varepsilon}}{H_i \cdot \eta_{\varepsilon m}} + y_{m1} \cdot D_{m1} + y_{m2} \cdot D_{m2} \right), \quad (2.23)$$

где H_i – теплоперепад, срабатываемый турбиной, кДж/кг;
 $\eta_{\varepsilon m}$ – электромеханический КПД, %;

$$D_m = 1,1395 \cdot \left(\frac{60000}{1301,9 \cdot 0,97} + 0,249 \cdot 28,03 + 0,324 \cdot 27,86 \right) = 72,4.$$

2.1.6 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор $D_{\varepsilon ж}$, кг/с, принимаем 0,5% от расхода пара на турбину и определяем по формуле

$$D_{\varepsilon ж} = 0,005 \cdot D_m, \quad (2.24)$$

$$D_{\varepsilon ж} = 0,005 \cdot 72,4 = 0,4.$$

Расход пара на уплотнение турбины $D_{упл}$, кг/с, определяем по формуле

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_m, \quad (2.25)$$

$$D_{упл} = 0,01 \cdot 72,4 = 0,7.$$

Утечки пара и конденсата $D_{ум}$, кг/с, определяем по формуле

$$D_{ум} = \frac{\alpha_{ум}}{100} \cdot D_m, \quad (2.26)$$

где $\alpha_{ум}$ – доля потери конденсата, % [4];

$$D_{ум} = \frac{1,1}{100} \cdot 72,4 = 0,8.$$

Расход пара на собственные нужды $D_{сн}$, кг/с, определяем по формуле

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{МЗ} + \alpha_{сн}^{КЦ}}{100} \cdot D_m, \quad (2.27)$$

где $\alpha_{сн}^{МЗ}$ – расход пара на собственные нужды машинного отделения, % [4];

$\alpha_{сн}^{КЦ}$ – расход пара на собственные нужды котельного цеха, % [4];

$$D_{сн} = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 72,4 = 1,7.$$

Расход перегретого пара $D_{пв}$, кг/с, определяем по формуле

$$D_{пв} = D_m + D_{эжс} + D_{упл} + D_{ум} + D_{сн}, \quad (2.28)$$

$$D_{пв} = 72,4 + 0,4 + 0,7 + 0,8 + 1,7 = 76.$$

Расход продувочной воды $G_{пр}$, кг/с, определяем по формуле

$$G_{пр} = \frac{\alpha_{пр}}{100} \cdot D_{пв}, \quad (2.29)$$

где $\alpha_{пр}$ – коэффициент продувки котлоагрегата [6];

$$G_{np} = \frac{1,5}{100} \cdot 76 = 1,1.$$

Расход питательной воды с учетом продувки $G_{нв}$, кг/с, определяем по формуле

$$G_{нв} = D_{нв} + G_{np}, \quad (2.30)$$

$$G_{нв} = 76 + 1,1 = 77,1.$$

2.1.7 Расчёт расширителя непрерывной продувки

Схема включения расширителя непрерывной продувки представлена на рисунке 2.4.

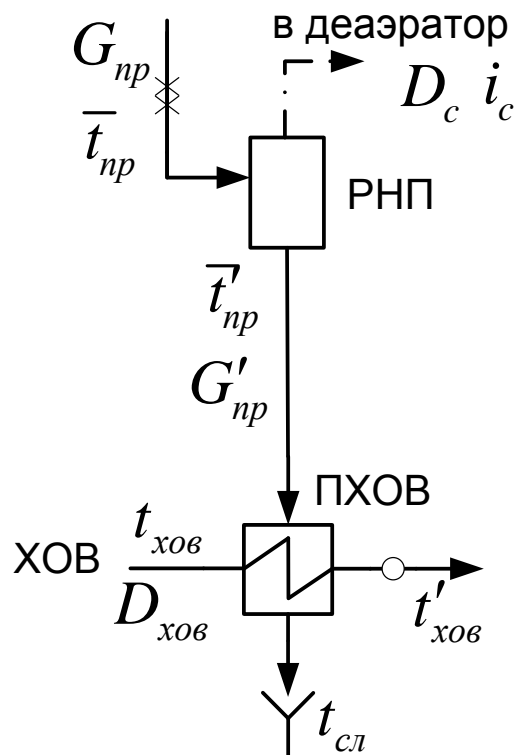


Рисунок 2.4 – Схема включения расширителя непрерывной продувки

Из уравнений материального и теплового баланса для расширителя количество вторичного пара D_{c1} , кг/с, определяем по формуле

$$D_c = \frac{G_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}'_{np})}{r_1}, \quad (2.31)$$

где \bar{t}_{np} – энтальпия воды в барабане котлоагрегата при $P_0 = 150$ бар, кДж/кг [6];
 \bar{t}'_{np} – энтальпия продувочной воды, сливаемой из расширителя, кДж/кг [6];
 r_1 – теплота парообразования при давлении $P_0 = 0,6$ МПа, кДж/кг [6];

$$D_c = \frac{1,1 \cdot (1610,2 - 670,5)}{2085,6} = 0,5.$$

Количество воды, сливаемой в техническую канализацию G'_{np} , кг/с, определяем по формуле

$$G'_{np} = G_{np} - D_c, \quad (2.32)$$

$$G'_{np} = 1,1 - 0,5 = 0,6.$$

Количество химически очищенной воды, подаваемой в деаэратор $D_{хов}$, кг/с, определяем по формуле

$$D_{хов} = G'_{np} + D_{yt} + D_{cn}, \quad (2.33)$$

$$D_{хов} = 0,6 + 0,8 + 1,7 = 3,1.$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя $t'_{хов}$, °С, определяем по формуле

$$t'_{хов} = t_{хов} + \frac{G'_{np} \cdot (t'_{np} - t_{cl})}{D_{хов}}, \quad (2.34)$$

где t'_{np} – температура продувочной воды расширителя второй ступени, °С [6];
 $t_{хов}$ – температура химически очищенной воды на входе в ПХОВ, °С [5];
 t_{cl} – температура продувочной воды, сливаемая в техническую канализацию после подогревателя химически очищенной воды, °С [5];

$$t'_{хов} = 30 + \frac{0,6 \cdot (160,2 - 60)}{3,1} = 49,9.$$

2.1.8 Расчёт подогревателей высокого давления

Расчетная схема ПВД-1,2,3 представлена на рисунке 2.5.

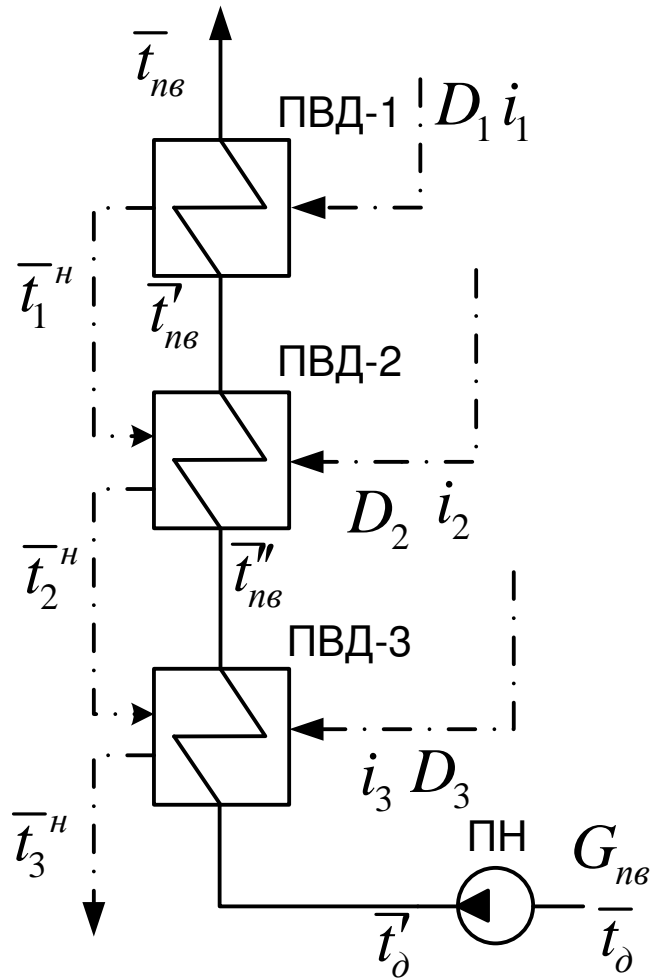


Рисунок 2.5 – Схема включения ПВД-1,2,3

Уравнение теплового баланса для ПВД-1

$$D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_1'') \cdot \eta_{то} = G_{nv} \cdot (\bar{t}_{nv} - \bar{t}_1'). \quad (2.35)$$

Расход пара на ПВД-1 D_1 , кг/с, определяем по формуле

$$D_1 = \frac{G_{nv} \cdot (\bar{t}_{nv} - \bar{t}_1')}{(i_1 - \bar{t}_1'') \cdot \eta_{то}}, \quad (2.36)$$

$$D_1 = \frac{77,1 \cdot (955,6 - 844,1)}{(3130,8 - 991,6) \cdot 0,98} = 4,1.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2

$$(D_2 \cdot (i_1 - \bar{t}_2'') + D_1 \cdot (\bar{t}_1'' - \bar{t}_2'')) \cdot \eta_{то} = G_{nv} \cdot (\bar{t}_{nv} - \bar{t}_2'). \quad (2.37)$$

Расход пара на ПВД-2 D_2 , кг/с, определяем по формуле

$$D_2 = \frac{G_{нв} \cdot (\bar{t}'_{нв} - \bar{t}''_{нв}) - D_1 \cdot (\bar{t}'_1 - \bar{t}''_2) \cdot \eta_{то}}{(\bar{t}_2 - \bar{t}''_2) \cdot \eta_{то}}, \quad (2.38)$$

$$D_2 = \frac{77,1 \cdot (844,1 - 746,2) - 4,1 \cdot (991,6 - 868,9) \cdot 0,98}{(3027,3 - 868,9) \cdot 0,98} = 3,3.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-3

$$(D_3 \cdot (\bar{t}_3 - \bar{t}''_3) + (D_1 + D_2) \cdot (\bar{t}''_2 - \bar{t}''_3)) \cdot \eta_{то} = G_{нв} \cdot (\bar{t}''_{нв} - \bar{t}'_0). \quad (2.39)$$

Перепад энтальпий на питательном насосе $\Delta \bar{t}_{пн}$, КДж/кг, определяем по формуле

$$\Delta \bar{t}_{пн} = \frac{\Delta P \cdot \nu \cdot 10^2}{\eta_n}, \quad (2.40)$$

где ν – удельный объем воды, м³/кг [6];

η_n – КПД питательного насоса, % [6];

ΔP – перепад давления на питательном насосе, бар, определяем по формуле

$$\Delta P = P_n - P_0, \quad (2.41)$$

где P_0 – давление на всасе, бар (давление в деаэраторе);

P_n – давление на напоре, бар, определяем по формуле [5]

$$P_n = P_0 \cdot 1,4, \quad (2.42)$$

$$P_n = 130 \cdot 1,4 = 182,$$

$$\Delta P = 182 - 6 = 176,$$

$$\Delta \bar{t}_{пн} = \frac{176 \cdot 0,0011 \cdot 10^2}{0,75} = 25,5.$$

Энтальпию питательной воды на входе в ПВД-3 с учетом нагрева ее в ПН \bar{t}'_0 , кДж/кг, определяем по формуле

$$\bar{t}'_0 = \bar{t}_0 + \Delta \bar{t}_{пн}. \quad (2.43)$$

$$\bar{t}'_0 = 670,5 + 25,5 = 696.$$

Расход пара на ПВД-3 D_3 , кг/с, определяем по формуле

$$D_3 = \frac{G_{не} \cdot (\bar{t}_3'' - \bar{t}_\delta) - (D_1 + D_2) \cdot (\bar{t}_2'' - \bar{t}_3'') \cdot \eta_{то}}{(i_3 - \bar{t}_3'') \cdot \eta_{то}}, \quad (2.44)$$

$$D_3 = \frac{77,1 \cdot (746,2 - 696) - (3,3 + 4,1) \cdot (868,9 - 764,4) \cdot 0,98}{(2917,4 - 764,4) \cdot 0,98} = 1,5.$$

2.1.9 Расчёт деаэрата

Схема включения деаэрата представлена на рисунке 2.6.

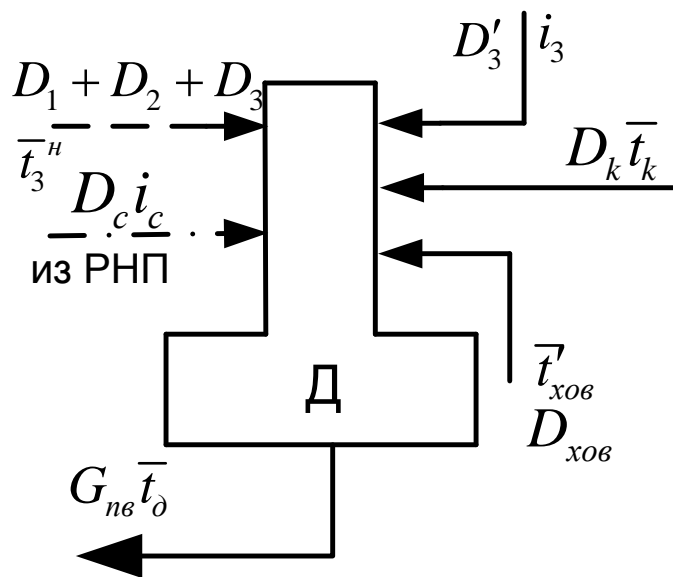


Рисунок 2.6 - Схема включения деаэрата

Уравнения материального и теплового балансов для деаэрата имеют вид

$$\begin{cases} D_3' + D_{c1} + (D_1 + D_2 + D_3) + D_k + D_{хов} = G_{не} \\ D_3' \cdot i_3 + D_{c1} \cdot i_{c1} + (D_1 + D_2 + D_3) \cdot \bar{t}_3'' + D_k \cdot \bar{t}_k + D_{хов} \cdot \bar{t}_{хов} = G_{не} \cdot \bar{t}_\delta \end{cases} \quad (2.45)$$

Подставляя известные значения расходов, кг/с, и энтальпий, кДж/кг, получаем систему

$$\begin{cases} D_3' + 0,5 + (4,1 + 3,3 + 1,5) + D_k + 3,1 = 77,1 \\ D_3' \cdot 2917,4 + 0,5 \cdot 2756,1 + (4,1 + 3,3 + 1,5) \cdot 764,4 + D_k \cdot 630,1 + 3,1 \cdot 208,7 = 77,1 \cdot 670,5 \end{cases}$$

Из решения системы уравнений получаем, что расход пара на деаэратор D_3' равняется 0,9 кг/с, а расход основного конденсата D_k составляет 63,6 кг/с.

2.1.10 Расчёт подогревателей низкого давления

Уравнение теплового баланса для ПНД-4 имеет вид

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_4^H) \cdot \eta_{то} = D_k \cdot (\bar{t}_k - \bar{t}_k^l) \quad (2.46)$$

Схема включения ПНД-4 изображена на рисунке 2.7.

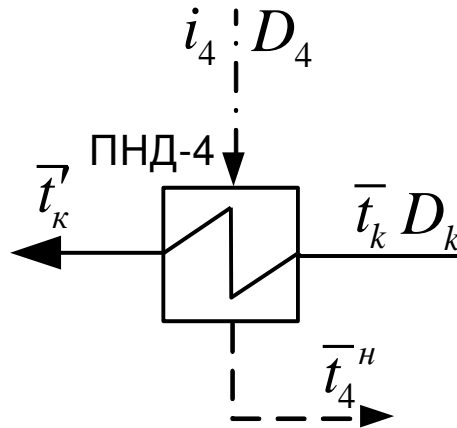


Рисунок 2.7 – Схема включения ПНД-4

Расход пара на ПНД-4 D_4 , кг/с, определяем по формуле

$$D_4 = \frac{D_k \cdot (\bar{t}_k - \bar{t}_k^l)}{(i_4 - \bar{t}_4^H) \cdot \eta_{то}} \quad (2.47)$$

$$D_4 = \frac{63,6 \cdot (630,1 - 528,2)}{(2796,3 - 651,8) \cdot 0,98} = 3,1.$$

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД-5, ПНД-6, ПНД-7, ТС-1 и ТС-2

$$\left\{ \begin{array}{l} D_5 \cdot (i_5 - \bar{t}_5^H) \cdot \eta + D_4 \cdot (\bar{t}_4^H - \bar{t}_5^H) \cdot \eta = D_k \cdot (\bar{t}_k - \bar{t}_k^l) \\ D_k = D'_k + D_4 + D_5 + D_6 + D'_5 \\ D_k \cdot \bar{t}_k^l = (D_4 + D_5 + D_6) \cdot \bar{t}_6^H + D'_k \cdot \bar{t}_k^m + D'_5 \cdot \bar{t}_{cn-2}^H \\ D_6 \cdot (i_6 - \bar{t}_6^H) \cdot \eta + (D_4 + D_5) \cdot (\bar{t}_5^H - \bar{t}_6^H) \cdot \eta = D'_k \cdot (\bar{t}_k^m - \bar{t}_k^{l'')}) \\ D'_k = D'_6 + D''_k \\ D'_k \cdot \bar{t}_k^{l''} = D'_6 \cdot \bar{t}_7^H + D''_k \cdot \bar{t}_k^{l'''} \\ D_7 \cdot (i_7 - \bar{t}_7^H) \cdot \eta = D''_k \cdot (\bar{t}_k^{l'''} - \bar{t}_k^{l''''}) \end{array} \right. \quad (2.48)$$

Схема включения ПНД-5,6,7 изображена на рисунке 2.8.

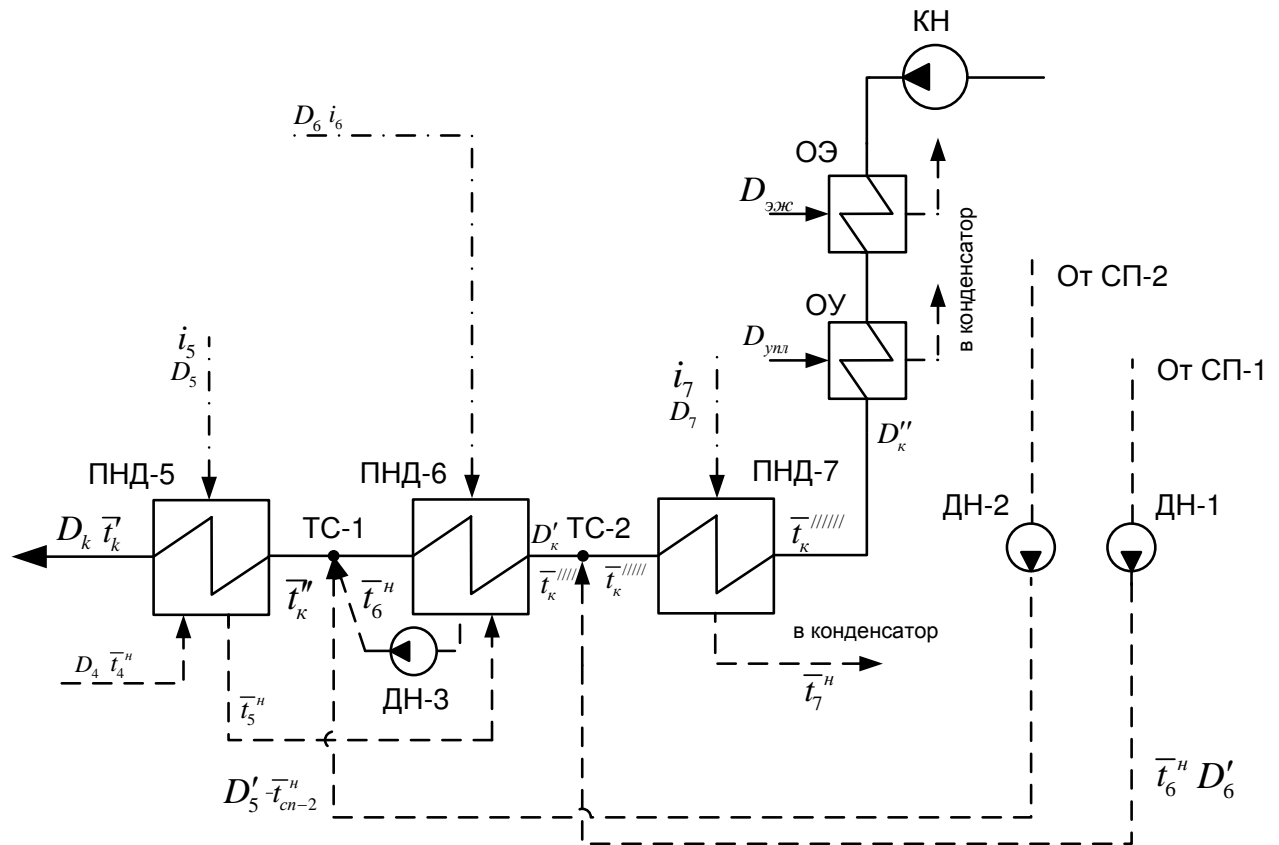


Рисунок 2.8 – Схема включения ПНД-5,6,7

В охладителе эжектора и охладителе уплотнений основной конденсат нагревается на 6°C [5]. Подставляя известные значения расходов, кг/с, и энтальпий, кДж/кг, получаем систему

$$\begin{cases} D_5 \cdot (2681,2 - 547,1) \cdot 0,98 + 3,1 \cdot (651,8 - 547,1) \cdot 0,98 = 63,6 \cdot (528,2 - \bar{t}_k'') \\ 63,6 = D_k' + 3,1 + D_5 + D_6 + 27,9 \\ 122 \cdot \bar{t}_k'' = (3,1 + D_5 + D_6) \cdot 482,6 + D_k' \cdot 464,6 + 27,9 \cdot 482,6 \\ D_6 \cdot (2606,8 - 482,6) \cdot 0,98 + (3,1 + D_5) \cdot (547,1 - 482,6) \cdot 0,98 = \\ = D_k' \cdot (464,6 - \bar{t}_k''''') \\ D_k' = 28 + D_k'' \\ D_k' \cdot \bar{t}_k'''' = 28 \cdot 398 + D_k'' \cdot 380,9 \\ D_7 \cdot (2509,3 - 398) \cdot 0,98 = D_k'' \cdot (380,9 - 164,2) \end{cases}$$

Из решения системы уравнений получаем, что расход пара на ПНД-5 D_5 составляет 1,5 кг/с, на ПНД-6 D_6 составляет 0,9 кг/с, а на ПНД-7 D_7 составляет 0,2 кг/с. Расход основного конденсата ПНД-6 после второй точки смешения D_k' равняется 30,3 кг/с, расход основного конденсата перед первой точкой смешения

D''_{κ} составил 2,3 кг/с. Энтальпия после первой точки смешения \bar{t}'_{κ} равняется 474 кДж/кг, а после второй \bar{t}''''_{κ} равняется 396,7 кДж/кг.

Расхода пара в конденсатор $D_{\kappa-p}$, кг/с, определяем по формуле

$$D_{\kappa-p} = D''_{\kappa} - D_{\text{эжс}} - D_{\text{упл}} - D_7, \quad (2.49)$$

$$D_{\kappa-p} = 2,3 - 0,4 - 0,7 - 0,2 = 1.$$

Уточнённый расход пара на турбину D'_m , кг/с, определяем по формуле

$$D'_m = D_1 + D_2 + D_3 + D_{\delta} + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_{\kappa-p} + D_{cn1} + D_{cn2}, \quad (2.50)$$

$$D'_m = 4,1 + 3,3 + 1,5 + 0,9 + 3,1 + 1,5 + 0,9 + 0,2 + 1 + 28 + 27,9 = 72,4.$$

Погрешность расчета по расходу пара δ_n , %, определяем по формуле

$$\delta_n = \left| \frac{D_m - D'_m}{D_m} \right| \cdot 100\%, \quad (2.51)$$

$$\delta_n = \left| \frac{72,4 - 72,4}{72,4} \right| \cdot 100\% = 0\% < 2\%.$$

Погрешность расчета δ_n составила менее 2%, что допустимо [7]. Проверку по балансу мощности W_p , кВт, определяем по формуле

$$W_p = (D_1 \cdot (i_0 - i_1) + D_2 \cdot (i_0 - i_2) + (D_3 + D_{\delta}) \cdot (i_0 - i_3) + D_4 \cdot (i_0 - i_4) + D_5 \cdot (i_0 - i_5) + (D_6 + D_{cn2}) \cdot (i_0 - i_6) + (D_7 + D_{cn1}) \cdot (i_0 - i_7) + D_{\kappa-p} \cdot (i_0 - i_{\kappa})) \cdot \eta_{эм}, \quad (2.52)$$

$$W_p = (4,1 \cdot (3486,5 - 3130,8) + 3,3 \cdot (3486,5 - 3027,3) + (1,5 + 0,9) \cdot (3486,5 - 2917,4) + 3,1 \cdot (3486,5 - 2796,3) + 1,5 \cdot (3486,5 - 2681,2) + (0,9 + 27,9) \cdot (3486,5 - 2606,8) + (0,2 + 28) \cdot (3486,5 - 2509,3) + 1 \cdot (3486,5 - 2184,6)) \cdot 0,974 = 600002,6.$$

Погрешность расчета по электрической мощности δ_s , %, определяем по формуле

$$\delta_s = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\%, \quad (2.53)$$

$$\delta_3 = \left| \frac{60000 - 60002,6}{60000} \right| \cdot 100\% = 0,004\% < 2\% .$$

Погрешность расчета δ_3 составила менее 2%, что допустимо [7].

2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы ТЭС

Расчет ведется по новой методике определения технико-экономических показателей ТЭС [7].

Расход тепла на турбоустановку Q_{my} , кВт, определяем по формуле

$$Q_{my} = D_m \cdot (i_0 - \bar{t}_{нс}) + D_c \cdot (i_c - \bar{t}_{нс}) - D_{хов} \cdot (\bar{t}_{нс} - \bar{t}'_{хов}), \quad (2.54)$$

$$Q_{my} = 72,4 \cdot (3486,5 - 955,6) + 0,5 \cdot (2756,1 - 955,6) - 3,1 \cdot (955,6 - 208,7) = 181801,6.$$

Затраченную теплоту на сетевые подогреватели Q_m , кВт, определяем по формуле

$$Q_m = D_{cn1} \cdot (i_7 - \bar{t}_{нс}^H) + D_{cn2} \cdot (i_6 - \bar{t}_{нс}^H), \quad (2.55)$$

$$Q_m = 27,9 \cdot (2606,8 - 482,6) + 28 \cdot (2509,3 - 398) = 118367,3.$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии $Q_{my}^э$, кВт, определяем по формуле

$$Q_{my}^э = Q_{my} - Q_m, \quad (2.56)$$

$$Q_{my}^э = 181801,6 - 118367,3 = 63434,3.$$

Тепловую нагрузку котлоагрегата $Q_{не}$, кВт, определяем по формуле

$$Q_{не} = D_{не} \cdot (i_{не} - \bar{t}_{нс}) + D_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}_{нс}), \quad (2.57)$$

где $i_{не}$ – энтальпия перегретого пара, кДж/кг [6];

$$Q_{не} = 76 \cdot (3489,5 - 955,62) + 1,1 \cdot (1610,2 - 955,6) = 193376,7.$$

Полный расход условного топлива B , кг/с, определяем по формуле

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{ne}}, \quad (2.58)$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания условного топлива, кДж/кг [8];
 η_{ne} – КПД котлоагрегата [2];

$$B = \frac{193376,7}{29310 \cdot 0,882} = 7,48.$$

Отпущенную мощность W_{omn} , кВт, определяем по формуле

$$W_{omn} = W_3 - e_{ch} \cdot W_3, \quad (2.59)$$

где e_{ch} – мощность собственных нужд блока, % [7];

$$W_{omn} = 60000 - 0,08 \cdot 60000 = 55200.$$

Мощность собственных нужд, затраченную только на производство электроэнергии W_{33}^{ch} , кВт, определяем по формуле

$$W_{33}^{ch} = e_{33}^{ch} \cdot W_3, \quad (2.60)$$

где $e_{33}^{ch} = 0,05$ – доля электроэнергии, затраченная на производство энергии на собственные нужды [7];

$$W_{33}^{ch} = 0,05 \cdot 60000 = 3000.$$

Коэффициент ценности тепла верхнего теплофикационного отбора $\xi_{вс}$ определяем по формуле

$$\xi_{вс} = \frac{i_6 - i_{\kappa}}{i_0 - i_{\kappa}} \cdot \left(1 + K \cdot \left(\frac{i_0 - i_6}{i_0 - i_{\kappa}} \right) \right), \quad (2.61)$$

где K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбоагрегатом [7];

$$\xi_{вс} = \frac{2509,3 - 2184,6}{3486,5 - 2184,6} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \left(\frac{3486,5 - 2509,3}{3486,5 - 2184,6} \right) \right) = 0,324.$$

Коэффициент ценности тепла нижнего теплофикационного отбора $\xi_{нс}$ определяем по формуле

$$\xi_{nc} = \frac{i_7 - i_k}{i_0 - i_k} \cdot \left(1 + K \cdot \left(\frac{i_0 - i_7}{i_0 - i_k} \right) \right), \quad (2.62)$$

$$\xi_{nc} = \frac{2606,8 - 2184,6}{3486,5 - 2184,6} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \left(\frac{3486,5 - 2606,8}{3486,5 - 2184,6} \right) \right) = 0,412.$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов пара $\Delta Q_{om\bar{o}}^{\circ}$, кВт, определяем по формуле

$$\Delta Q_{om\bar{o}}^{\circ} = D_{cn1} \cdot (i_7 - \bar{i}_{nc}^H) \cdot (1 - \xi_{nc}) + D_{cn2} \cdot (i_6 - \bar{i}_{ec}^H) \cdot (1 - \xi_{ec}), \quad (2.63)$$

$$\Delta Q_{om\bar{o}}^{\circ} = 28 \cdot (2509,3 - 398) \cdot (1 - 0,324) + 27,9 \cdot (2606,8 - 482,6) \cdot (1 - 0,412) = 74796,1.$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата Q_{my}^{ch} , кВт, определяем по формуле [7]

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{my}, \quad (2.64)$$

$$Q_{my}^{ch} = 181801,6 \cdot 0,05 = 9090,1.$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлоагрегатами на производство электроэнергии K_3 , определяем по формуле

$$K_3 = \frac{Q_{my}^{\circ} + \Delta Q_{om\bar{o}}^{\circ} + Q_{my}^{ch}}{Q_{my}^{\circ} + \Delta Q_{om\bar{o}}^{\circ} + Q_{my}^{ch} + Q_m}, \quad (2.65)$$

$$K_3 = \frac{63434,3 + 9090,1 + 74796,1}{63434,3 + 9090,1 + 74796,1 + 118367,3} = 0,554.$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии B_3 , кг/с, определяем по формуле

$$B_3 = B \cdot K_3 \cdot \frac{W_{omn}}{W_3 - W_{33}^{ch}}, \quad (2.66)$$

$$B_3 = 7,48 \cdot 0,554 \cdot \frac{55200}{60000 - 3000} = 4,017.$$

Расход условного топлива на выработку тепла B_T , кг/с, определяем по формуле

$$B_m = B - B_3, \quad (2.67)$$

$$B_m = 7,48 - 4,017 = 3,463.$$

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии b_3 , кг/(кВт·ч), определяем по формуле

$$b_3 = \frac{3600 \cdot B_3}{W_{omn}}, \quad (2.68)$$

$$b_3 = \frac{3600 \cdot 4,017}{55200} = 0,262.$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла b_m , кг/ГДж, определяем по формуле

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{omб}^{нур}} \cdot 10^6, \quad (2.69)$$

$$b_m = \frac{3,463}{116000} \cdot 10^6 = 29,858.$$

2.3 Выбор вспомогательного оборудования в пределах тепловой схемы

2.3.1 Выбор регенеративных подогревателей

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

Подогреватели высокого давления [3]:

- ПВД-1 типоразмера ПВ-350-230-50, где 350 – площадь поверхности теплообмена, м², 230 максимальное давление в трубной системе, бар, 50 максимальное давление в корпусе, бар;
- ПВД-2 типоразмера ПВ-350-230-36;
- ПВД-3 типоразмера ПВ-350-230-21.

Подогреватели низкого давления [3]:

- ПНД-4 типоразмера ПН-130-16-10-II;
- ПНД-3 типоразмера ПН-130-16-10-II;
- ПНД-2 типоразмера ПН-130-16-9-III;
- ПНД-1 типоразмера ПН-90-16-4-III.

2.3.2 Выбор деаэратора

По найденному расходу питательной воды $G_{не}$, т/ч, выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления с колонкой ДП-225-7 с характеристиками [3]:

- давление 6 бар;
- производительность 225 т/ч.

Так как емкость деаэраторного бака для ТЭЦ должна обеспечивать суммарный запас питательной воды необходимый для 7 минут работы котлоагрегата [7], то выбираем бак ВД-65-1 с геометрической вместимостью 78 м³.

2.3.3 Выбор сетевых подогревателей

Подогреватели сетевой воды выбираем по расчетному пропуску воды, давлению пара в корпусе и температура пара на входе и воды на выходе [3].

Выбираем СП-1 типоразмера ПСГ-1300-3-8-I с характеристиками:

- давление пара 0,39 МПа;
- давление воды 0,88 МПа;
- номинальный расход сетевой воды 3000 т/ч.

Выбираем СП-2 типоразмера ПСГ-1300-3-8-I с характеристиками:

- давление пара 0,39 МПа;
- давление воды 0,88 МПа;
- номинальный расход сетевой воды 3000 т/ч.

2.3.4 Выбор питательных насосов

Напор питательного насоса принимается на 40% больше, чем номинальное давление пара перед турбиной. Поскольку структура ТЭЦ неблочная, то все ПЭНы работают в общий питательный коллектор. Производительность ПЭН выбираем с тем условием, что при аварийном отключении одного из насосов, оставшийся мог обеспечить номинальную производительность котлоагрегата.

Производительность ПЭН $Q_{пн}$, м³/ч, определяем по формуле (два насоса по 100 % производительности на турбину – один из них резервный)

$$Q_{пн} = G_{не} \cdot 3,6, \quad (2.70)$$

$$Q_{пн} = 77,1 \cdot 3,6 = 277,8.$$

Выбираем питательный насос типа ПЭ-380-185 с характеристиками [3]:

- подача 380 м³/ч;

- напор 2030 м;
- частота вращения 2900 об/мин;
- потребляемая мощность электродвигателя 3150 кВт;
- КПД 83 %.

2.3.5 Выбор конденсатных насосов

За расчетную производительность примем расход конденсата в летний период $D=204,7$ т/ч. Выбираем конденсатные насосы типа КсВ320-160 (два насоса по 100 % производительности на турбину – один из них резервный) с характеристиками [3]:

- подача $320 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- напор 160 м;
- частота вращения 1500 об/мин;
- потребляемая мощность электродвигателя 186 кВт.

2.3.6 Выбор сетевых насосов

Применяем две ступени сетевых насосов: первая ступень (СН-1) устанавливается до сетевых подогревателей, вторая (СН-2) – перед ПБ. Сетевые насосы устанавливаются в количестве двух на турбину, рассчитывая их на 50%-ную производительность.

Производительность сетевого насоса $Q_{сн}$, $\text{м}^3/\text{ч}$, определяем по формуле

$$Q_{сн} = \frac{G_{св}}{2} \cdot 3,6, \quad (2.71)$$

$$Q_{сн} = \frac{692,8}{2} \cdot 3,6 = 1247.$$

Выбираем сетевые насосы первой ступени типа СЭ-1250-45 с характеристиками [3]:

- производительность $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- напор 45 м;
- частота вращения 1500 об/мин;
- потребляемая мощность 185 кВт;
- КПД 82 %.

Выбираем сетевые насосы второй ступени типа СЭ-1250-70 с характеристиками [3]:

- производительность $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$;

- напор 70 м;
- частота вращения 1500 об/мин;
- потребляемая мощность 295 кВт;
- КПД 82 %.

3 Проектирование систем топливоподачи, золоочистки, золошлакоудаления, водоснабжения

3.1 Выбор котлоагрегата и ТДМ

По расходу пара на турбину и параметрам острого пара устанавливается котлоагрегат БКЗ-320-140-6.

Котел вертикально-водотрубный, однобарабанный, с естественной циркуляцией, однокорпусный рассчитанный на высокие параметры пара, в газоплотном исполнении, П-образной закрытой компоновки, с уравновешенной тягой [2].

Топочная камера с твердым шлакоудалением. Шлакоудаление механизированное, непрерывное с помощью шнекового транспортера и дробилок. Топочная камера призматическая, открытого типа, с размерами в плане по осям труб составляет 12,06×7,7 м. Топка экранирована цельносварными, газоплотными испарительными стенками. В нижней части топки фронтальной и задней экраны образуют скаты «холодной воронки». В верхней части заднего экрана имеется аэродинамический выступ.

Топочные экраны имеют 16 независимых циркуляционных контуров. Жесткость и прочность стен топки обеспечивается поясами жесткости.

Барабан котла сварной конструкции с внутренним диаметром 1600 мм, с толщиной стенки 112мм (сталь 16ГНМА).

Схема испарения двухступенчатая с промывкой пара питательной водой. Первая ступень испарения включена непосредственно в барабан котла и представляет собой сочетание внутрибарабанных циклонов и промывочных устройств. В первую ступень включены 14 блоков топочной камеры. Вторая ступень испарения включена в два сдвоенных блока выносных сепарационных циклонов мм и два средних блока экранов топки.

В таблице 3.1 представлены основные параметры работы котла БКЗ-320-140-6.

Таблица 3.1 – Основные параметры котла БКЗ-320-140-6

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Паропроизводительность котла	т/ч	320
Давление острого пара	МПа	13,8
Температура острого пара	°С	560
Размеры ячейки по осям колони:	м	
ширина		24
глубина		36
Высота до верха хребтовой балки	м	40,2

Продольный и поперечный разрезы котла БКЗ-320-140-6 изображены на рисунке 3.1 и 3.2 соответственно.

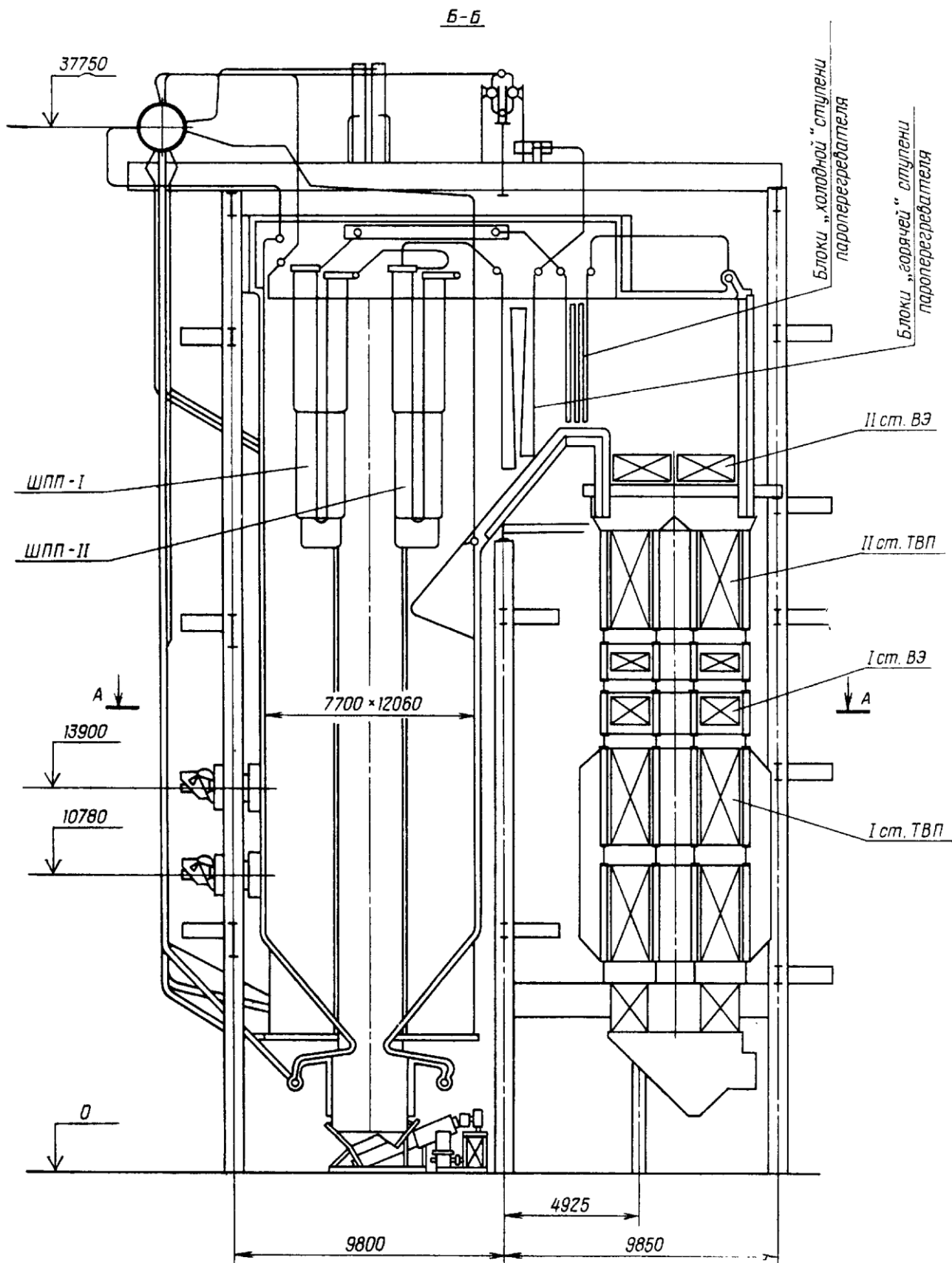


Рисунок 3.1 – Продольный разрез котла БКЗ-320-140-6

Тракт пара пароперегревателя состоит из двух независимых потоков.

Температура перегретого пара регулируется двумя впрысками собственного конденсата в пароохладители первой и второй ступеней.

В конвективном газоходе за пароперегревателем размещены водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель, скомпонованные «в рассечку».

Каркас котла представляет собой рамную конструкцию. Котел подвешивается на шарнирных тягах к потолочному перекрытию каркаса. Барабан установлен на консольной части потолочных балок, а конвективная шахта опирается на портал котла.

Котел оборудован тепловой камерой для совместной изоляции перепускных труб и камер котла, имеющей вулканитовую изоляцию.

Для очистки поверхностей нагрева топочной камеры котла и пароперегревателя от золовых отложений предусмотрены обдувочные аппараты. Для очистки опускного конвективного газохода предусмотрена дробеочистка.

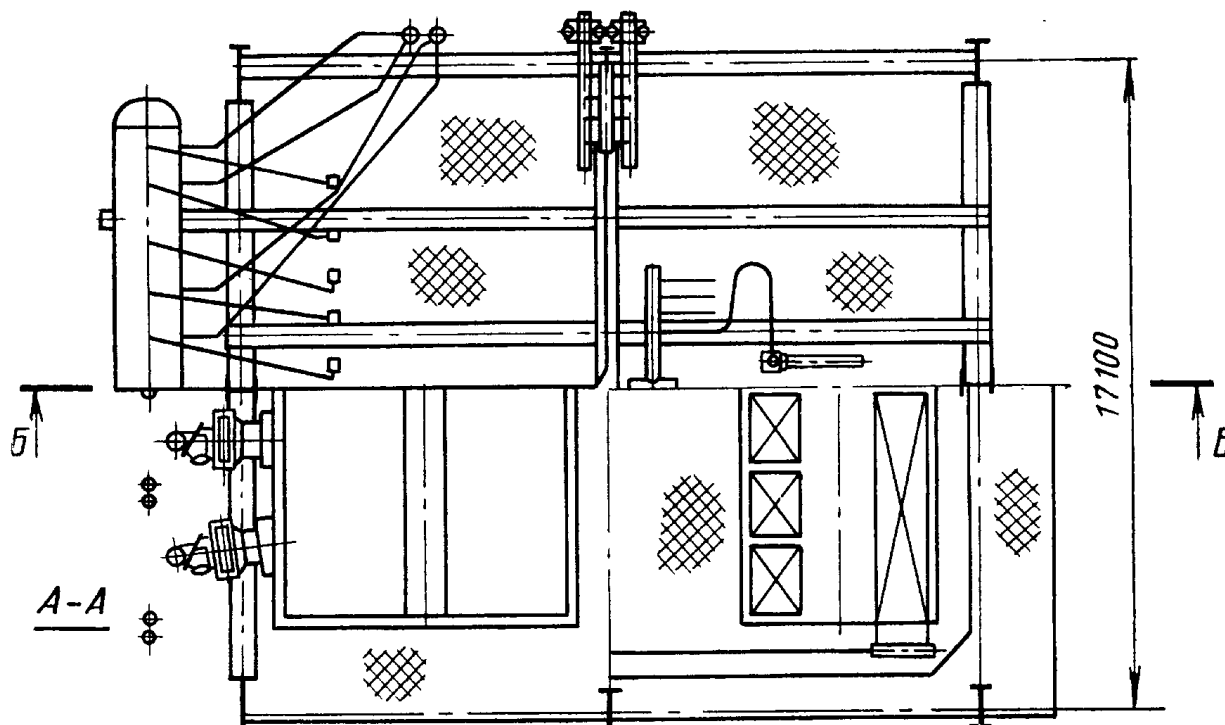


Рисунок 3.2 – Поперечный разрез котла БКЗ-320-140-6

В качестве топлива на ТЭС используется Кокуйский каменный уголь.

Кокуйское угольное месторождение - угольное месторождение в Красноярском крае примерно в тридцати километрах на северо-восток от поселка Мотыгино на реке Ангара. Входит в состав Тунгусского угольного бассейна, открыто в 1931 году.

Теплота сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ составляет 21056 кДж/кг (5030 ккал/ч).

Теплотехнические характеристики Кокуйского каменного угля сведены в таблицу 3.2 [8].

Таблица 3.2 – Теплотехнические характеристики топлива

Месторождение	Марка	Рабочая масса топлива, %							Выход летучих, V^r , %
		W^P	A^P	S^P	C^P	H^P	N^P	O^P	
Кокуйское	Д	20,2	7	0,44	55,65	2,96	1,07	12,68	26

Теоретический объем воздуха, m^3/kg

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P, \quad (3.1)$$

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (55,65 + 0,375 \cdot 0,44) + 0,265 \cdot 2,96 - 0,0333 \cdot 12,68 = 5,3.$$

Теоретический объем азота, m^3/kg

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100}, \quad (3.2)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 5,3 + 0,8 \cdot \frac{1,07}{100} = 4,2.$$

Теоретический объем трехатомных газов, m^3/kg

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100}, \quad (3.3)$$

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{55,65 + 0,375 \cdot 0,44}{100} = 1.$$

Теоретический объем водяных паров, m^3/kg

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0, \quad (3.4)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 2,96 + 0,0124 \cdot 20,2 + 0,0161 \cdot 5,3 = 0,7.$$

Теоретический объем продуктов сгорания, m^3/kg

$$V_z^0 = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0, \quad (3.5)$$

$$V_z^0 = 0,7 + 1 + 4,2 = 5,9.$$

Расчетный расход топлива на работу котла определяется из следующего соотношения, kg/c

$$B_{\kappa} = \frac{Q_{ne}}{Q_p^n \cdot \eta_{\kappa a}}, \quad (3.6)$$

где Q_p^n – низшая теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг;

$$B_{\kappa} = \frac{193376,7}{21056 \cdot 0,882} = 10,4.$$

Расчётный расход сгоревшего топлива B_p , кг/с, по которому выбираются дутьевые вентиляторы и дымососы, определяется с учётом физической неполноты сгорания твёрдого топлива, % (для каменных углей $q_4 = 1$)

$$B_p = B_{\kappa} \cdot \frac{100 - q_4}{100}, \quad (3.7)$$

$$B_p = 10,4 \cdot \frac{100 - 1}{100} = 10,3.$$

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м³/с

$$V_{\text{дв}} = B_p \cdot V_{\text{в}}^0 \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{nn} + \Delta\alpha_{\text{эзн}}) \cdot \frac{t_{\text{хв}} + 273}{273}, \quad (3.8)$$

где α_m – коэффициент избытка воздуха в топке, принимается равным 1,2 [9];

$\Delta\alpha_m$ – присос воздуха в топке, принимается равным 0,06 [9];

$\Delta\alpha_{nn}$ – присос воздуха в системах пылеприготовления, принимается равным 0,3 [9];

$\Delta\alpha_{\text{эзн}}$ – относительная утечка воздуха в ВЗП, принимается равной 0,05 [9];

$t_{\text{хв}}$ – температура холодного воздуха, °С;

$$V_{\text{дв}} = 10,3 \cdot 5,3 \cdot (1,2 - 0,06 - 0,3 + 0,05) \cdot \frac{20 + 273}{273} = 52,4 = 188,7 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}.$$

Расчётная производительность дутьевого вентилятора $V_{\text{дв}}^p$, тыс. м³/ч, принимается с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1,1$

$$V_{\text{дв}}^p = 1,1 \cdot V_{\text{дв}}, \quad (3.9)$$

$$V_{\text{дв}}^p = 1,1 \cdot 188,7 = 207,6.$$

Напор дутьевого вентилятора принимаем от суммарного сопротивления воздушного тракта. Принимаем суммарный перепад давления по воздушному

тракту $H_{ном} = 4$ кПа. Расчётное значение напора, кПа, принимается с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1,2$

$$H_{дс}^p = 1,2 \cdot H_{дс}, \quad (3.10)$$

$$H_{дс}^p = 1,2 \cdot 4 = 4,8.$$

Выбираем дутьевой вентилятор типа ВДН-22-Пу на котел с характеристиками [9]:

- производительность – 210/167 тыс. м³/ч;
- КПД – 85%;
- частота вращения – 740/590 об/мин.

Объём уходящих газов V_z^{yx} равен сумме теоретического объёма газов, образующих при горении топлива V_z^0 , и объёма присосов воздуха по тракту котла

$$V_z^{yx} = V_z^0 + 1,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V^0, \quad (3.11)$$

где $\alpha_{yx} = 1,33$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах [9];

$$V_z^{yx} = 5,9 + 1,0161 \cdot (1,33 - 1) \cdot 5,3 = 7,7.$$

Расчетную производительность дымососа $V_{дс}$, м³/с, определяем по формуле

$$V_{дс} = B_{расч} \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot (V_z^{yx} + (\Delta\alpha_{зг} + \Delta\alpha_{зх}) \cdot V_g^0) \cdot \frac{t_d + 273}{273}, \quad (3.12)$$

$$V_{дс} = 10,3 \cdot \frac{100 - 1}{100} \cdot (7,7 + (0,1 + 0,08) \cdot 5,3) \cdot \frac{142 + 273}{273} = 135,8 = 488,8 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}.$$

Расчётная производительность дымососа $V_{дс}^p$, м³/с, принимается с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1,1$

$$V_{дс}^p = 1,1 \cdot V_{дс}, \quad (3.13)$$

$$V_{дс}^p = 1,1 \cdot 488,8 = 537,7.$$

Напор дымососа H_d , кПа, при уравновешенной тяге должен обеспечивать преодоление суммарных сопротивлений трения и местных сопротивлений всех газоходов. Принимаем суммарный перепад давления по газовому тракту

$H_{ном} = 3,75$ кПа. Тогда расчетный напор дымососа, кПа, при коэффициенте запаса $\beta_2 = 1,2$

$$H = 1,2 \cdot H_{ном}, \quad (3.14)$$

$$H = 1,2 \cdot 3,75 = 4,5.$$

Выбираем дымосос типа ДОД-28,5 с характеристиками [9]:

- Производительность – 585/680 тыс. м³/ч;
- КПД – 82,5%;
- Частота вращения – 370/596 об/мин.

3.2 Топливное хозяйство

3.2.1 Определение расхода топлива на ТЭС и система приёмных разгрузочных устройств

Часовой расход топлива на ТЭС составит, кг/с

$$V_{общ} = n \cdot V_k, \quad (3.15)$$

где V – количество котлоагрегатов, шт;

$$V_{общ} = 1 \cdot 10,4 = 10,4 = 37,5 \text{ т/ч.}$$

В судоходный период года доставка угля на площадку осуществляется водным транспортом по реке Енисей (т.к. это более экономично) на открытые склады для приема угля, расположенные в районе ДОКа на берегу реки Енисей и далее автотранспортом на территорию ТЭС.

В не судоходный период года доставка осуществляется по железной дороге до города Лесосибирска, откуда дальнейшая транспортировка осуществляется автотранспортным путем.

По причине отсутствия ж/д путей к ТЭС, вагоноопрокидыватель на проектируемой станции не устанавливается и разгрузка угля производится вручную.

Вагоноопрокидыватели используются на ТЭС с расходом топлива более 150 т/ч [7].

Вагоноопрокидыватель и ж/д пути от месторождения до станции целесообразно устанавливать в случае последующего расширения ТЭС и увеличения часового расхода топлива до 150 т/ч и выше.

3.2.2 Ленточные конвейеры

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

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{T}, \quad (3.16)$$

где $T = 21$ ч – число часов работы топливоподачи;
 $B_{сут}$ – суточный расход топлива, т/ч;

$$B_{расч} = \frac{37,5 \cdot 24}{21} = 42,8.$$

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле, т/ч

$$B_{л} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a, \quad (3.17)$$

где b – ширина ленты, м;
 c – скорость ленты [7], м/с;
 γ – насыпной вес топлива, т/м³ [7];
 $K_a = 285$ коэффициент, учитывающий угол естественного откоса α топлива на ленте [7];

$$B_{л} = 0,65^2 \cdot 2,0 \cdot 0,76 \cdot 285 = 183.$$

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

$$W_6 = \frac{K_1 \cdot Z \cdot c + 2 \cdot B_{л} \cdot Z + 37 \cdot B_{л} \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_z, \quad (3.18)$$

где $Z = 50$ – длина конвейера между центрами приводного и конечного барабанов, м;
 $H = 5$ – высота подъема по вертикали между центрами приводного и конечного барабанов, м;
 $K_z = 1$ – коэффициент, зависящий от длины ленты [7];
 $K_1 = 296$ – коэффициент, зависящий от ширины ленты [7];

$$W_{\bar{o}} = \frac{296 \cdot 50 \cdot 2,0 + 2 \cdot 183 \cdot 50 + 37 \cdot 183 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1 = 60,1.$$

На конвейере имеется сбрасывающее устройство, мощность которого также нужно рассчитать. Мощность стационарного плужкового сбрасывателя, кВт

$$W_{\bar{c}\bar{o}} = 0,0075 \cdot B_{\bar{l}} \cdot b = 0,0075 \cdot 183 \cdot 0,65 = 0,9. \quad (3.19)$$

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт

$$W_{\bar{e}\bar{n}} = \frac{K_3 \cdot (W_{\bar{o}} + W_{\bar{c}\bar{o}})}{\eta_{\bar{e}\bar{d}} \cdot \eta_p}, \quad (3.20)$$

где $K_3 = 1,25$ - коэффициент запаса [7];

$\eta_{\bar{e}\bar{d}} = 0,95$ - КПД электродвигателя, % [7];

$\eta_p = 0,96$ - КПД редуктора, % [7];

$$W_{\bar{e}\bar{n}} = \frac{1,25 \cdot (60,1 + 0,9)}{0,95 \cdot 0,96} = 83,6.$$

3.2.3 Дробилки

Применяем на проектируемой ТЭС двухступенчатое дробление.

Для грубого дробления вначале тракта организуется дробление в валковых зубчатых дробилках. По расчетному расходу топлива выбираем валковую дробилку [7] ДДЗ-15×12 производительностью 150 т/ч (при крупности дроблёного материала до 150 мм).

Далее используем молотковые незабивающиеся дробилки с подвижными дробильной и отбойной плитами и с очистными устройствами. По расчетному расходу топлива выбираем дробилки типа СМ-19А [7] с характеристиками:

- Производительность – 67÷105 т/ч;
- Размеры ротора:
длина – 1000 мм;
диаметр – 800 мм;
- Частота вращения ротора – 100 об/мин;
- Размер выходящих кусков – до 15 мм;
- Мощность электродвигателя – 125 кВт.

Емкость бункеров сырого угля на котле, м³

$$V_{\text{б}} = \frac{B_{\text{ч}}^{\text{max}} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_3}, \quad (3.21)$$

где $B_{\text{ч}}^{\text{max}}$ – расход топлива на котёл, т/ч;

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

$K_3 = 0,8$ – коэффициентом заполнения [7];

$\gamma = 0,76$ – насыпной вес угля [7];

$$V_{\text{б}} = \frac{37,5 \cdot 10}{0,85 \cdot 0,76} = 580,3.$$

Для подачи угля из бункеров сырого угля в углеразмольные мельницы используются ленточные питатели сырого угля с шириной ленты 800 мм, длиной 5 м. Скорость полотна 0,16 м/с, требуемая мощность – 4,5 кВт.

3.2.4 Топливные склады

Для обеспечения электростанции топливом создают его резервные запасы: оперативный резерв – в бункерах главного корпуса и в расходном складе, долговременный – на резервном складе.

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

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

$$F = \frac{24 \cdot B_{\text{общ}} \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \varphi}, \quad (3.22)$$

где n – число суток запаса топлива на складе;

h – высота штабеля, м;

$\varphi = 0,8 - 0,9$ – коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания) топлива в штабеле [7];

$$F = \frac{24 \cdot 37,5 \cdot 30}{12 \cdot 0,76 \cdot 0,85} = 3481,7.$$

3.2.5 Оборудования системы пылеприготовления

Важной характеристикой угля является размолоспособность $K_{ло}$. Его вычисляют как отношение расхода энергии эталонного топлива $\mathcal{E}_{эт}$, кВт·ч/т, к расходу энергии \mathcal{E} на помол данного топлива

$$K_{ло} = \frac{\mathcal{E}_{эм}}{\mathcal{E}}. \quad (3.23)$$

За эталонное топливо принимают антрацитовый штыб (АШ), для которого $K_{ло} = 1$. Практически $K_{ло}$ показывает, во сколько раз производительность мельницы при размоле данного угля отличается от производительности при размоле эталонного топлива.

По рекомендациям [10] выбираем мельницу типа ММ. Мельница состоит из стального корпуса и ротора с шарнирно укрепленными на нем билами. Уголь, попадая на быстровращающиеся била, размалываются и увлекаются из корпуса в топку котла.

Согласно рекомендациям [10] выбираем замкнутую индивидуальную систему пылеприготовления с прямым вдуванием пыли и газовоздушной сушкой.

Для данного типа котла и нагрузки выбираем количество мельниц $Z = 4$ [7].

Расчётная производительность одной мельницы B_p , т/ч, определяется по известному расходу топлива на котёл и принятому числу мельниц с учётом коэффициента запаса K_3 (при Z равным четырём $K_3 = 1,2$ [7])

$$B_p = \frac{K_3 \cdot B_k}{Z}, \quad (3.24)$$

$$B_p = \frac{1,1 \cdot 37,5}{4} = 11,2.$$

По [10] определяем типоразмер и производительность мельницы – ММТ 1300/2030/735, отнесённую к характерному виду топлива. Перерасчёт производительности, т/ч, производим по формуле

$$B = \frac{B^x \cdot K_{ло}}{K_{ло}^x}, \quad (3.25)$$

$$B = \frac{11,2 \cdot 1,15}{1,7} = 11,3.$$

Данный расход топлива сопоставим с тем, который получился при перерасчёте мельницы, оставляем $Z = 4$ и выбранный тип мельниц.

3.3 Система золоочистки

Необходимая площадь активного сечения электрофильтров, м²

$$\omega = \frac{V_{\text{дс}}}{z \cdot u}, \quad (3.26)$$

где u – скорость дымовых газов, м/с, электрофильтры проектируются на низкие скорости газового потока (≈ 1 м/с), поэтому основное падение давления в золоулавливающей установке приходится на установленные на входе газораспределительные устройства [11];

z – число параллельных корпусов, шт;

$V_{\text{дс}}$ – объем дымовых газов, поступающих в электрофильтр, м³/с;

$$\omega = \frac{135,8}{1} = 135,8.$$

Наибольшее распространение на электростанциях получило улавливание летучей золы с помощью электрофильтров. Электрофильтры позволяют достигать большой степени улавливания: при длительности пребывания газов в активной зоне электрофильтра не менее 8с и скорости их движения 1,0 – 1,2 м/с степень улавливания составляет 99 – 99,8%.

Устанавливаем горизонтальный двухсекционный электрофильтр ЭГА2-48-12-6-4 [11] с следующими характеристиками:

- количество газовых проходов – 48 шт;
- номинальная высота электродов – 12 м;
- количество последовательно установленных полей – 4 шт;
- площадь активного сечения – 155,8 м²;
- общая площадь осаждения – 18000 м².
- активная длина поля 3,84 м;
- длина 22740 мм;
- ширина 15200 мм;
- высота 19900 мм.

Уточненная скорость дымовых газов, м/с

$$U_{\text{ут}} = \frac{V}{z \cdot \omega_{\text{эф}}}, \quad (3.27)$$

$$U_{\text{ут}} = \frac{135,8}{155,8} = 0,87.$$

Теоретическая скорость дрейфа, м/с [10]

$$v_T = 0,25 \cdot (E \cdot E_{ок})^2 \cdot d, \quad (3.28)$$

где E – средняя напряженность поля, кВ/м;
 $E_{ок}$ – коэффициент обратной короны;
 d – диаметр угольной пыли при размоле в мельнице;

$$v_T = 0,25 \cdot (280 \cdot 1)^2 \cdot 16 \cdot 10^{-6} = 0,31.$$

Коэффициент вторичного уноса

$$K_{ун} = K_n \cdot K_{эл} \cdot K_{вс} \cdot [1 - 0,25 \cdot (u - 1)], \quad (3.29)$$

где K_n – коэффициент высоты электрода;
 $K_{эл}$ – тип электродов;
 $K_{вс}$ – учитывает влияние режима встряхивания;

$$K_{ун} = 0,625 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot [1 - 0,25 \cdot (0,87 - 1)] = 0,84.$$

Параметр золоуловителя Π_p

$$\Pi_p = 0,2 \cdot K_{ун} \cdot \sqrt{\frac{v}{U_{ур}}} \cdot \frac{n \cdot L_n}{t}, \quad (3.30)$$

где n – число полей, шт;
 L_n – длина одного поля, м;
 t – расстояние между коронирующим и осадительным элементами, м;

$$\Pi_p = 0,2 \cdot 0,84 \cdot \sqrt{\frac{0,31}{0,87}} \cdot \frac{4 \cdot 1,2}{0,15} = 3,2.$$

Проскок с учетом неравномерности

$$P_a = (1 + R \cdot \Delta U_{cp}^2) \cdot P_p, \quad (3.31)$$

где ΔU_{cp}^2 – средний квадрат отклонения скорости;
 R – коэффициент, отражающий влияние квадрата скорости;
 P_p – проскок при равномерном поле;

$$P_a = (1 + 12,46 \cdot 0,042) \cdot 0,001 = 0,0005.$$

Степень улавливания

$$\eta = (1 - j_n) \cdot \eta_a - j_n \cdot (\beta - 1) \cdot P_a, \quad (3.32)$$

где j_n – доля пылегазового потока вне поля;
 j_n – доля пылегазового потока в ослабленном поле;
 β – возрастание проскока в полуактивной зоне;

$$\eta = (1 - 0,001) \cdot (1 - 0,0005) - 0,05 \cdot (2 - 1) \cdot 0,0005 = 0,998.$$

Оптимальная пылеемкость, кг/м²

$$m_0 = 3 - 0,25 \cdot \lg p_v, \quad (3.33)$$

где p_v – удельное сопротивление;

$$m_0 = 3 - 0,25 \cdot 7,3 = 1,173.$$

Степень проскока поля электрофильтра

$$\eta_n = P^n, \quad (3.34)$$

где P – степень проскока через электрофильтр в целом;

$$\eta_n = 0,01^4 = 0,316.$$

Паузы между ударами, мин

$$\tau = 16,7 \cdot \frac{A_n \cdot m_0}{V \cdot C_{вх} \cdot \eta_{оч}}, \quad (3.35)$$

где A_n – поверхность осаждения, м²;
 $C_{вх}$ – запыленность на входе в поле, г/м²;
 $\eta_{оч}$ – степень очистки поля электрофильтра;

$$\tau = 16,7 \cdot \frac{4500 \cdot 1,173}{135,8 \cdot 30 \cdot (1 - 0,316)} = 31,6.$$

Расчетные интервалы времени встряхивания по полям

$$T_i = \kappa_i \cdot \tau, \quad (3.36)$$

где κ_i – соотношение интервалов встряхивания;

$$T_1 = 1 \cdot 31,6 = 31,6,$$

$$T_2 = 3,2 \cdot 31,6 = 101,3,$$

$$T_3 = 10 \cdot 31,6 = 316,$$

$$T_4 = 31,6 \cdot 31,6 = 1000,1.$$

Мощность электроагрегата, мА

$$J_n = J_A \cdot A_n, \quad (3.37)$$

где J_A – удельный ток, мА/м²;
 A_n – поверхность осаждения, м²;

$$J_n = 0,3 \cdot 4500 = 1350.$$

Выбираем агрегат АТПОМ-1600 [10]. Мощность агрегата питания электрофильтра одного поля, кВт · А [10]

$$W_n = J_n \cdot U, \quad (3.38)$$

где J_n – мощность электроагрегата, мА;
 U – среднее напряжение, кВ;

$$W_n = 1350 \cdot 0,1 = 135.$$

На один м³ очищаемого газа потребляется мощность, кВт/м³

$$W_{1\text{м}^3} = \frac{W_n}{V}, \quad (3.39)$$

где W – мощность агрегата питания четырехпольного электрофильтра, кВт · А;
 V – объем дымовых газов, поступающих в электрофильтр, м³/с;

$$W_{1\text{м}^3} = \frac{4 \cdot 135}{135,8} = 4.$$

Разрез электрофильтра представлен на 4 листе графической части.
Расход летучей золы на входе в фильтр определяются по формуле, кг/ч

$$M_{зол}^{ex} = 0,01 \cdot B \cdot \left(a_{yn} \cdot A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} \right), \quad (3.40)$$

где $a_{yn} = 0,95$ – доля золы уносимая газами [8];
 A^p – зольность топлива, %;
 $q_4 = 1$ % – потеря с механическим недожогом [8];
 B – расход сжигаемого топлива, кг/ч;

$$M_{зол}^{ex} = 0,01 \cdot 37486,1 \cdot \left(0,95 \cdot 7 + 1 \cdot \frac{21056}{32700} \right) = 2734,2 = 2,734 \text{ т/ч.}$$

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/ч

$$M_{зол}^{вых} = M_{зол}^{ex} \cdot \frac{100 - \eta_{зy}}{100}, \quad (3.41)$$

где $\eta_{зy}$ – КПД электрофильтра, %;

$$M_{зол}^{вых} = 2734,2 \cdot \frac{100 - 99,5}{100} = 13,7 = 0,014 \text{ т/ч.}$$

3.4 Система золошлакоудаления

Удаление шлака из-под топки устанавливаемого котлоагрегата осуществляется непрерывно с помощью шнекового транспортера, передвигающегося в заполненной ванне. С транспортерами шлак сбрасывается на шлаковую дробилку, где дробится на куски не более 50 мм, затем поступает в смывной канал.

Для транспортирования золы и шлака за пределы станции применяются багерные насосы. Транспортирование шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу.

Суммарное количество золы и шлака, удаляемое с ТЭС, т/ч

$$M_{шл.з} = 0,01 \cdot B_{общ} \cdot \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700} \right) \cdot \left(1 - a_{yn} \cdot \frac{100 - \eta_{зy}}{100} \right), \quad (3.42)$$

где A^p – зольность топлива, %;
 $q_4 = 1$ % – потеря с механическим недожогом [8];

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

$a_{yn} = 0,95$ – доля золы, уносимая газами [8];

$\eta_{зy}$ – КПД золоуловителя, %;

$$M_{шл.з} = 0,01 \cdot 37,5 \cdot (7 + 1 \cdot \frac{21056}{32700}) \cdot (1 - 0,95 \cdot \frac{100 - 99,5}{100}) = 2,852.$$

Расход золы, т/ч

$$M_{зол} = M_{зол}^{вх} - M_{зол}^{вых}, \quad (3.43)$$

$$M_{зол} = 2,734 - 0,014 = 2,721.$$

Расход шлака, т/ч

$$M_{шл} = M_{шл.з} - M_{зол}, \quad (3.44)$$

$$M_{шл} = 2,852 - 2,734 = 0,118.$$

Расход воды, т/ч

$$M_в = 12 \cdot M_{шл} \cdot M_{зол}, \quad (3.45)$$

$$M_в = 12 \cdot 2,721 \cdot 0,118 = 3,839.$$

Расчетный расход пульпы, м³/ч

$$Q = \frac{M_{шл}}{\gamma_{шл}} + \frac{M_{зол}}{\gamma_{зол}} + \frac{M_в}{\gamma_в}, \quad (3.46)$$

где $\gamma_{шл} = 0,5$; $\gamma_{зол} = 0,4$; $\gamma_в = 1,0$ – соответственно удельный вес шлака, золы и воды, т/м³ [7];

$$Q = \frac{0,118}{0,5} + \frac{2,721}{0,4} + \frac{3,839}{1} = 10,875.$$

Устанавливаем багерную насосную с тремя насосами (один рабочий, один в ремонте, один в резерве).

Минимальный диаметр шлакозолопровода, м

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}}, \quad (3.47)$$

где $v = 1,5$ – расчетная скорость потока пульпы, м/с;
 Q – расход пульпы на багерный насос;

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 10,875}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,5}} = 0,051.$$

По расчетному расходу пульпы и с учетом возможного последующего расширения ТЭС выбираем багерный насос типа ГрТ 160/31,5 с характеристиками [3]:

- Производительность – 160 м³/ч;
- Напор – 31,5 м;
- Диаметр рабочего колеса – 325 мм;
- Мощность электродвигателя – 25 кВт;
- Частота вращения ротора – 1450 об/мин.

3.5 Система технического водоснабжения

Для ТЭЦ в городе Енисейск выбираем прямоточную систему водоснабжения. Среднегодовая температура воды в реке Енисей составляет 5°С.

В технологическом процессе выработки тепла и электрической энергии вода является, во-первых, рабочим телом термодинамического цикла; во-вторых, она служит в качестве теплоносителя, при помощи которого огромные количества тепла перемещаются на станции от более нагретых тел к менее нагретым.

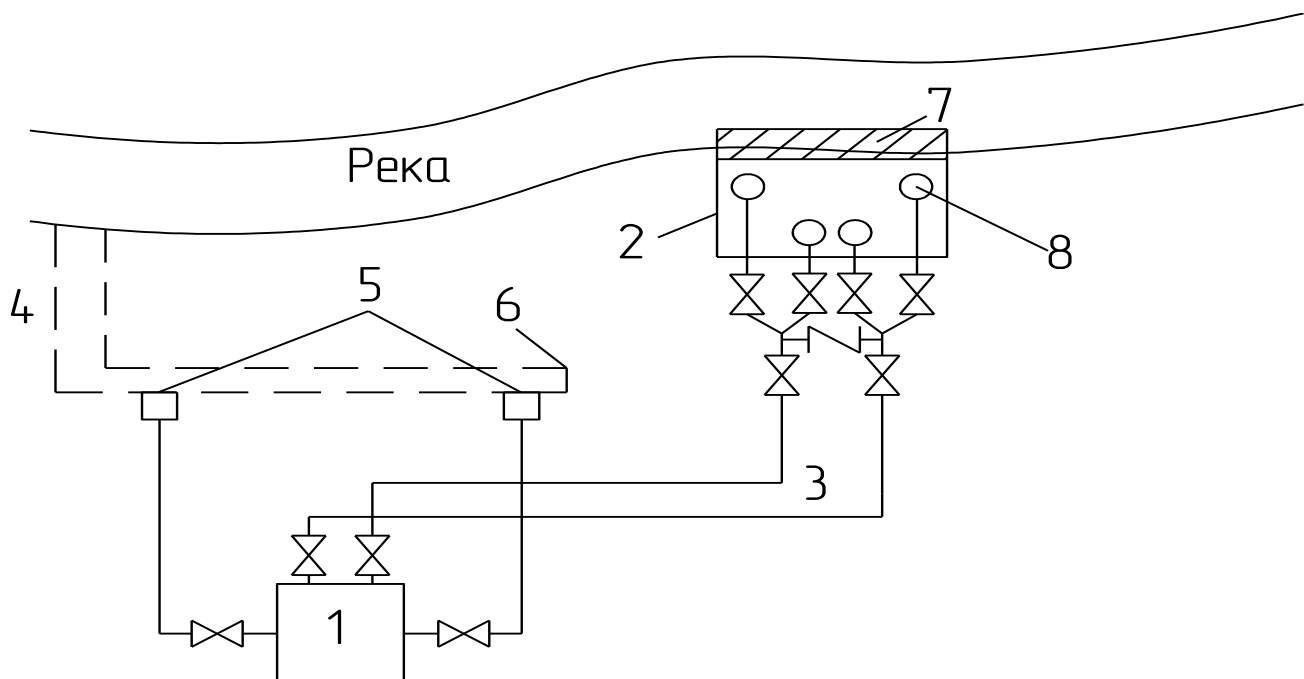
Воду расходуют также в больших количествах для хозяйственных и бытовых нужд. Расход воды зависит от типа электростанции, рода сжигаемого топлива, типа и мощности установленного оборудования, температуры воды, применяемой для охлаждения, степень совершенства эксплуатации станции.

Выбираем прямоточную систему водоснабжения, при которой вода из реки подается однократно в конденсатор турбин и затем возвращается в реку несколько ниже по течению.

При прямоточном водоснабжении подача воды на станцию может быть осуществлена по следующей схеме. Для забора воды из реки устанавливается береговая насосная станция с циркуляционными насосами и водоприемником. Вода из БНС поступает в машинный зал главного корпуса станции по циркуляционным водоводам. Сброс воды из конденсаторов производят в самотечный водоотводящий канал, по которому вода отводится в реку ниже по течению.

Установка с самотечным каналом очень удобна в эксплуатации, и стоимость ее сооружения относительно не велика. Расход электроэнергии на привод циркуляционных насосов меньше, чем при других схемах, за счет сокращения длины трубопроводов и связанного с этим снижения гидравлических потерь.

Схема прямоточного водоснабжения приведена на рисунке 3.3.



1 – конденсатор; 2 – центральная насосная; 3 – напорные магистрали; 4 – сливной канал; 5 – сливные колодцы; 6 – переключательный колодец; 7 – водоочистительные решетки; 8 – циркуляционные насосы.

Рисунок 3.3 – Принципиальная схема прямоточного водоснабжения

Преимуществом этой схемы является возможность более удобного регулирования подачи воды путем сокращения количества работающих насосов, что значительно снижает расход электроэнергии на их привод.

Одним из условий работы такой системы водоснабжения является превышение дебита естественного источника не менее чем в 3-4 раза потребностей электростанции для избежания сильного изменения температуры исходной воды.

4 Общая часть

4.1 Генеральный план

Генеральный план - план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план данной электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус, включающий в себя турбинное и котельное отделение, электрический щит управления, мазутное хозяйство, распределительное устройство открытого типа, дымовую трубу, химводоочистку, систему технического водоснабжения, масляное хозяйство, служебные помещения, здания и сооружения подсобного назначения - мастерские, гаражи, пожарную охрану, а так же автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации и т.д. Все здания и сооружения размещаются в пределах основной ограды электростанции [7].

Основным требованием при проектировании ТЭС является наиболее компактное расположение сооружений на площадке, благодаря чему снижается стоимость строительства и протяженность коммуникаций.

При составлении генплана ТЭС необходимо руководствоваться принципом расположения сооружений и объектов в соответствии с последовательностью технологического процесса. Со стороны турбинного отделения параллельно главному зданию размещается главное распределительное устройство.

Генплан проектируемой ТЭЦ предусматривает возможность последующего расширения станции, для чего со стороны главного здания и прочих основных сооружений со стороны временного торца нет объектов, препятствующих расширению. Между зданиями, сооружениями и установками в генплане предусмотрены необходимые пожарные разрывы и проезды. На территории электростанции высаживаются зеленые насаждения [7].

К помещениям машинного зала и котлоагрегата, к открытому распределительному устройству и повышающим трансформаторам, к приемно-разгрузочному устройству топливоподачи, к складам масла и других материалов и оборудования обеспечен подвод автомобильных дорог.

Генеральный план проектируемой ТЭЦ представлен на 2 листе графической части.

4.2 Компоновка главного корпуса

Главным корпусом электростанции называют главное ее здание, в котором размещают основное и связанное с ним вспомогательное оборудование. В главный корпус подается топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения отработавшего пара турбоагрегатов и для других целей. Из главного корпуса отводится охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы котла, выводится конечная продукция - электрическая энергия.

Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительных конструкций. При выборе компоновки главного корпуса основным является принцип размещения оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса. В состав главного корпуса входят два основных помещения (отделения): котельное и турбинное (машинный зал) и, кроме того, так называемое промежуточное помещение между котельным и турбинным помещениями для различного вспомогательного оборудования [7].

Поперечный разрез главного корпуса включает:

- котельное отделение;
- машинное отделение;
- бункерно-деаэрационное помещение;
- отделение электрофильтров.

В котельном отделении энергетические котлы установлены в бесподвальном помещении. На современных электростанциях принято однорядное размещение котлоагрегатов в здании.

Котлы установлены на собственном каркасе и при этом установлено два мостовых крана, предназначенных для монтажа и эксплуатации оборудования. В котельном отделении на нескольких отметках предусмотрены ремонтные зоны для транспортировки и размещения при ремонте материалов, также предусмотрен автомобильный въезд. Дымосос и дымовая труба расположены на уровне земли, вблизи наружной стены помещения котлоагрегатов.

Машинное отделение разделяется по высоте на два помещения: в верхнем установлены турбоагрегаты, в нижнем - конденсационном размещен фундамент турбоагрегата, конденсаторы и вспомогательное оборудование, регенеративные и сетевые подогреватели и другие теплообменники, питательные, конденсатные, дренажные и прочие насосы.

Между верхним помещением турбоагрегатов и нижним, конденсационным, сплошного перекрытия не выполняют, что позволяет обслуживать мостовым краном, не только турбоагрегаты, но и вспомогательное оборудование в конденсационном отделении.

Вокруг турбоагрегатов устраивают площадки обслуживания, соединяемые переходами с галереями, идущими вдоль колонн и стен машинного зала.

Турбоустановка скомпонована по «островному» принципу. Турбина и генератор установлены на своем фундаменте, не связанным с другими строительными конструкциями, чтобы вибрация турбоагрегата не передавалась на них. Для обслуживания вспомогательного оборудования предусмотрены промежуточные площадки на двух уровнях, между площадкой обслуживания турбины и полом конденсационного помещения. В машинном зале принято поперечное размещение турбоагрегатов.

Конденсатор располагается под фундаментом вдоль оси. Регенеративные подогреватели установлены по бокам турбины. Сетевые подогреватели размещены с учетом удобной трассировки теплопроводов. В турбинном отделении выполнен подвал для прокладки в нем циркуляционных водоводов и

других трубопроводов, для установки конденсационных насосов. Также установлены два мостовых электрических крана, с временного торца предусмотрен автомобильный въезд.

В промежуточном помещении находятся деаэраторы с баками и вспомогательное оборудование. Кроме того, в нем размещают РОУ и БРОУ, трубопроводы, электрическое распределительное устройство собственного расхода и тепловые щиты.

Подземная часть главного корпуса запроектирована в сборном и монолитном железобетоне: фундаменты здания выполняются сборными, а фундаменты под оборудование - сборными и сборно-монолитными. В машинном и деаэрационном отделениях по всей площади устраивается силовой пол в виде сплошной монолитной железобетонной плиты, на которую опираются стойки перекрытия конденсационного подвала и различное оборудование.

Котельное и турбинное оборудование размещено в разных помещениях по следующим причинам [7]:

- необходимостью обеспечения повышенной чистоты помещения турбогенераторов, нуждающихся в особом наблюдении за состоянием зазоров и вращающихся узлов;
- из-за стремления разделить взрывоопасное оборудование;
- из-за разной высоты котельного и турбинного оборудования, разных их габаритов и веса основных частей, что приводит к применению неодинаковых грузоподъемных механизмов.

Поперечный разрез главного корпуса представлен на 3 листе графической части.

5 Охрана окружающей среды

5.1 Общая характеристика

Тепловые электрические станции оказывают сильное влияние на состояние водного и воздушного бассейнов в районе их расположения. Место расположения проектируемой ТЭЦ находится в г. Енисейске. Поскольку проектируемая ТЭЦ работает по тепловому графику, наибольшее количество выбросов вредных веществ происходит в зимнее время.

К основным мероприятиям по обеспечению чистоты воздушного бассейна и должным санитарно-гигиеническим условиям в г. Енисейске и прилегающих населенных пунктов относится: устройство высокой дымовой трубы, создание санитарно-защитных зон между электростанцией и жилым массивом.

Установка сероулавливающего устройства не предусматривается, так как содержание окислов серы в сжигаемом топливе весьма низкое.

В период неблагоприятных метеорологических условий (штиль, туман, неблагоприятное направление ветра или сочетание этих факторов), способствующих накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрасти. В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляются предупреждения трех ступеней, которым соответствуют три режима электростанции в период неблагоприятных метеоусловий.

Предупреждение первой степени составляет при ожидании концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. В данном режиме работы принятые мероприятия обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ без снижения нагрузки ТЭЦ, то есть учитывается мероприятия общего характера: усиление контроля за режимом горения; прекращения работ, связанных с выделением вредных веществ в атмосферу; проверка нагрузок на котлах в соответствии с режимными картами; прекращение испытаний котлов, связанных с изменением технологического процесса, приводящего к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Предупреждение второй степени составляется при ожидании концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ свыше 3 ПДК. При втором режиме работы предусматривается сокращение концентрации на 20%. Эти мероприятия включают в себя все вышеперечисленные мероприятия. А также незначительное снижение нагрузки котлов.

При третьем режиме работы котла, ожидаются концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше 5 ПДК, мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном на 40%. При этом режиме планируется снижение тепловых нагрузок.

Для защиты природных вод от загрязнения и рационального использования воды в народном хозяйстве предусмотрены следующие технические решения, направленные на сокращение водопотребления и ликвидацию выбросов: обработка промышленных стоков, загрязненных нефтепродуктами; установка

расширителей непрерывной продувки; повторное использование очищающих стоков в цикле ТЭЦ и т.д.

5.2 Расчет выбросов и выбор дымовой трубы

Выбор высоты и количества дымовых труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало ПДК вредных примесей.

Выбросы золы M_z , г/с, определяем по формуле

$$M_z = 10 \cdot B \cdot \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_p^h}{32,7} \right) \cdot \alpha_{yh} \cdot (1 - \eta_{zy}), \quad (5.1)$$

$$M_z = 10 \cdot 10,4 \cdot \left(7 + 7 \cdot \frac{21,056}{32,7} \right) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,995) = 3,8.$$

Выбросы оксидов азота M_{NO_2} , г/с, определяем по формуле

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot K \cdot \beta_1 \cdot B \cdot Q_p^h \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100} \right), \quad (5.2)$$

где B – расход топлива, кг/с;

β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления [7];

K – коэффициент, зависящий от режима работы котла, кг/т;

$$K = \frac{12 \cdot D_{ne}}{200 + D_{ne}}, \quad (5.3)$$

где D_{ne} – паропроизводительность котла, т/ч;

$$K = \frac{12 \cdot 76}{200 + 76} = 3,3,$$

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 3,3 \cdot 0,55 \cdot 10,4 \cdot 21,056 \cdot \left(1 - \frac{1}{100} \right) = 13,4.$$

Выбросы оксидов серы M_{SO_2} , г/с, определяем по формуле

$$M_{SO_2} = 20 \cdot B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \quad (5.4)$$

где η'_{SO_2} – доля оксидов серы, которая улавливается летучей золой в газоходах котла;

η''_{SO_2} – доля оксидов серы, которая улавливается в золоуловителе.

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 10,4 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 187,4.$$

Приведенную массу вредных примесей M , г/с, определяем по формуле

$$M = M_{SO_2} + M_{NO_2} \cdot \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}} + M_3 \cdot \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_3}, \quad (5.5)$$

где ПДК_{SO2}, ПДК_{NO2}, ПДК₃ – предельно допустимая концентрация оксидов серы, оксидов азота и золы соответственно, мг/м³;

$$M = 187,4 + 13,4 \cdot \frac{0,15}{0,085} + 3,8 \cdot \frac{0,15}{0,15} = 214,9.$$

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

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества C_m , мг/м³, при выбросе газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии x , м, от источника и определяется по формуле

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{H^2} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta t}}, \quad (5.6)$$

где A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы;

n – количество дымовых труб, шт;

V – объем удаляемых дымовых газов через трубу;

Δt – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, для газообразных вредных веществ и мелкодисперсных аэрозолей (пыли, золы) $F = 1$;

m – безразмерный коэффициент, учитывающий условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}}, \quad (5.7)$$

где f – безразмерный коэффициент;

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_0 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta t}, \quad (5.8)$$

где $D = 8,4$ – диаметр устья трубы, м;

$\omega_0 = 40$ – средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника выброса, м/с [7];

$$f = \frac{10^3 \cdot 40 \cdot 8,4}{200^2 \cdot 135} = 0,062,$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,062} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,062}} = 1,205,$$

$$C_m = \frac{200 \cdot 214,9 \cdot 1 \cdot 1,205}{200^2} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{135,8 \cdot 135}} = 0,049.$$

Так как $C_m < ПДК_{SO_2}$, то дымовая труба высотой 200 м удовлетворяет требованиям.

Эффективную высоту выбросов дымовой трубы $H_{эф}$, м, определяем по формуле

$$H_{эф} = H + 1,9 \cdot \frac{D \cdot \omega_0}{v \cdot \varphi}, \quad (5.9)$$

где v – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли, принимаем равной 5 м/с [7];

φ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы, принимаем равным 1,63;

$$H_{эф} = 200 + 1,9 \cdot \frac{8,4 \cdot 40}{5 \cdot 1,63} = 278,3.$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе рассмотрен проект комплексного энергообеспечения г. Енисейска. Проект заключается в строительстве ТЭЦ с установленной электрической мощностью 60 МВт и тепловой мощностью 100 Гкал/ч в г. Енисейске Красноярского края с целью замещения тепловых мощностей малоэффективных угольных котельных.

Размещение новой ТЭЦ произведено при минимальном влиянии на экологию.

Данный проект включает в себя следующие расчеты:

- расчет срока окупаемости, который составил десять лет;
- расчет принципиальной тепловой схемы, в результате которого были определены параметры пара отборов паровой турбины, а также его расход на регенеративный подогрев основного конденсата и питательной воды;
- расчет технико-экономических показателей работы станции, в результате которого были определены УРУТ проектируемой ТЭЦ;
- расчет и выбор оборудования станции;
- в разделе охраны окружающей среды произведен расчет выбросов и выбор дымовой трубы для рассеивания с учетом установки электрофилтра.

Результаты расчетов показали высокую эффективность данного проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Астраханцева, И.А. Экономическая оценка технических решений: Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности 1005 - «Тепловые электрические станции» / Сост. И.А. Астраханцева; КГТУ. - Красноярск, 1998. - 27 с.
2. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов) / Е. А. Бойко, А. А. Шпиков. – Красноярск: КГТУ, 2003. - 230 с.
3. Тепловые и атомные электрические станции : Справочник / В. И. Абрамов [и др.]; под общ. ред. В. А. Григорьев, В. М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. ВНТП 81 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. – М. : Минэнерго СССР, 1981. – 61 с.
5. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции / В. Я. Рыжкин – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
6. Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – М. : Энергия, 1980. – 425 с.
7. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 136 с.
8. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла) : учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
9. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок): Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 71 с.
10. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (расчет систем пылеприготовления и горелочных устройств котельных агрегатов): Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 45 с.
11. Рихтер, Л. А. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций / Л. А. Рихтер, Д. П. Елиазаров, В. М. Лавыгин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 218 с.

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

Политехнический институт
Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Е.А. Бойко

« 7 » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Проект комплексного энергообеспечения г. Енисейска

Руководитель



6.07.2020

подпись, дата

доцент, к.т.н.

С.Р. Янов

Выпускник



5.07.2020

подпись, дата

П.И. Кокорин

Технический контроль



7.07.2020

подпись, дата

Е.А. Бойко

Нормоконтролер



07.07.2020

подпись, дата

П.В. Шишмарев

Красноярск 2020