

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

«__» _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Проект ТЭЦ 360 МВт

Руководитель	_____	<u>профессор, д.т.н.</u>	<u>С.А. Михайленко</u>
	подпись, дата		
Выпускник	_____		<u>А.В. Гнездюков</u>
	подпись, дата		
Технический контроль	_____		<u>С.А. Михайленко</u>
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		<u>П.В. Шишмарев</u>
	подпись, дата		

Красноярск 2019

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

«__» _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме _____ бакалаврской работы _____

Студенту Гнездюкову Антону Владимировичу

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ЗФЭ 14-01Б Направление (специальность)

13.03.01

(код)

Теплоэнергетика и теплотехника

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Проект ТЭЦ 360 МВт

Утверждена приказом по университету № 7179/с от 23 мая 2019 года

Руководитель ВКР С.А. Михайленко, профессор кафедры ТЭС ПИ СФУ

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР электрическая нагрузка 360 МВт, максимальный расход пара на производство 300 т/ч, максимальная тепловая нагрузка 270 МВт, топливо Бородинский уголь, место строительства г. Новосибирск

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

Перечень графического материала

Лист 1. Принципиальная тепловая схема

Лист 2. Поперечный разрез главного корпуса

Лист 3. Генеральный план

Лист 4. Принципиальная схема топливоподачи

Лист 5. Электрофильтр

Руководитель ВКР

подпись

С.А. Михайленко

Задание принял к исполнению

подпись

А.В. Гнездюков

« ____ » _____ 2019 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект ТЭЦ 360 МВт» содержит 77 страниц текстового документа, 14 использованных источников, 5 листов графического материала.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ОБОРУДОВАНИЕ, НАДЕЖНОСТЬ, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Место строительства – г. Новосибирск.

Цели строительства:

- ввод современных, экономичных и экологичных мощностей;
- улучшение экологической ситуации в Новосибирске;
- повышение надежности теплоснабжения Новосибирска;
- ликвидация дефицита тепловой энергии.

В результате расчетов и анализа определен наиболее оптимальный вариант оборудования для строительства и произведена экономическая оценка проекта.

Произведен расчет принципиальной тепловой схемы и технико-экономических показателей. Выбрано вспомогательное оборудование в пределах тепловой схемы. Спроектировано техническое водоснабжение, золоочистка, золошлакоудаление, а также топливное хозяйство. В качестве индивидуального задания рассмотрены мероприятия по надежности работы котлоагрегатов. Также рассмотрены вопросы воздействия ТЭС на окружающую среду.

Полученные результаты расчётов показали техническую и экономическую привлекательность рассматриваемого проекта строительства.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Экономическая часть	4
1.1 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции макроэкономики.....	4
1.2 Расчёт капитальных вложений	5
1.3 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции микроэкономики	7
1.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений	12
2 Расчетная часть.....	14
2.1 Расчет тепловой схемы турбины КТ-120-12,8	14
2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции	32
2.3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	36
3 Общая часть	42
3.1 Система технического водоснабжения	42
3.2 Система золоочистки	45
3.3 Система золошлакоудаления	52
3.4 Система топливоподачи	53
3.5 Генеральный план и компоновка главного корпуса.....	57
4 Индивидуальное задание.....	60
4.1 Предупреждение повреждений барабанов и коллекторов.....	60
4.2 Предупреждение повреждений элементов поверхностей нагрева котлов.....	63
4.3 Предупреждение повреждений пароперегревателей	64
4.4 Предупреждение повреждений экономайзеров	66
4.5 Предупреждение повреждений воздухоподогревателей	67
5 Охрана окружающей среды.....	69
5.1 Общие положения	69
5.2 Влияние производства и электроустановок на окружающую среду	70
5.3 Мероприятия по охране воздушного бассейна	70
5.4 Расчет выбросов и выбор дымовой трубы.....	71
5.5 Охрана водного бассейна	74
Заключение	76
Список использованных источников	77

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с актуализированной схемой теплоснабжения города Новосибирска, в зонах перспективной застройки прогноз прироста теплопотребления (без учета потерь в тепловых сетях) составит около 1400 Гкал/ч.

Теплоснабжение перспективных потребителей предлагается обеспечивать от источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии – ТЭЦ.

В настоящей работе рассмотрен проект строительства ТЭЦ мощностью 360 МВт с максимальной тепловой нагрузкой 270 МВт и максимальным отбором пара на производство 300 т/ч, в городе Новосибирске.

Так как в Новосибирск начались поставки бурого угля Канско-Ачинский угольного бассейна, то предлагается построить ТЭЦ, работающую на Бородинском буром угле.

Новая ТЭЦ с возможностью последующего расширения позволит покрыть растущие тепловые нагрузки в городе с учетом закрытия малых неэффективных котельных и с минимальной нагрузкой на экологическую обстановку в городе.

1 Экономическая часть

1.1 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции макроэкономики

Техническое решение по составу основного оборудования может приниматься в результате экономической оценки, исходя с позиции макроэкономики, обеспечивающей взаимоувязку отраслевых интересов топливно-энергетического комплекса и народного хозяйства в целом [13].

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 1.1.

Таблица 1.1 – Исходных данных к расчету

Наименование показателя	Значение показателя
Место проектирования ТЭЦ	Новосибирск
Вид топлива	Бородинский бурый уголь
Максимальные тепловые нагрузки потребителей, Гкал/час: а) в паре б) в горячей воде	649,5 232,2
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 б) в горячей воде	4800 4000
Электрическая нагрузка потребителей, МВт	360
Число часов использования максимума электрической нагрузки, час/год	6500
Число часов использования номинальной установленной мощности ТЭЦ, час/год	6500
Производительность энергетического котла, т/час	500
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 принимаем три турбины КТ-120-12,8 (вариант 1) и шесть турбины ПТ-60/75-130/13 (вариант 2).

Приведенные затраты на ТЭЦ представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Приведенные затраты на ТЭЦ

№ варианта	Связь по электроэнергии, млн.кВт×ч		Затраты на перетоки электроэнергии, млн.руб.	Приведенные затраты по ТЭЦ, млн.руб.
	Полезный отпуск электроэнергии с ТЭЦ	Передача в систему и из системы		
1	2243,1	96,9	179,31	5931,09
2	2248,3	91,7	169,70	6226,38

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.;

$$\mathcal{E}_{\text{макр.}} = 6226,38 - 5931,09 = 295,29.$$

Определим расхождение между вторым и первым вариантами, %

$$\frac{Z^c - Z^p}{Z^c} \cdot 100\%,$$

$$\frac{6226,38 - 5931,09}{6226,38} \cdot 100\% = 4,74.$$

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

1.2 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, принимаем 160;

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;

$$K_N = 11,34 + 60 \cdot 0,0149 = 12,23,$$

$$K_1 = ((18,5 + 2 \cdot 8,55) + (15,71 + 2 \cdot 8,4) + 12,23) \cdot 1 \cdot 160 = 14199,04,$$

$$K_2 = ((10 + 5 \cdot 5,27) + (15,71 + 4 \cdot 8,4) + 12,23) \cdot 1 \cdot 160 = 15405,76.$$

1.3 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.

Таблица 1.3 – Исходные данные к расчету себестоимости

Показатели состава оборудования	Условные обозначения	1 вариант 3× КТ-120-12,8	2 вариант 6× ПТ-60/75-130/13
Полезный отпуск электроэнергии с ТЭЦ, млн. кВт/ч	$\mathcal{E}_{\text{отп}}$	2243,1	2248,3
Годовое производство тепла на ТЭЦ, тыс.Гкал	$Q_{\text{год}}$	4046	4046
Годовой расход топлива по ТЭЦ, тыс. т.у.т.	$B_{\text{тэц}}$	1151,32	1145,51
Расход топлива на производство э/э, тыс. т.у.т.	$B_{\text{э}}$	513,55	508,54
Расход топлива на производство т/э	$B_{\text{т}}$	637,76	636,97
Эксплуатационные расходы, млн.руб.	U	4047,9	4207,99
Затраты на топливо, млн.руб	$U_{\text{т}}$	1726,98	1718,26
Расход на амортизацию, млн.руб.	$U_{\text{ам}}$	1107,53	1201,65
Затраты на оплату труда, млн.руб.	$U_{\text{з/п}}$	456,3	473,2
Затраты на текущий ремонт, млн.руб.	$U_{\text{тр}}$	221,51	240,33
Прочие затраты, млн.руб.	$U_{\text{пр}}$	535,6	574,55

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 1.4 и 1.5.

Таблица 1.4 – 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	1726,98	553,76	159,70	110,75	–	2551,19	1135,63	1415,56
Машинный зал, ЭЦ	–	498,39	159,70	99,68	–	757,77	757,77	–
Общестанционные расходы	–	55,38	136,89	11,08	535,60	738,94	422,82	316,12
Всего по ТЭЦ	1726,98	1107,53	456,30	221,51	535,60	4047,90	2316,22	1731,68
Себестоимость электроэнергии, коп./кВт·ч								103
Себестоимость теплоэнергии, руб./Гкал								427,96

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.

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

$$z_{\text{тц}}^{\text{э/э}} = 2551,19 \cdot \frac{511,64}{1149,41} = 1135,63,$$

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

$$Z_{\text{тгц}}^{\text{т/э}} = 2551,19 - 1135,63 = 1415,56.$$

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

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

$$Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 738,94 \cdot \frac{1135,63 + 757,77}{2551,19 + 757,77} = 422,82,$$

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

$$Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = 738,94 - 422,82 = 316,12.$$

Расчет себестоимости электрической и тепловой энергии 1 варианта

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

$$c/c_{\text{э/э}}^{\text{рек}} = \frac{2316,22}{2243,08} = 1,03,$$

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

$$c/c_{\text{т/э}}^{\text{рек}} = \frac{1731,68 \cdot 1000}{3117,6 + 928,8} = 427,96.$$

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

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

$$Z_{\text{тгц}}^{\text{э/э}} = 2604,87 \cdot \frac{506,65}{1143,61} = 1154,02,$$

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

$$Z_{\text{т/э}} = 2604,87 - 1154,02 = 1450,85.$$

Таблица 1.5 – 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
ТТЦ и КЦ	1718,26	600,82	165,62	120,16	–	2604,87	1154,02	1450,85
Машинный зал, ЭЦ	–	540,74	165,62	108,15	–	814,51	814,51	–
Общестанционные расходы	–	60,08	141,96	12,02	574,55	788,61	454,00	334,61
Всего по ТЭЦ	1718,26	1201,65	473,20	240,33	574,55	4207,99	2422,53	1785,46
Себестоимость электроэнергии, коп./кВт·ч								108
Себестоимость теплоэнергии, руб./Гкал								441,25

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

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

$$Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 788,61 \cdot \frac{1154,02 + 814,51}{2604,87 + 814,51} = 454,$$

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

$$Z_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = 788,61 - 454 = 334,61.$$

Расчет себестоимости электрической и тепловой энергии 2 варианта

$$c/c_{\text{э/э}}^{\text{сop}} = \frac{Z_{\text{общ}}^{\text{э/э}}}{\mathcal{E}_{\text{опт}}}, \quad (1.14)$$

$$c/c_{э/э}^{соп} = \frac{2422,53}{2248,27} = 1,08,$$

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

$$c/c_{э/э}^{соп} = \frac{1785,46 \cdot 1000}{928,8 + 3117,6} = 441,25.$$

Как показывают расчеты, предпочтительнее 1 вариант, состоящий из установки трех турбин КТ-120-12,8.

При выборе котлоагрегата основным сравниваемым параметром является КПД и степень влияния на экологию. Марки котлоагрегатов, работающих на выбранном топливе и подходящих к устанавливаемым турбинам по параметрам и расходу пара сведены в таблицу 1.6.

Таблица 1.6 – Выбор котлоагрегата

№ варианта	Марка котлоагрегата	КПД, %	Способ шлакоудаления	Удельные выброс оксидов азота (NOx) за котлом, мг/нм ³
1	Е-500-13,8-560 БТ (БКЗ-500-140-1)	91,34	Твердое	300
2	Е-500-13,8-560 БВЖ (ТПЕ-427)	90,2	Жидкое	500

Как видно из таблицы 1.6, предпочтительнее 1 вариант, т.к. самый высокий КПД у котлоагрегата Е-500-13,8-560 БТ (БКЗ-500-140-1) при самом низком значении удельных выбросов оксидов азота (NOx), что свидетельствует о его высокой экономической и экологической эффективности. Для проектируемой ТЭС выбираем три котлоагрегата Е-500-13,8-560 БТ (БКЗ-500-140-1).

Экономический эффект на микроуровне, млн. руб./год

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

$$\mathcal{E}_{хоз} = (1,08 - 1,03) \cdot 2248,27 + (441,25 - 427,96) \cdot 4046,4 = 538,9.$$

Первый вариант является предпочтительным по себестоимости производства электроэнергии и теплотенергии, и на уровне ТЭС годовой экономический эффект составляет 538,9 млн. руб./год.

1.4 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 [13]

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

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);

$$D_{э/э} = (1,24 - 1,03) \cdot 2243,07 = 371,45.$$

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;

$$D_{м/э} = (748,92 - 427,96) \cdot 4046,4 \cdot 10^{-3} = 1039.$$

Результаты расчёта срока окупаемости капитальных вложений в проект ТЭЦ 360МВт сведены в таблицу 1.7.

Таблица 1.7 – Срок окупаемости капитальных вложений

Показатели	Расчетный период (год)									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Денежный поток по инвестиционной деятельности – кап. вложения (К), млн. руб.	-14199,04	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежный поток по основной деятельности, млн. руб.	0	1763,07	1763,07	1763,07	1763,07	1763,07	1763,07	1763,07	1763,07	1763,07
Амортизационные отчисления, млн. руб.	0	1107,531	1107,531	1107,531	1107,531	1107,531	1107,531	1107,531	1107,531	1107,531
Прибыль от продажи эл/энергии, млн. руб.	0	371,45	371,45	371,45	371,45	371,45	371,45	371,45	371,45	371,45
Прибыль от продажи т/э, млн. руб.	0	1039	1039	1039	1039	1039	1039	1039	1039	1039
Чистый денежный поток, млн. руб.	-14199,04	2517,99	2517,99	2517,99	2517,99	2517,99	2517,99	2517,99	2517,99	2517,99
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
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	-14199,04	2288,85	2079,86	1891,01	1719,78	1563,67	1420,14	1291,73	1173,38	1067,63
ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	-14199,04	-11910,19	-9830,33	-7939,32	-6219,54	-4655,87	-3235,73	-1944,00	-770,62	297,00

Так как ЧДД нарастающим итогом становится больше нуля на девятом году, следовательно, срок окупаемости проекта ТЭЦ с тремя турбоагрегатами КТ-120-12,8 и тремя котлоагрегатами БКЗ-500-140-1 составляет примерно девять лет.

2 Расчетная часть

2.1 Расчет тепловой схемы турбины КТ-120-12,8

2.1.1 Исходные данные для расчета

На основании заданных величин электрической и тепловой нагрузок, а также наличием отбора пара на производство, в качестве прототипа используем три двухцилиндровых конденсационных паровых турбины КТ-120-12,8 с двумя выхлопами в конденсатор, одноступенчатым регулируемым отбором пара на теплофикацию и нерегулируемым отбором пара на производство. Для покрытия максимальной тепловой нагрузки устанавливаем теплофикационную установку, состоящую из пиковых бойлеров.

На ТЭЦ создаем схему с поперечными связями, т.е. пар от котлоагрегатов идет в общую магистраль острого пара, а затем к турбоагрегатам.

Принципиальная тепловая схема турбины КТ-120-12,8 представлена на рисунке 2.1 и на 1 листе графической части.

Система регенерации состоит из пяти подогревателей низкого давления, деаэратора и трёх подогревателей высокого давления. Слив конденсата из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный (без использования дренажных насосов) в деаэратор. Слив конденсата из подогревателей низкого давления (ПНД) №4 и 5 – каскадный в ПНД № 6 и из него дренажным насосом (ДН-2) в линию основного конденсата перед.

В схеме используется котел барабанного типа. Для уменьшения потерь тепла продувочная вода направляется в двухступенчатый расширитель непрерывной продувки, а затем – в регенеративный подогреватель химически очищенной воды из химводоочистки (ХВО) и сбрасывается в канализацию. Из расширителя первой ступени (РНП №1) выпар направляется в деаэратор, из расширителя второй ступени (РНП № 2) – в ПНД № 6.

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

Конденсат от ОУ, ОЭ, ПНД-7 и ПНД-8 каскадно сливается в конденсатор.

Восполнение потерь конденсата химочищенной водой осуществляется в деаэрационную установку.

Первый, второй, третий и четвертый отборы отбираются из цилиндра высокого давления турбины соответственно на подогреватели ПВД-1, ПВД-2, ПВД-3, ПНД-4. Из третьего отбора производится также отбор пара на деаэратор и промышленному потребителю. Обратный конденсат от промышленного потребителя поступает с помощью насоса обратного конденсата (НОК) в линию основного конденсата перед ПНД-6.

Пар из теплофикационного регулируемого отбора подаётся на сетевой подогреватель, устроенный непосредственно под турбиной. Регулирование давления пара теплофикационного отбора осуществляется регулирующими

клапанами, установленными на перепускных трубах из цилиндра высокого в цилиндр низкого давления. С этого отбора производится также отбор пара на ПНД-5.

Пятый, шестой и седьмой отборы осуществлены из цилиндра низкого давления турбины на подогреватели низкого давления ПНД-6,7,8. Слив дренажа из сетевого подогревателя производится дренажным насосом (ДН-1) в линию основного конденсата – перед ПНД-5.

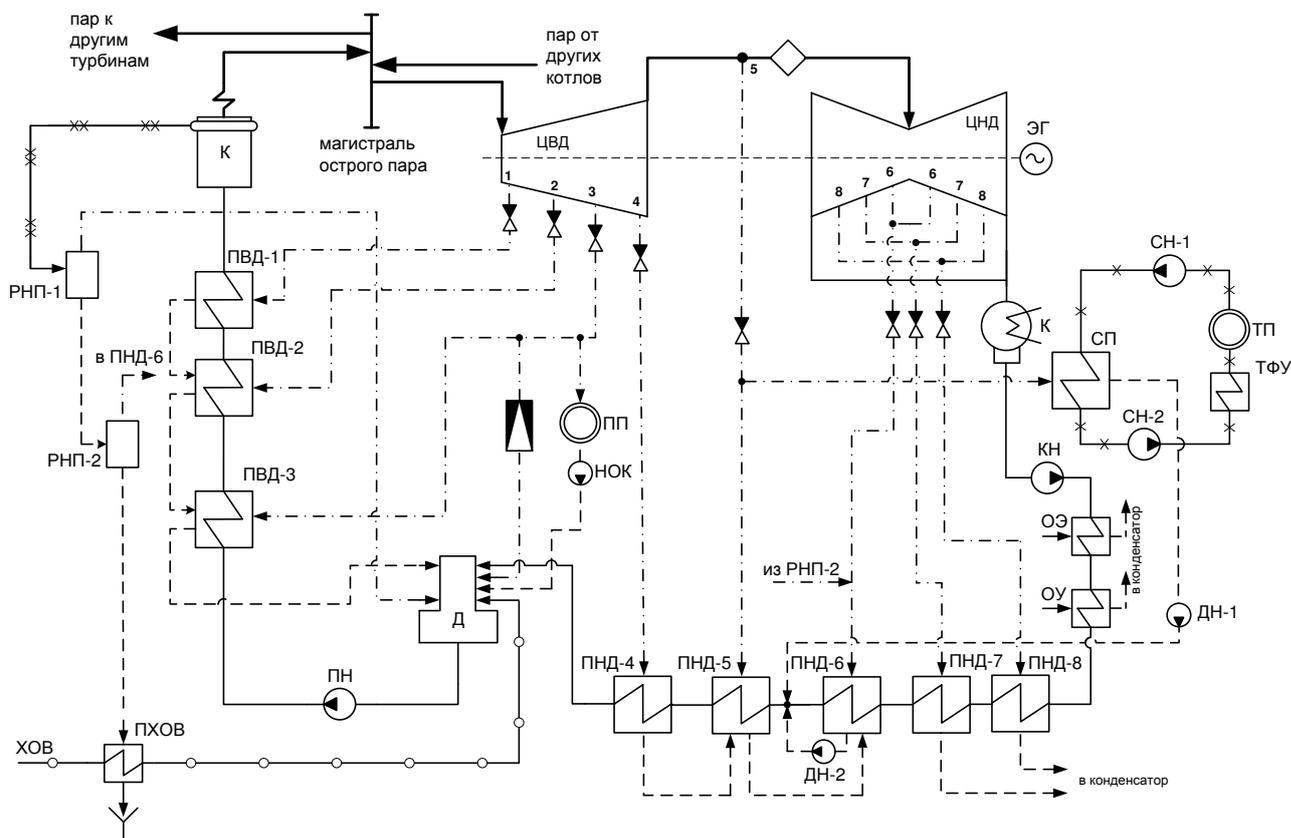


Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема турбины КТ-120-12,8

Заводские данные для турбины КТ-120-12,8 [1]:

Электрическая мощность:

номинальная	120 МВт
максимальная	145 МВт
Максимальная производительность теплофикационного отбора	220 ГДж/ч (61 МВт)
Максимальный отбор пара на производственные нужды	100 т/ч
Номинальный отбор пара на производственные нужды	60 т/ч
Начальные параметры пара:	
Давление P_0	12,8 МПа
Температура t_0	535°C
Давление в отборах:	
$P_{от61}$	3,335 МПа
$P_{от62}$	2,236 МПа
$P_{от63}$	1,49 МПа
$P_{от64}$	0,5 МПа
$P_{от65}$ (теплофикационный отбор)	0,2–0,4 МПа

$P_{отб6}$	0,24 МПа
$P_{отб7}$	0,086 МПа
$P_{отб8}$	0,019 МПа
Давление в конденсаторе турбины P_k	0,0034 МПа
Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам	
$\eta_{oi}^{ПВД}$	83%
$\eta_{oi}^{ПНД}$	80%
КПД дросселирования пара в регулирующих органах по отсекам	
$\eta_{др}^{ПВД}$	96%
$\eta_{др}^{ПНД}$	96%
Электромеханический КПД $\eta_{эм}$	97%
КПД транспорта $\eta_{тр}$	98%
Расход продувочной воды $\alpha_{пр}$	1,5% от $D_{пе}$
Расход пара на СН машинного отделения $\alpha_{сн}^{м3}$ [2]	1,2% от D_T
Расход пара на СН котельного цеха $\alpha_{сн}^{кп}$	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
Внутростанционные 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
Температурный график теплосети	150/70 °C

2.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды

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

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{max}}{C_w \cdot \Delta t}, \quad (2.1)$$

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

$$G_{св} = \frac{90000}{4,186 \cdot (150 - 70)} = 268,8.$$

Схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 2.2.

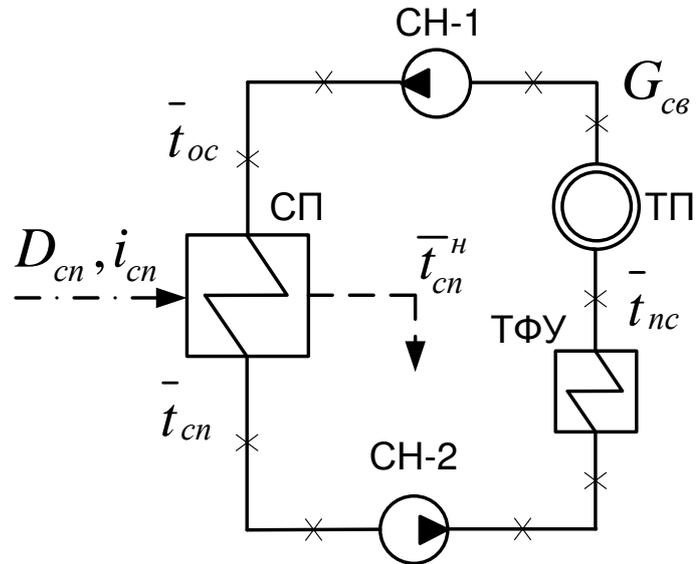


Рисунок 2.2 – Схема подогрева сетевой воды

Тепловую нагрузку в пиковый режим обеспечивает работа теплофикационной установки. Пар на ТФУ поступает от РОУ либо от производственного отбора при отсутствии максимальных нагрузок промышленного потребителя. Тепловую нагрузку ТФУ $Q_{мфy}$, МВт, определяем по формуле

$$Q_{мфy} = Q_{от}^{max} - Q_{отб}^{мyр}, \quad (2.2)$$

$$Q_{пвк} = 90 - 60 = 30.$$

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

$$\bar{t}_{oc} = t_{oc} \cdot C_g, \quad (2.3)$$

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

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

$$\bar{t}_{cn} = \bar{t}_{oc} + \frac{Q_{отб}^{мyр}}{G_{cv}}, \quad (2.4)$$

$$\bar{t}_{cn} = 293 + \frac{60000}{268,8} = 516,3.$$

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

$$t_{cn} = \frac{\bar{t}_{cn}}{C_e}, \quad (2.5)$$

$$t_{cn} = \frac{516,3}{4,186} = 123,3.$$

Принимая недогрев сетевой воды в сетевом подогревателе $\vartheta = 5^\circ\text{C}$ [3], температура насыщения конденсирующего пара сетевого подогревателя t_o^{cn-2} составляет 128,3 °С. Давление пара в корпусе сетевого подогревателя P_{cn}' составляет 2,57 бар [4].

Давление пара в теплофикационном отборе турбины $P_{cn}^{om\bar{o}}$ с учетом потери давления в трубопроводе 5% [3] составляет 2,71 бар [4].

2.1.3 Построение процесса расширения пара

Находим на i -s диаграмме точку A_0 по начальным параметрам пара. С учётом дросселирования пара в регулирующих органах цилиндра высокого давления давление пара на входе в проточную часть P_0' , МПа, определяем по формуле

$$P_0' = P_0 \cdot \eta_{op}^{iBД}, \quad (2.6)$$

где $\eta_{op}^{iBД} = 0,96$ – потери от дросселирования в цилиндре высокого давления;

$$P_0' = 12,8 \cdot 0,96 = 12,29.$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P_0' до давления P_1 , соответствующего давлению за цилиндром высокого давления, изображается линией $A'B_0$. При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “В” i_B , кДж/кг, определяем по формуле

$$i_B = i_{A'} - (i_{A'} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{iBД}, \quad (2.7)$$

где i_{B_0} – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения, кДж/кг [4];

$i_{A'}$ – энтальпия острого пара, кДж/кг [4];

$\eta_{oi}^{ИВД}$ – внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления;

$$i_B = 3434 - (3434 - 2620,8) \cdot 0,83 = 2759,1.$$

С учетом дросселирования пара в цилиндре низкого давления, давление в точке “В” P_1' , МПа, определяем по формуле

$$P_1' = P_1 \cdot \eta_{оп}^{ИВД}, \quad (2.8)$$

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

$$P_1' = 0,5 \cdot 0,96 = 0,48.$$

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

$$i_C = i_{B'} - (i_{B'} - i_{C_0}) \cdot \eta_{oi}^{ИВД}, \quad (2.9)$$

где $i_{B'}$ – энтальпия пара перед цилиндром низкого давления, кДж/кг [4];

i_{C_0} – теоретическая энтальпия пара за цилиндром низкого давления при давлении в конденсаторе P_k , кДж/кг [4];

$\eta_{oi}^{ИВД}$ – внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра низкого давления;

$$i_C = 2759,1 - (2759,1 - 2026,9) \cdot 0,8 = 2173,4.$$

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

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 2.3.

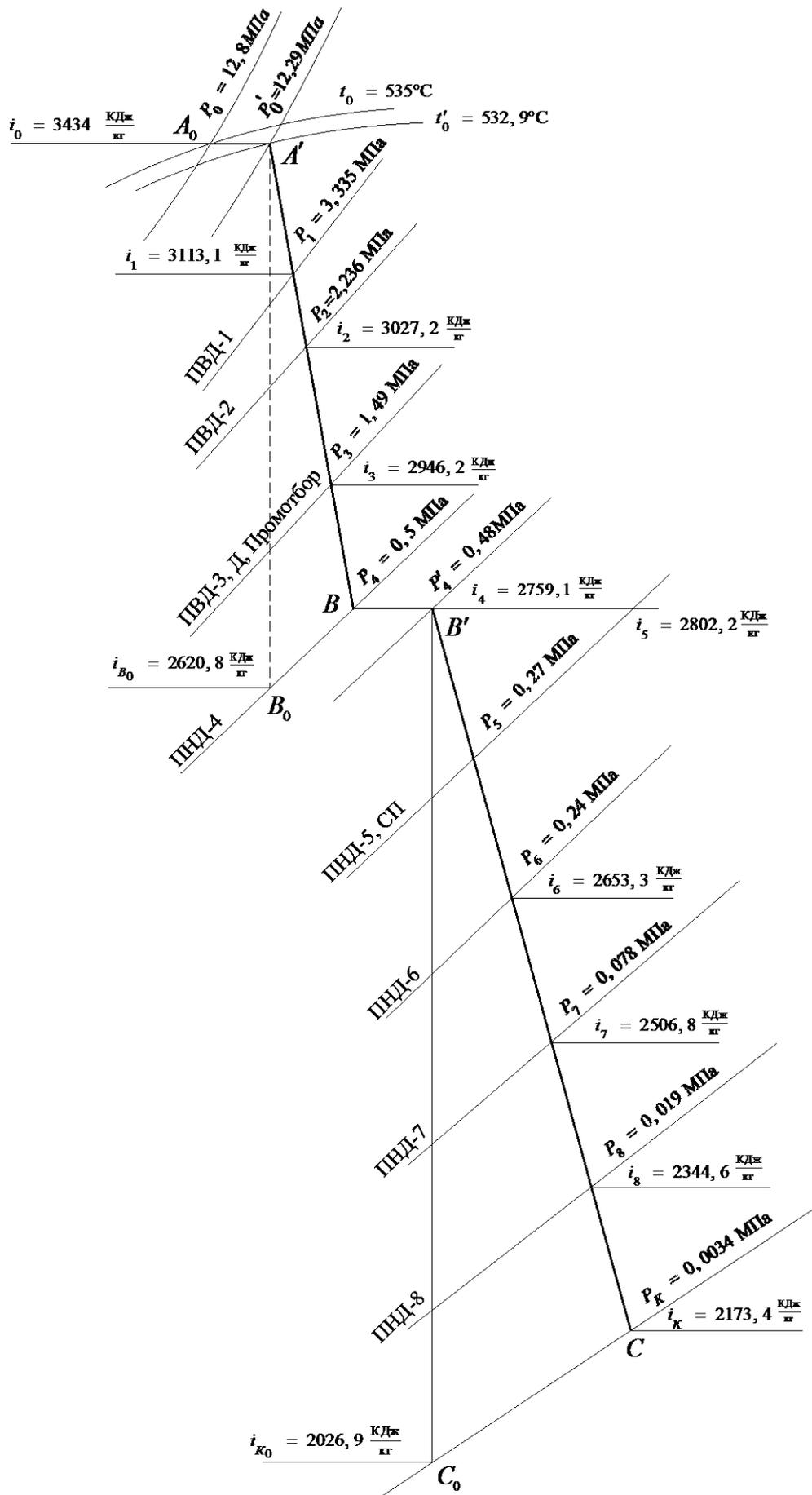


Рисунок 2.3 – Процесс расширения пара в турбине КТ-120-12,8

2.1.4 Определение параметров по элементам схемы

Давление пара в отборе на ПВД-1 составляет 3,32 МПа. Принимая потерю давления в паропроводе 5 % [3] находим давление пара у подогревателя, МПа

$$P_{ПВД1} = 3,335 \cdot 0,95 = 3,17. \quad (2.10)$$

Температура питательной воды за подогревателем с учётом недогрева, °С

$$t_{нв} = t_n - \theta = 236,9 - 2 = 234,9. \quad (2.11)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг

$$\bar{i}_{нв} = t_{нв} \cdot C_в = 234,9 \cdot 4,186 = 983,3. \quad (2.12)$$

Энтальпия греющего пара, кДж/кг [4]

$$i_{омб} = 3113,1. \quad (2.13)$$

Использованный теплоперепад на турбине, кДж/кг

$$h = i_0 - i_{омб} = 3434 - 3113,1 = 320,9. \quad (2.14)$$

Аналогичным образом рассчитываются параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД1	ПВД2	ПВД3	Д	ПНД4	ПНД5	СП	ПНД6	ПНД7	ПНД8	Конденсатор
Давление пара в отборе турбины, МПа	3,335	2,236	1,49	1,49	0,5	0,271	0,271	0,24	0,078	0,019	0,0034
Энтальпия греющего пара, кДж/кг	3113,1	3027,2	2946,2	2946,2	2759,1	2759,1	2759,1	2653,3	2506,8	2344,6	2173,4
Давление пара у подогревателя, МПа	3,168	2,124	1,415	0,6	0,475	0,257	0,257	0,228	0,074	0,018	0,0034
Температура конденсата (насыщения) греющего пара, °С	236,8	215,4	195,6	158,8	149,9	128,3	128,3	124,4	91,4	57,9	26,2
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1022,5	922,7	832,4	670,5	631,9	539,3	539,3	522,5	383	242,2	109,8
Температура воды за подогревателем, °С	234,9	213,5	193,6	158,8	145,9	124,3	123,3	120,4	87,4	53,9	–
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	983,3	893,5	810,3	664,9	610,8	520,4	16,3	504	366	225,4	–
Использованный теплоперепад, кДж/кг	320,9	406,8	487,8	487,8	674,9	674,9	674,9	780,7	927,2	1089,4	1260,6

2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Расход пара на сетевой подогреватель D_{cn} , кг/с, определяем по формуле

$$D_{cn} = \frac{Q_{cn}}{(i_{cn} - \bar{t}_{cn}^H) \cdot \eta_{то}}, \quad (2.15)$$

где $\eta_{то}$ – КПД теплообменника [3];

$$D_{cn} = \frac{60000}{(2759,1 - 539,3) \cdot 0,98} = 27,6.$$

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

$$y_{cn} = \frac{i_{cn} - i_k}{i_0 - i_k}, \quad (2.16)$$

$$y_{cn} = \frac{2759,1 - 2173,4}{3434 - 2173,4} = 0,465.$$

Коэффициент недоиспользования мощности производственного отбора y_{np} определяем по формуле

$$y_{np} = \frac{i_{np} - i_k}{i_0 - i_k}, \quad (2.17)$$

$$y_{np} = \frac{2946,2 - 2173,4}{3434 - 2173,4} = 0,613.$$

Принимая коэффициент регенерации K_p равным 1,164 [6], расход пара на турбину D_m , кг/с, определяем по формуле

$$D_m = K_p \cdot \left(\frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{np} \cdot D_{np} + y_{cn} \cdot D_{cn} \right), \quad (2.18)$$

где H_i – теплорепад, срабатываемый турбиной, кДж/кг;

$\eta_{эм}$ – электромеханический КПД, %;

$$D_m = 1,164 \cdot \left(\frac{120000}{1260,6 \cdot 0,97} + 0,465 \cdot 27,6 + 0,613 \cdot 6,9 \right) = 134,1.$$

2.1.6 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{эж} = 0,005 \cdot D_m, \quad (2.19)$$

$$D_{эж} = 0,005 \cdot 134,1 = 0,7.$$

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

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_m, \quad (2.20)$$

$$D_{упл} = 0,01 \cdot 134,1 = 1,3.$$

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

$$D_{ум} = \frac{\alpha_{ум}}{100} \cdot D_m, \quad (2.21)$$

где $\alpha_{ум}$ – доля потери конденсата, % [7];

$$D_{ум} = \frac{1,1}{100} \cdot 134,1 = 1,5.$$

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

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{МЗ} + \alpha_{сн}^{КЦ}}{100} \cdot D_m, \quad (2.22)$$

где $\alpha_{сн}^{МЗ}$ – расход пара на собственные нужды машинного отделения, % [6];

$\alpha_{сн}^{КЦ}$ – расход пара на собственные нужды котельного цеха, % [6];

$$D_{сн} = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 134,1 = 3,2.$$

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

$$D_{не} = D_m + D_{эж} + D_{упл} + D_{ум} + D_{сн}, \quad (2.23)$$

$$D_{не} = 134,1 + 0,7 + 1,3 + 1,5 + 3,2 = 140,8.$$

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

$$G_{np} = \frac{\alpha_{np}}{100} \cdot D_{нс}, \quad (2.24)$$

где α_{np} – коэффициент продувки котлоагрегата, % [6];

$$G_{np} = \frac{1,5}{100} \cdot 140,8 = 2,1.$$

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

$$G_{нс} = D_{нс} + G_{np}, \quad (2.25)$$

$$G_{нс} = 140,8 + 2,1 = 142,9.$$

2.1.7 Расчёт сепараторов непрерывной продувки

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

$$D_{c1} = \frac{G_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}'_{np})}{r_1}, \quad (2.26)$$

где \bar{t}_{np} – энтальпия воды в барабане котлоагрегата при P_{∂} , кДж/кг [4];

\bar{t}'_{np} – энтальпия продувочной воды, сливаемой из первой ступени расширителя, кДж/кг [4];

r_1 – теплота парообразования при давлении P_{∂} , кДж/кг [4];

$$D_{c1} = \frac{2,1 \cdot (1610,1 - 670,5)}{2085,6} = 0,9.$$

Схема расширителей непрерывной продувки представлена на рисунке 2.4.

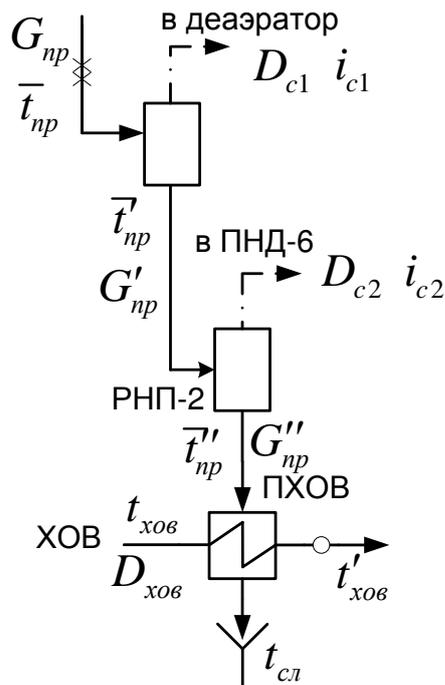


Рисунок 2.4 – Расчетная схема расширителей непрерывной продувки

Расход продувочной воды в расширитель второй ступени G'_{np} , кг/с, определяем по формуле

$$G'_{np} = G_{np} - D'_{от}, \quad (2.27)$$

$$G'_{np} = 2,1 - 0,9 = 1,2.$$

Из уравнений материального и теплового баланса для второй ступени расширителя количество вторичного пара D_{c2} , кг/с, определяем по формуле

$$D_{c2} = \frac{G'_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}'_{np})}{r_2}, \quad (2.28)$$

где \bar{t}_{np} – энтальпия продувочной воды, поступающей из 1 ступени, кДж/кг [4];
 \bar{t}'_{np} – энтальпия продувочной воды, сливаемой из 2 ступени, кДж/кг [4];
 r_2 – теплота парообразования при давлении P_6 , кДж/кг [4];

$$D_{c2} = \frac{1,2 \cdot (670,5 - 522,5)}{2189,7} = 0,1.$$

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

$$G''_{np} = G'_{np} - D''_{вт}, \quad (2.29)$$

$$G''_{np} = 1,2 - 0,1 = 1,1.$$

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

$$D_{хов} = G''_{np} + D_{ут} + D_{сн}, \quad (2.30)$$

$$D_{хов} = 1,1 + 1,5 + 3,2 = 5,8.$$

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

$$t'_{хов} = t_{хов} + \frac{G''_{np} \cdot (t''_{np} - t_{сл})}{D_{хов}}, \quad (2.31)$$

где t''_{np} – температура продувочной воды расширителя 2 ступени, °С [4];

$t_{хов}$ – температура химически очищенной воды на входе в ПХОВ, °С [7];

$t_{сл}$ – температура продувочной воды, сливаемая в техническую канализацию после подогревателя химически очищенной воды, °С [7];

$$t'_{хов} = 30 + \frac{1,1 \cdot (127,8 - 60)}{5,8} = 42,1.$$

2.1.8 Расчёт подогревателей высокого давления

Расчетная схема включения ПВД представлена на рисунке 2.5.

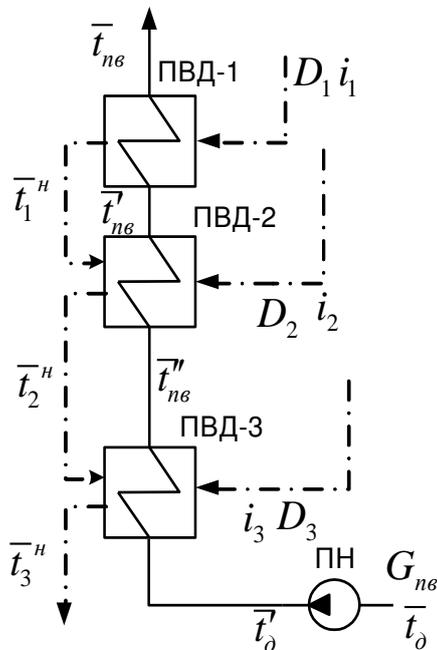


Рисунок 2.5 – Расчетная схема включения ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-1

$$D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_1'') \cdot \eta_{то} = G_{нс} \cdot (\bar{t}_{нс} - \bar{t}_{нс}') \quad (2.32)$$

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

$$D_1 = \frac{G_{нс} \cdot (\bar{t}_{нс} - \bar{t}_{нс}')}{(i_1 - \bar{t}_1'') \cdot \eta_{то}} \quad (2.33)$$

$$D_1 = \frac{142,9 \cdot (983,3 - 893,5)}{(3113,1 - 1022,8) \cdot 0,98} = 6,3.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2

$$(D_2 \cdot (i_2 - \bar{t}_2'') + D_1 \cdot (\bar{t}_1'' - \bar{t}_2'')) \cdot \eta_{то} = G_{нс} \cdot (\bar{t}_{нс}' - \bar{t}_{нс}'') \quad (2.34)$$

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

$$D_2 = \frac{G_{нс} \cdot (\bar{t}_{нс}' - \bar{t}_{нс}'') - D_1 \cdot (\bar{t}_1'' - \bar{t}_2'') \cdot \eta_{то}}{(i_2 - \bar{t}_2'') \cdot \eta_{то}} \quad (2.35)$$

$$D_2 = \frac{142,9 \cdot (893,5 - 810,3) - 6,3 \cdot (1022,8 - 810,3) \cdot 0,98}{(3027,2 - 922,7) \cdot 0,98} = 5,5.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-3

$$(D_3 \cdot (i_3 - \bar{t}_3^H) + (D_1 + D_2) \cdot (\bar{t}_2^H - \bar{t}_3^H)) \cdot \eta_{\text{то}} = G_{\text{нс}} \cdot (\bar{t}_{\text{нс}}^H - \bar{t}_0^H). \quad (2.36)$$

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

$$\Delta \bar{t}_{\text{пн}} = \frac{\Delta P \cdot \nu \cdot 10^2}{\eta_{\text{н}}}, \quad (2.37)$$

где ν – удельный объем воды, м³/кг [4];

$\eta_{\text{н}}$ – КПД питательного насоса, % [6];

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

$$\Delta P = P_{\text{н}} - P_0, \quad (2.38)$$

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

$P_{\text{н}}$ – давление на напоре, бар, определяем по формуле [4];

$$P_{\text{н}} = P_0 \cdot 1,4, \quad (2.39)$$

$$P_{\text{н}} = 130 \cdot 1,4 = 182,$$

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

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

Энтальпию питательной воды на входе в ПВД-3 с учетом нагрева ее в ПН \bar{t}_0^H , кДж/кг, определяем по формуле

$$\bar{t}_0^H = \bar{t}_0 + \Delta \bar{t}_{\text{пн}}. \quad (2.40)$$

$$\bar{t}_0^H = 670,5 + 25,5 = 696.$$

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

$$D_3 = \frac{G_{\text{нс}} \cdot (\bar{t}_{\text{нс}}^H - \bar{t}_0^H) - (D_1 + D_2) \cdot (\bar{t}_2^H - \bar{t}_3^H) \cdot \eta_{\text{то}}}{(i_3 - \bar{t}_3^H) \cdot \eta_{\text{то}}}, \quad (2.41)$$

$$D_3 = \frac{142,9 \cdot (810,3 - 696) - (5,5 + 6,2) \cdot (922,7 - 696) \cdot 0,98}{(2946,2 - 832,4) \cdot 0,98} = 7,4.$$

2.1.9 Расчёт деаэратора

Расчетная схема включения деаэратора представлена на рисунке 2.6.

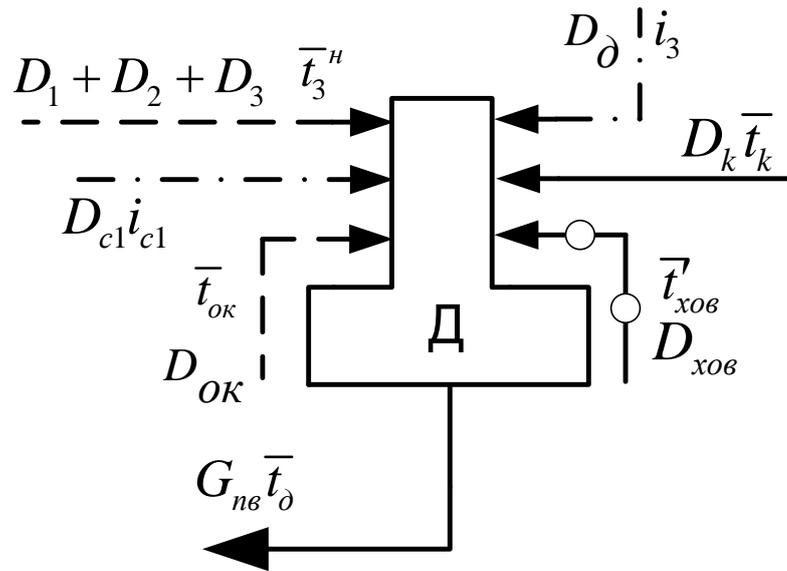


Рисунок 2.6 - Расчетная схема включения деаэратора

Расчетный расход пара в производственный отбор D_{np} составляет 25 т/ч. В деаэратор возвращается обратный конденсат $D_{ок}$ от производственного потребителя в количестве 90% от расхода пара в производственный отбор D_{np} .

Уравнения материального и теплового балансов для деаэратора имеют вид

$$\begin{cases} D_{\delta} + D_{c1} + (D_1 + D_2 + D_3) + D_k + D_{хов} + D_{ок} = G_{нб} \\ D_{\delta} \cdot i_3 + D_{c1} \cdot i_{c1} + (D_1 + D_2 + D_3) \cdot \bar{t}_3^н + D_k \cdot \bar{t}_k + D_{хов} \cdot \bar{t}_{хов} + D_{ок} \cdot \bar{t}_{ок} = G_{нб} \cdot \bar{t}_{\delta} \end{cases} \quad (2.42)$$

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

$$\begin{cases} D_{\delta} + 0,9 + (6,3 + 5,5 + 7,4) + D_k + 5,8 + 6,25 = 142,9 \\ D_{\delta} \cdot 2946,2 + 0,9 \cdot 2756,1 + (19,2) \cdot 832,4 + D_k \cdot 610,8 + 5,8 \cdot 176,4 + 6,25 \cdot 781,2 = 142,9 \cdot 670,5 \end{cases}$$

Из решения системы уравнений получаем, что расход пара на деаэратор D_{δ} равняется 1,6 кг/с, а расход основного конденсата D_k составляет 109,2 кг/с.

2.1.10 Расчёт подогревателей низкого давления

Уравнение теплового баланса для ПНД-4 имеет вид

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_4^{\prime\prime}) \cdot \eta_{\text{то}} = D_k \cdot (\bar{t}_k - \bar{t}_k^{\prime}). \quad (2.43)$$

Расчетная схема включения ПНД-4 изображена на рисунке 2.7.

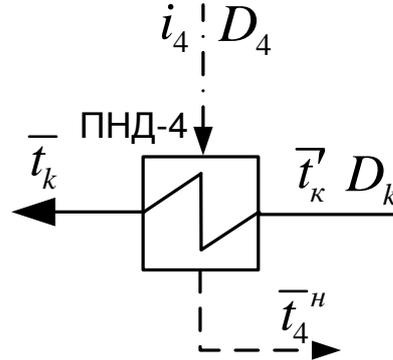


Рисунок 2.7 – Расчетная схема включения ПНД-4

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

$$D_4 = \frac{D_k \cdot (\bar{t}_k - \bar{t}_k^{\prime})}{(i_4 - \bar{t}_4^{\prime\prime}) \cdot \eta_{\text{то}}}, \quad (2.44)$$

$$D_4 = \frac{109,2 \cdot (610,8 - 520,5)}{(2759,1 - 631,9) \cdot 0,98} = 4,7.$$

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД-5, ПНД-6, ПНД-7, ПНД-8 и ТС

$$\left\{ \begin{array}{l} D_5 \cdot (i_5 - \bar{t}_5^{\prime\prime}) \cdot \eta + D_4 \cdot (\bar{t}_4^{\prime\prime} - \bar{t}_5^{\prime\prime}) \cdot \eta = D_k \cdot (\bar{t}_k^{\prime} - \bar{t}_k^{\prime\prime}) \\ D_k = D_4 + D_5 + D_6 + D_k^{\prime} + D_{cn} + D_{c2} \\ D_k \cdot \bar{t}_k^{\prime\prime} = (D_4 + D_5 + D_6 + D_{c2}) \cdot \bar{t}_6^{\prime\prime} + D_k^{\prime} \cdot \bar{t}_k^{\prime\prime\prime} + D_{cn} \cdot \bar{t}_{cn}^{\prime\prime} \\ D_6 \cdot (i_6 - \bar{t}_6^{\prime\prime}) \cdot \eta + D_{c2} \cdot (i_{c2} - \bar{t}_6^{\prime\prime}) \cdot \eta + (D_4 + D_5) \cdot (\bar{t}_5^{\prime\prime} - \bar{t}_6^{\prime\prime}) \cdot \eta = D_k^{\prime} \cdot (\bar{t}_k^{\prime\prime\prime} - \bar{t}_k^{\prime\prime\prime\prime}) \\ D_7 \cdot (i_7 - \bar{t}_7^{\prime\prime}) \cdot \eta = D_{ж}^{\prime} \cdot (\bar{t}_k^{\prime\prime\prime\prime} - \bar{t}_k^{\prime\prime\prime\prime\prime}) \\ D_8 \cdot (i_8 - \bar{t}_8^{\prime\prime}) \cdot \eta = D_{ж}^{\prime} \cdot (\bar{t}_k^{\prime\prime\prime\prime\prime} - \bar{t}_k^{\prime\prime\prime\prime\prime\prime}) \end{array} \right. \quad (2.45)$$

Расчетная схема включения ПНД-5,6,7,8 изображена на рисунке 2.8.

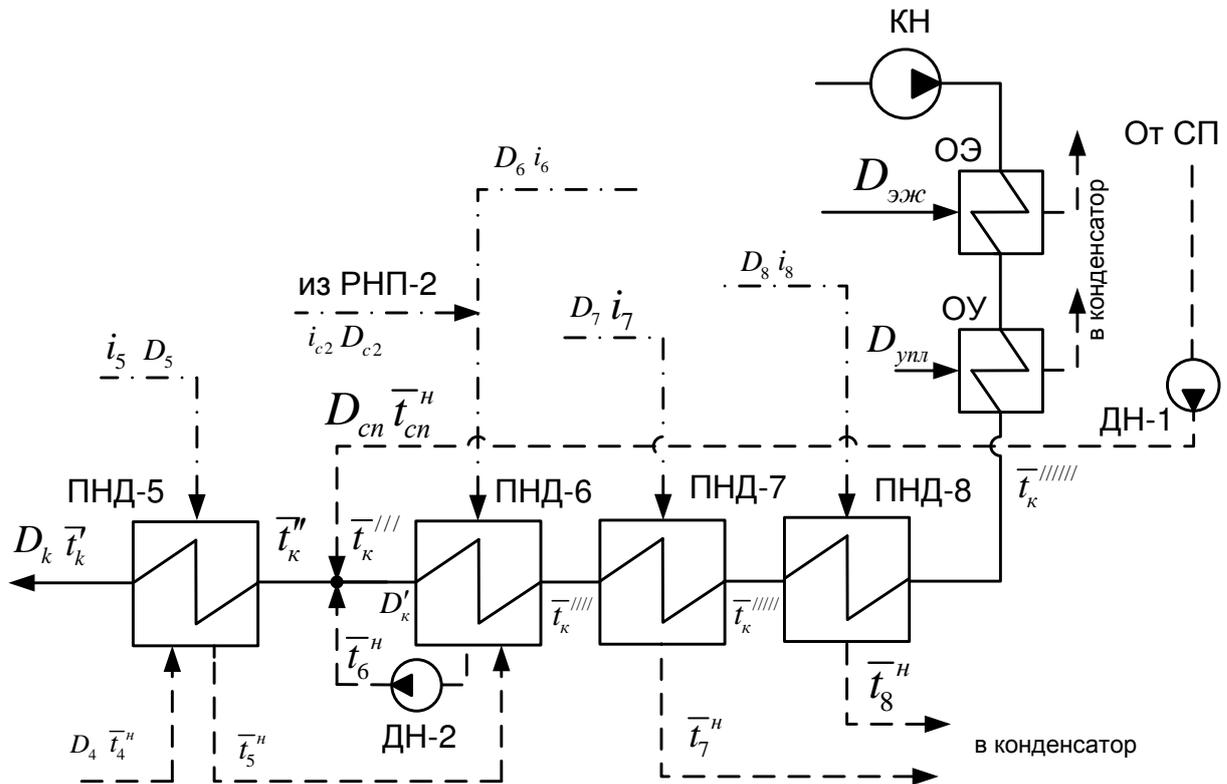


Рисунок 2.8 – Расчетная схема включения ПНД-5,6,7,8

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

$$\begin{cases} D_5 \cdot (2759,1 - 539,3) \cdot 0,98 + 4,7 \cdot (631,9 - 539,3) \cdot 0,98 = 109,2 \cdot (520,5 - \bar{t}_k'') \\ 109,2 = D_k' + 4,7 + D_5 + 0,1 + D_6 + 27,6 \\ 109,2 \cdot \bar{t}_k'' = (4,7 + D_5 + D_6 + 0,1) \cdot 522,5 + D_k' \cdot 504 + 27,6 \cdot 539,3 \\ D_6 \cdot (2653,3 - 522,5) \cdot 0,98 + 0,1 \cdot (2712,3 - 522,5) \cdot 0,98 + \\ + (4,7 + D_5) \cdot (539,3 - 522,5) \cdot 0,98 = D_k' \cdot (504 - \bar{t}_k''''') \\ D_7 \cdot (2506,8 - 383) \cdot 0,98 = D_k' \cdot (366 - 225,4) \\ D_8 \cdot (2344,6 - 242,2) \cdot 0,98 = D_k' \cdot (225,4 - 134,7) \end{cases}$$

Из решения системы уравнений получаем, что расход пара на ПНД-5 D_5 составляет 4,9 кг/с, на ПНД-6 D_6 составляет 4,6 кг/с, на ПНД-7 D_7 составляет 0,1 кг/с, на ПНД-8 D_8 составляет 3,2 кг/с. Расход основного конденсата ПНД-6 после точки смешения D_k' равняется 72,1 кг/с. Энтальпия после точки смешения \bar{t}_k'' равняется 514,5 кДж/кг.

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

$$D_{\kappa-p} = D_k' - D_{\text{эж}} - D_{\text{упл}} - D_7 - D_8, \quad (2.46)$$

$$D_{\kappa-p} = 72,1 - 0,7 - 1,3 - 4,9 - 3,1 = 62,1.$$

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

$$D'_m = D_1 + D_2 + D_3 + D_\theta + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_{\kappa-p} + D_{cn} + 0,9 \cdot D_{np}, \quad (2.47)$$

$$D'_m = 6,3 + 5,5 + 7,4 + 1,6 + 4,7 + 0,1 + 4,6 + 4,9 + 3,2 + 61,1 + 27,6 + 0,9 \cdot 6,9 = 134,09.$$

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

$$\delta_n = \left| \frac{D_m - D'_m}{D_m} \right| \cdot 100\%, \quad (2.48)$$

$$\delta_n = \left| \frac{134,1 - 134,09}{134,1} \right| \cdot 100\% = 0,005\% < 2\%.$$

Погрешность расчета δ_n составляет 0,005 %, что допустимо [6]. Проверку по балансу мощности W_p , кВт, определяем по формуле

$$W_p = (D_1 \cdot (i_0 - i_1) + D_2 \cdot (i_0 - i_2) + (D_3 + D_\theta + D_{np}) \cdot (i_0 - i_3) + D_4 \cdot (i_0 - i_4) + (D_5 + D_{cn}) \cdot (i_0 - i_5) + D_6 \cdot (i_0 - i_6) + D_7 \cdot (i_0 - i_7) + D_8 \cdot (i_0 - i_8) + D_{\kappa-p} \cdot (i_0 - i_\kappa)) \cdot \eta_{эм}, \quad (2.49)$$

$$W_p = 1950 + 2159 + 7526,1 + 3099 + 18121,9 + 4178,6 + 5145,3 + 3355,2 + 75872,5 = 119981,1.$$

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

$$\delta_s = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\%, \quad (2.50)$$

$$\delta_s = \left| \frac{120000 - 119981,1}{120000} \right| \cdot 100\% = 0,016\% < 2\%.$$

Погрешность расчета δ_s составляет 0,016%, что допустимо [6].

2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции

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

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

$$Q_{my} = D_m \cdot (i_0 - \bar{t}_{нс}) + D_{c1} \cdot (i_{c1} - \bar{t}_{нс}) + D_{c2} \cdot (i_{c2} - \bar{t}_{нс}) - D_{xос} \cdot (\bar{t}_{нс} - \bar{t}'_{xос}), \quad (2.51)$$

$$Q_{my} = 134,1 \cdot (3434 - 983,3) + 0,9 \cdot (2756,1 - 983,3) + 0,1 \cdot (2712,3 - 983,3) - 5,8 \cdot (983,3 - 176,4) = 325797,7.$$

Расход тепла на сетевой подогреватель Q_{cn} , кВт, определяем по формуле

$$Q_{cn} = D_{cn} \cdot (i_{cn} - \bar{t}_{cn}^H), \quad (2.52)$$

$$Q_{cn} = 27,6 \cdot (2759,1 - 539,3) = 61224,5.$$

Расход тепла на производство Q_n , кВт, определяем по формуле

$$Q_n = D_{np} \cdot (i_3 - \bar{t}_{ок}) + 0,1 \cdot D_{np} \cdot (i_3 - \bar{t}_{xос}), \quad (2.53)$$

$$Q_n = 6,9 \cdot (2946,2 - 781,2) + 0,1 \cdot 6,9 \cdot (2946,2 - 125,6) = 16993,7.$$

Расход тепла на производство и сетевой подогреватель Q_m , кВт, определяем по формуле

$$Q_m = Q_n + Q_{cn}, \quad (2.54)$$

$$Q_m = 61224,5 + 16993,7 = 78218,2.$$

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

$$Q_{my}^э = Q_{my} - Q_m, \quad (2.55)$$

$$Q_{my}^э = 325797,7 - 78218,2 = 247579,5.$$

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

$$Q_{не} = D_{не} \cdot (i_{не} - \bar{t}_{нс}) + G_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}_{нс}), \quad (2.56)$$

где $i_{не}$ – энтальпия перегретого пара, кДж/кг [4];

$$Q_{не} = 140,8 \cdot (3436,4 - 983,3) + 2,1 \cdot (1610,1 - 983,3) = 346725,9.$$

Полный расход натурального $B_{\text{нат}}$, кг/с, и условного топлива B , кг/с, определяем по формуле

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{nz}}, \quad (2.57)$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг [10];
 η_{nz} – КПД котлоагрегата [8];

$$B_{\text{нат}} = \frac{346725,9}{15280 \cdot 0,9134} = 24,843,$$

$$B = \frac{346725,9}{29310 \cdot 0,9134} = 12,951.$$

Отпущенную мощность $W_{\text{отп}}$, кВт, определяем по формуле

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{э}} - e_{\text{сн}} \cdot W_{\text{э}}, \quad (2.58)$$

где $e_{\text{сн}}$ – мощность собственных нужд блока, % [7];

$$W_{\text{отп}} = 120000 - 0,07 \cdot 120000 = 111600.$$

Мощность собственных нужд, затраченную только на производство электроэнергии $W_{\text{э}}^{\text{сн}}$, кВт, определяем по формуле

$$W_{\text{э}}^{\text{сн}} = e_{\text{э}}^{\text{сн}} \cdot W_{\text{э}}, \quad (2.59)$$

где $e_{\text{э}}^{\text{сн}}$ – доля электроэнергии, затраченная на производство энергии на собственные нужды [7];

$$W_{\text{э}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot 120000 = 6000.$$

Коэффициент ценности тепла производственного отбора $\xi_{\text{пр}}$ определяем по формуле

$$\xi_{\text{пр}} = \frac{i_3 - i_k}{i_0 - i_k} \cdot \left(1 + K \cdot \left(\frac{i_0 - i_3}{i_0 - i_k} \right) \right), \quad (2.60)$$

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

$$\xi_{np} = \frac{2946,2 - 2173,4}{3434 - 2173,4} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \left(\frac{3434 - 2946,2}{3434 - 2173,4} \right) \right) = 0,708.$$

Коэффициент ценности тепла теплофикационного отбора ξ_{cn} определяем по формуле

$$\xi_{cn} = \frac{i_5 - i_\kappa}{i_0 - i_\kappa} \cdot \left(1 + K \cdot \left(\frac{i_0 - i_5}{i_0 - i_\kappa} \right) \right), \quad (2.61)$$

$$\xi_{cn} = \frac{2759,1 - 2173,4}{3434 - 2173,4} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \left(\frac{3434 - 2759,1}{3434 - 2173,4} \right) \right) = 0,564.$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов пара ΔQ_{omb}^p , кВт, определяем по формуле

$$\Delta Q_{omb}^p = Q_n \cdot (1 - \xi_{np}) + Q_{cn} \cdot (1 - \xi_{cn}), \quad (2.62)$$

$$\Delta Q_{omb}^p = 16993,7 \cdot (1 - 0,708) + 61224,5 \cdot (1 - 0,564) = 31648,8.$$

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

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{my}, \quad (2.63)$$

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot 325797,7 = 16289,9.$$

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

$$K_3 = \frac{Q_{my}^p + \Delta Q_{omb}^p + Q_{my}^{ch}}{Q_{my}^p + \Delta Q_{omb}^p + Q_{my}^{ch} + Q_m}, \quad (2.64)$$

$$K_3 = \frac{247579,5 + 16289,9 + 31648,8}{247579,5 + 16289,9 + 31648,8 + 78218,2} = 0,791.$$

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

$$B_3 = B \cdot K_3 \cdot \frac{W_{omn}}{W_3 - W_{33}^{ch}}, \quad (2.65)$$

$$B_3 = 12,951 \cdot 0,791 \cdot \frac{111600}{120000 - 6000} = 10,025.$$

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

$$B_m = B - B_3, \quad (2.66)$$

$$B_m = 12,951 - 10,025 = 2,926.$$

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

$$b_3 = \frac{3600 \cdot B_3}{W_{omn}}, \quad (2.67)$$

$$b_3 = \frac{3600 \cdot 10,025}{111600} = 0,323.$$

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

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{om}^{max} + Q_n} \cdot 10^6, \quad (2.68)$$

$$b_m = \frac{2,926}{60000 + 16993,7} \cdot 10^6 = 38,005.$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла b_T в пересчете из кг/ГДж в т.у.т./Гкал составляет 0,159 т.у.т./Гкал.

2.3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

2.3.1 Котлоагрегаты

По расходу и начальным параметрам пара на турбину, виду топлива, а также с учетом унификации оборудования, выбираем барабанный котел с естественной циркуляцией и твердым шлакоудалением типа Е-500-13,8-560 БТ (БКЗ-500-140-1).

Котел вертикально-водотрубный, однобарабанный, однокорпусный, рассчитанный на высокие параметры пара, в газоплотном исполнении, П-образной закрытой компоновки с уравновешенной тягой [8].

Топочная камера открытого типа призматической формы экранирована цельносварными панелями.

В нижней части фронтальной и задней экраны образуют скаты холодной воронки. В верхней части трубы фронтальной стены круто отклонены и образуют слабоклонный потолок над топкой.

Трубы заднего экрана на уровне нижней отметки выходного окна топки разветвляются. Одна трубка из каждой пяти продолжается в плоскости экрана и служит подвеской последнего, остальные выводятся из плоскости экрана и образуют цельносварной под, гладкотрубные фестон и потолок горизонтального газохода.

Боковые стены горизонтального газохода, фронтальная, задняя стены и потолок верхней части отпусного газохода закрыты цельносварными пароперегревательными панелями

Топочная камера с твердым шлакоудалением. Шлакоудаление механизированное, непрерывное с помощью шнековых транспортеров и дробилок.

Топка оборудована 12 прямооточными щелевыми пылеугольными горелками, расположенными в углах топки в три яруса.

Пароперегреватель радиационно-конвективного типа размещен в топочной камере и горизонтальном газоходе. Ширмы и конвективная часть пароперегревателя размещены на выходе из топки и в поворотном газоходе.

В конвективной шахте по ходу газов установлены три секции водяного экономайзера и трубчатый воздухоподогреватель, скомпонованные последовательно.

Поперечный разрез котла БКЗ-500-140 изображен на рисунке 2.9.

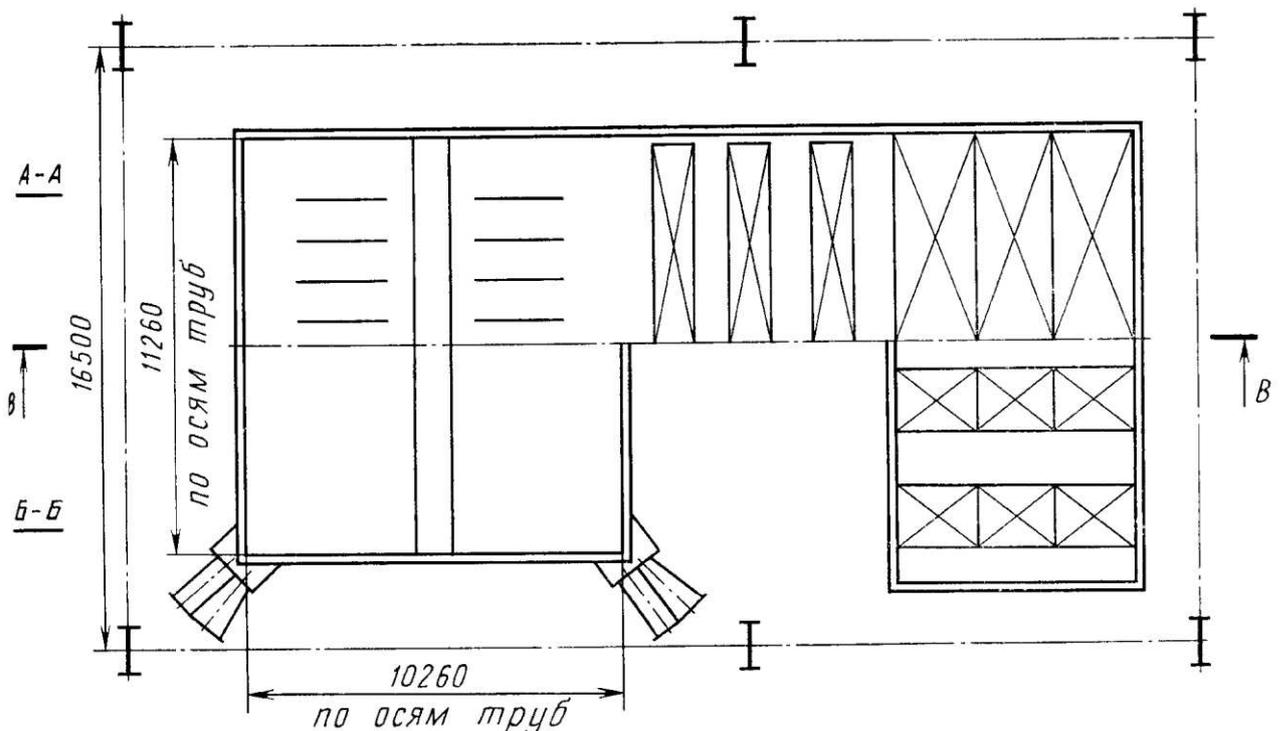


Рисунок 2.9 – Поперечный разрез котла БКЗ-500-140

Продольный разрез котла БКЗ-500-140 изображен на рисунке 2.10.

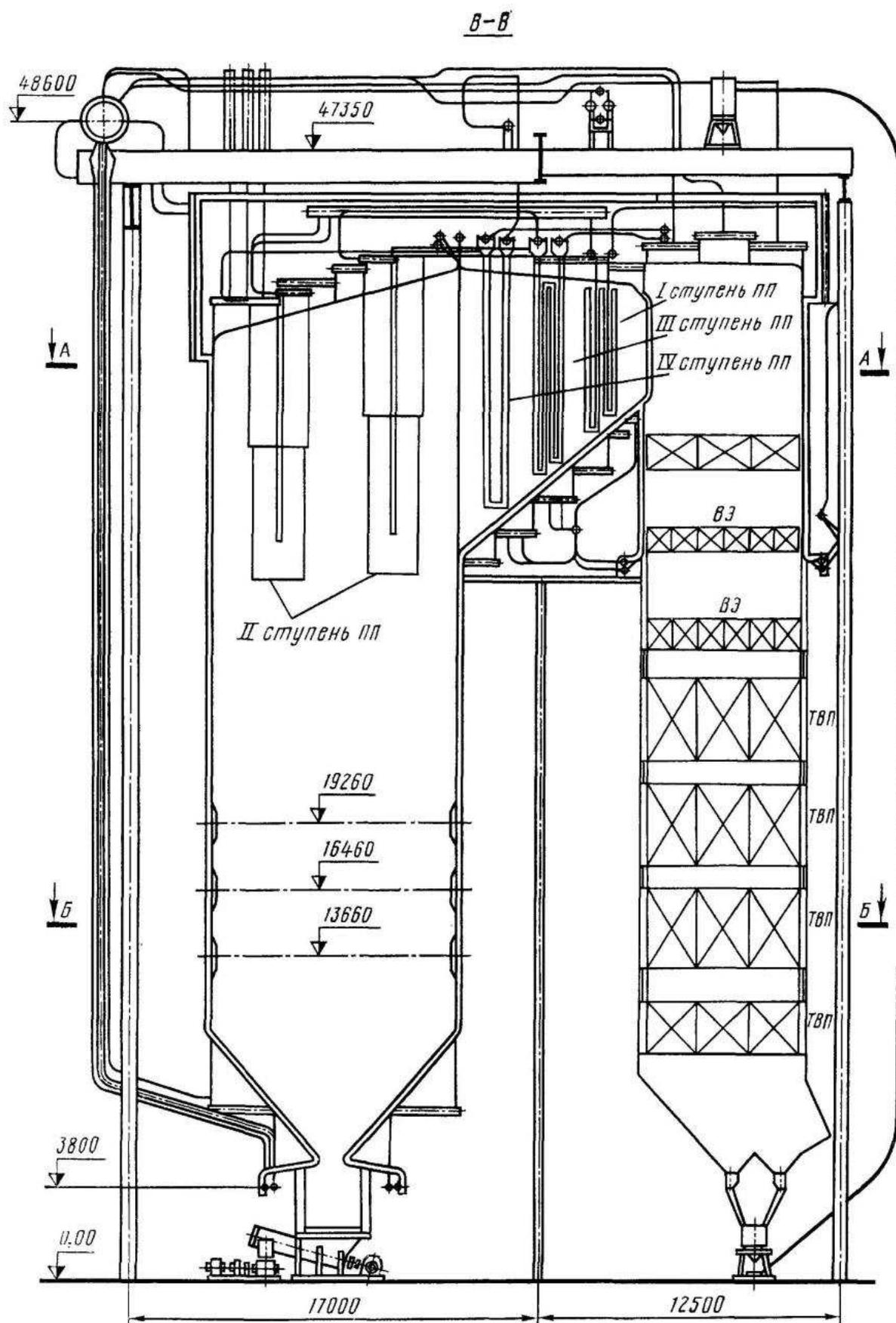


Рисунок 2.10 – Продольный разрез котла БКЗ-500-140

2.3.2 Выбор регенеративных подогревателей

Подогреватель высокого давления выбираем по заводским данным, чтобы их характеристики удовлетворяли данным, полученным в ходе расчета ПТС. Подогреватели высокого давления по [5]:

– ПВД-1 типоразмера ПВ-425-230-37, где 425 – площадь поверхности теплообмена, м^2 , 230 максимальное давление в трубной системе, бар, 37 максимальное давление в корпусе, бар;

– ПВД-2 типоразмера ПВ-425-230-55;

– ПВД-3 типоразмера ПВ-425-230-13.

Подогреватели низкого давления по [5]:

– ПНД-4 типоразмера ПН-250-16-7-IV;

– ПНД-5 типоразмера ПН-250-16-7-IV;

– ПНД-6 типоразмера ПН-250-16-7-IV;

– ПНД-7 типоразмера ПН-250-16-7-III;

– ПНД-8 типоразмера ПН-250-16-7-III;

2.3.3 Выбор деаэратора

По найденному расходу питательной воды $G_{не}$, т/ч, выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления с колонкой ДП-500 с характеристиками [5]:

– давление 6 бар;

– производительность 500 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 БД-120-1 с геометрической вместимостью 150 м^3 .

2.3.4 Выбор сетевых подогревателей

Подогреватели сетевой воды выбираем по расчетному пропуску воды, давлению пара в корпусе и температура пара на входе и воды на выходе [5].

Выбираем СП типоразмера ПСГ-1300-3-8-II с характеристиками:

– давление пара 0,03 – 0,3 МПа;

– давление воды 0,088 МПа;

– номинальный расход пара 29,2 кг/с и сетевой воды 556 кг/с.

2.3.5 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)

$$Q_{пн} = G_{пв} \cdot 3,6, \quad (2.69)$$

$$Q_{пн} = 142,9 \cdot 3,6 = 514,5.$$

Выбираем на один питательный насос типа ПЭ-580-185/200 с характеристиками [5]:

- подача 580 м³/ч;
- напор 2030 м;
- частота вращения 2904 об/мин;
- потребляемая мощность электродвигателя 3650 кВт.

2.3.6 Выбор конденсатных насосов

За расчетную производительность примем расход конденсата в летний период $D=347,6$ т/ч. Выбираем конденсатные насосы типа КсВ500-85 (два насоса по 100 % производительности на турбину – один из них резервный) с характеристиками [5]:

- подача 500 м³/ч;
- напор 85 м;
- частота вращения 1000 об/мин;
- потребляемая мощность электродвигателя 154 кВт.

2.3.7 Выбор циркуляционных насосов

По расходу циркуляционной воды на турбину в количестве 16000 м³/ч выбираем насос типа ОП2-110 с характеристиками [5]:

- производительность 11880-21960 м³/ч;
- напор 16,2-9,4 м;
- частота вращения 485 об/мин;
- потребляемая мощность электродвигателя 505-897 кВт.

2.3.8 Выбор сетевых насосов

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

Производительность сетевого насоса $Q_{сн}$, м³/ч, определяем по формуле

$$Q_{сн} = \frac{G_{св}}{2} \cdot 3,6, \quad (2.70)$$

$$Q_{сн} = \frac{268,7}{2} \cdot 3,6 = 483,8.$$

Выбираем сетевые насосы первой ступени и второй ступени типа СЭ-500-70 с характеристиками [5]:

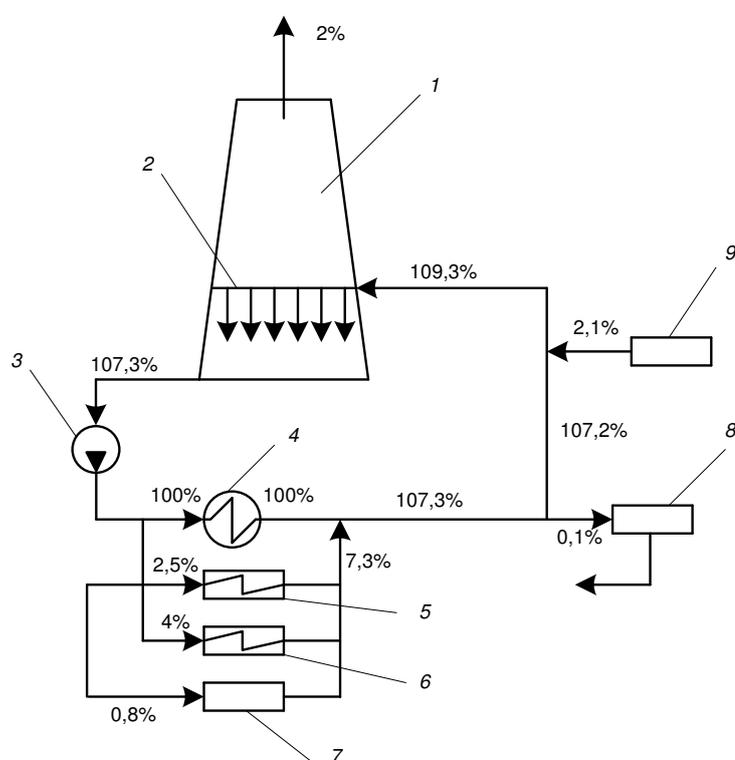
- производительность 500 м³/ч;
- напор 70 м;
- частота вращения 3000 об/мин;
- потребляемая мощность 120 кВт;
- КПД 82 %.

3 Общая часть

3.1 Система технического водоснабжения

Для ТЭС в качестве источника циркуляционной воды выбираем градирню пленочного типа. Она характеризуется высоким эффектом охлаждения при малых площадях и меньшей стоимостью сооружения. Сопоставление надёжности систем охлаждения показывает однозначно более высокую надёжность систем с башенными градирнями по сравнению с вентиляторными за счёт отсутствия в ней многочисленных вращающихся механизмов и электрических систем. Это обстоятельство определяет нецелесообразность использования вентиляторных градирен для систем охлаждения большой производительности [5].

Схема циркуляционного охлаждения с башенной градирней представлена на рисунке 3.1.



1 – вытяжная башня; 2 – оросительная система; 3 – ЦН; 4 – конденсатор; 5 – маслоохладитель; 6 – охладитель газа и воздуха; 7 – подшипники; 8 – ХВО; 9 – подпитка.

Рисунок 3.1 – Схема циркуляционного охлаждения с градирней

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.

Общий расход воды указан в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Общий расход воды

Назначение воды	Относительный расход воды, %
Охлаждение газа и воздуха турбогенератора	4,5÷12,5
Охлаждение масла турбоагрегата и питательных насосов	1,5÷3,5
Охлаждение подшипников вспомогательных механизмов	0,7÷1,0
Гидротранспорт золы и шлака	2÷6
Восполнение потерь конденсата и питательной воды	0,5÷0,8
Хозяйственные нужды	0,03÷0,05
Восполнение потерь воды в системах оборотного водоснабжения	4÷7

В оросительное устройство градирни под давлением циркуляционных насосов поступает подогретая в конденсаторах турбин охлаждающая вода.

Градирни имеют систему водораспределения, где в качестве разбрызгивателей использованы преимущественно отражательные пластмассовые сопла с выходными отверстиями не менее 40 мм. Вода под давлением 15-18 кПа разбрызгивается над оросителем в виде дождя и стекает на его листы. Оросительное устройство собрано в отдельные блоки, состоящие из листов. Водяная пленка, стекающая по стенкам оросителя, охлаждается вследствие испарения и соприкосновения с воздухом, входящим в оросительное устройство через окна. Нагретый и насыщенный водяными парами воздух отводится вверх под действием естественной тяги через вытяжную башню.

Башня выполнена в виде многоугольника с металлическим наружным каркасом и обшивкой гофрированными листами из алюминиево-магниевого сплава. Охлажденная вода стекает в водосборный бассейн, откуда при более низкой, чем на входе температуре забирается циркуляционными насосами для подачи снова в конденсаторы турбин.

Вода в градирнях охлаждается в основном в результате испарения. Количество испаряемой влаги с учетом конвективного теплообмена составляет 1,5-2%. В результате испарения солесодержание циркуляционной воды возрастает; для поддержания концентрации солей в допустимых пределах осуществляют продувку циркуляционной системы или применяют химическую обработку добавочной воды. Для предотвращения обрастания оросителей водорослями циркуляционную воду хлорируют.

Вода, поступающая в газоохладители и маслоохладители турбин, также сбрасывается в градирни. Её загрязнения маслом не происходит из-за того, что давление охлаждающей воды больше давления масла.

Основные характеристики градирен следующие:

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

Расход охлаждающей воды $D_{ов}$, кг/с, при конденсационном режиме рассчитывается по формуле

$$D_{ов} = m \cdot D_k, \quad (3.1)$$

где $m = 45 \div 100$ – кратность охлаждения, кг/кг, принимаем $m = 60$;

D'_k – максимальный расход пара в конденсатор при конденсационном режиме, кг/с;

$$D'_k = D_k + D_{сп} + D_{пр}, \quad (3.2)$$

$$D'_k = 62,1 + 27,6 + 6,9 = 96,6,$$

$$D_{ов} = 60 \cdot 96,6 = 5794,3.$$

Объёмный расход циркуляционной воды $D_{ов}$, м³/ч

$$D_{ов} = D_{ов} / \rho, \quad (3.3)$$

где ρ – плотность циркуляционной воды, кг/м³;

$$D_{ов} = 5794,3 \cdot 3600 / 1000 = 20859,5.$$

Расчётный расход охлаждающей воды $D_{ог}^p$, м³/ч

$$D_{ог}^p = 1,1 \div 1,2 D_{ов}, \quad (3.4)$$

$$D_{ог}^p = 1,15 \cdot 20859,5 = 23988,5.$$

Для наиболее распространенных капельно-пленочных градирен $t_2 - t_1 = 6 \div 12$ °С тепловая нагрузка Q , кВт

$$Q = D_{ов}^p \cdot C_B \cdot (t_2 - t_1), \quad (3.5)$$

$$Q = 23988,5 \cdot 4,186 \cdot 9 = 903741.$$

Поверхность орошения $F_{оп}$, м², находится по формуле

$$F_{op} = W_э \cdot f_{yo}, \quad (3.6)$$

где $W_э$ – электрическая мощность блока, кВт;
 f_{yo} – удельная поверхность орошения, м²/кВт;

$$F_{op} = 120000 \cdot 0,03 = 3600.$$

Устанавливаем на каждую турбину одну градирню типа БГ-3200-73 со следующими характеристиками [4]:

- Площадь орошения, м² – 3200;
- Гидравлическая нагрузка, тыс.м³/ч – 20,0 ÷ 26,0;
- Плотность орошения, м³/(м³ · ч) – 6 ÷ 8;
- Высота подъёма воды, м – 10;
- Высота башни, м – 81;
- Внутренний диаметр верхней части, м – 30,2;
- Внутренний диаметр нижней части, м – 81.

Для выбранной градирни найдём плотность орошения q , м³/(м³ · ч)

$$q = \frac{D_{ог}^p}{F_{op}}, \quad (3.7)$$

$$q = \frac{23988,5}{3600} = 6,7.$$

Найденная плотность орошения близка к характеристикам выбранной градирни.

3.2 Система золоочистки

В качестве топлива на ТЭС используется бурый уголь марки Б2 Бородинского месторождения. Характеристики угля представлены в таблице 3.2 [10].

Таблица 3.2 – Расчетные характеристики Бородинского угля

Месторождение	Марка	Рабочая масса топлива, %							Выход летучих, V^r , %	Температуры плавления золы, °С		
		W^p	A^p	S^p	C^p	H^p	N^p	O^p		t_1	t_2	t_3
Бородинское	2Б, Р	33	7,4	0,2	42,6	3	0,6	13,2	47	1180	>1210	>1230

Теоретический объем воздуха V_6^0 , м³/кг, для твердого топлива определяем по формуле [10]

$$V_6^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P, \quad (3.8)$$

$$V_6^0 = 0,0889 \cdot (42,6 + 0,375 \cdot 0,2) + 0,265 \cdot 3 - 0,0333 \cdot 13,2 = 4,1.$$

Теоретический объем азота $V_{N_2}^0$, м³/кг, определяем по формуле

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100}, \quad (3.9)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,1 + 0,8 \cdot \frac{0,6}{100} = 3,3.$$

Теоретический объем трехатомных газов V_{RO_2} , м³/кг, определяем по формуле

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100}, \quad (3.10)$$

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{42,6 + 0,375 \cdot 0,2}{100} = 0,8.$$

Теоретический объем водяных паров для твердого топлива $V_{H_2O}^0$, м³/кг, определяем по формуле

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0, \quad (3.11)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3 + 0,0124 \cdot 33 + 0,0161 \cdot 4,1 = 0,8.$$

Теоретический объем дымовых газов V_2^0 , м³/кг, определяем по формуле

$$V_2^0 = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0, \quad (3.12)$$

$$V_2^0 = 3,3 + 0,8 + 0,8 = 4,9.$$

Объем уходящих газов V_2^{yx} , м³/кг, определяем по формуле

$$V_2^{yx} = V_2^0 + 1,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V_6^0, \quad (3.13)$$

$$V_z^{yx} = 4,9 + 1,0161 \cdot (1,3 - 1) \cdot 4,1 = 6,1.$$

Расход газов перед электрофильтром V_z , м³/с, определяем по формуле

$$V_z = B \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot (V_z^{yx} + (\Delta\alpha_{zy} + \Delta\alpha_{zx}) \cdot V_6^0) \cdot \frac{t_d + 273}{273}, \quad (3.14)$$

$$V_z = 24,843 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} \cdot (6,1 + (0,1 + 0,08) \cdot 4,1) \cdot \frac{160 + 273}{273} = 270,5.$$

В качестве золоулавливающего устройства выбираем электрофильтр ввиду высокой степени очистки газов от твердых частиц.

Необходимое сечение корпуса электрофильтра, м² [11]

$$\omega = \frac{V}{z \cdot u}, \quad (3.15)$$

где V – объем дымовых газов, поступающих в электрофильтр, м³/с;

z – число параллельных корпусов, шт;

u – скорость дымовых газов, м/с, электрофильтры проектируются на низкие скорости газового потока ($\approx 1,5$ м/с), поэтому основное падение давления в золоулавливающей установке приходится на установленные на входе газораспределительные устройства;

$$\omega = \frac{270,5}{1 \cdot 1,5} = 180,3.$$

По необходимому сечению корпуса электрофильтра выбираем электрофильтр типа ЭГА2-56-12-6-4 [11] с характеристиками:

- площадь активного сечения - 181,7 м²;
- количество полей - 4 шт;
- допустимая температура - 330°С;
- разряжение очищаемого газа не более – 50 м.в.ст.;
- гидравлическое сопротивление - 0,85 кПа;
- осадительные электроды – 36 шт.;
- активная высота – 1200 мм;
- ширина – 384 мм;
- общая площадь осаждения - 21000 м²;
- коронирующие электроды – 35 шт.;
- активная длина коронирующих электродов – 8697 мм;
- кол-во приводов для встряхивания электродов:
- осадительных – 8 шт;
- коронирующих – 32 шт;
- для встряхивания газораспределительной решетки - 4 шт.

Габариты электрофилтра:

- ширина – 17600 мм;
- длина – 22740 мм;
- высота – 19900 мм.

Уточненная скорость дымовых газов, м/с

$$U_{\text{ут}} = \frac{V}{z \cdot \omega_{\text{эф}}}, \quad (3.16)$$

$$U_{\text{ут}} = \frac{270,5}{1 \cdot 181,7} = 1,49.$$

Теоретическая скорость дрейфа, м/с [11]

$$v_{\text{т}} = 0,25 \cdot (E \cdot E_{\text{ок}})^2 \cdot d, \quad (3.17)$$

- где E – средняя напряженность поля, кВ/м;
 $E_{\text{ок}}$ – коэффициент обратной короны;
 d – диаметр угольной пыли;

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

Коэффициент вторичного уноса

$$K_{\text{ун}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{эл}} \cdot K_{\text{вс}} \cdot [1 - 0,25 \cdot (u - 1)], \quad (3.18)$$

- где $K_{\text{н}}$ – коэффициент высоты электрода;
 $K_{\text{эл}}$ – коэффициент типа электродов;
 $K_{\text{вс}}$ – коэффициент, учитывающий влияние режима встряхивания;

$$K_{\text{ун}} = 0,625 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot [1 - 0,25 \cdot (1,06 - 1)] = 0,8.$$

Параметр золоуловителя $\Pi_{\text{р}}$

$$\Pi_{\text{р}} = 0,2 \cdot K_{\text{ун}} \cdot \sqrt{\frac{v}{U_{\text{ут}}}} \cdot \frac{n \cdot L_{\text{п}}}{t}, \quad (3.19)$$

- где n – число полей, шт;
 $L_{\text{п}}$ – длина одного поля, м;
 t – расстояние между коронирующим и осадительным элементами, м;

$$P_p = 0,2 \cdot 0,8 \cdot \sqrt{\frac{0,31}{1,49}} \cdot \frac{4 \cdot 1,2}{0,15} = 2,34.$$

Проскок с учетом неравномерности

$$P_a = (1 + R \cdot \Delta U_{cp}^2) \cdot P_p, \quad (3.20)$$

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

$$\eta = (1 - j_n) \cdot \eta_a - j_n \cdot (\beta - 1) \cdot P_a, \quad (3.21)$$

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

$$m_0 = 3 - 0,25 \cdot \lg p_v, \quad (3.22)$$

где p_v – удельное сопротивление;

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

Степень проскока поля электрофильтра

$$\eta_n = P^n, \quad (3.23)$$

где P – степень проскока через электрофильтр в целом;

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

Паузы между ударами, мин

$$\tau = 16,7 \cdot \frac{A_n \cdot m_0}{V \cdot C_{\text{вх}} \cdot \eta_{\text{оч}}}, \quad (3.24)$$

где A_n – площадь осаждения поля, м^2 ;
 $C_{\text{вх}}$ – запыленность на входе в поле, $\text{г}/\text{м}^2$;
 $\eta_{\text{оч}}$ – степень очистки поля электрофилтра;

$$\tau = 16,7 \cdot \frac{5250 \cdot 1,173}{270,5 \cdot 30 \cdot (1 - 0,316)} = 18,5.$$

Расчетные интервалы времени встряхивания по полям

$$T_i = \kappa_i \cdot \tau, \quad (3.25)$$

где κ_i – соотношение интервалов встряхивания;

$$T_1 = 1 \cdot 18,5 = 18,5,$$

$$T_2 = 3,2 \cdot 18,5 = 59,3,$$

$$T_3 = 10 \cdot 18,5 = 185,$$

$$T_4 = 31,6 \cdot 18,5 = 585,7.$$

Мощность электроагрегата, мА

$$J_n = J_A \cdot A_n, \quad (3.26)$$

где J_A – удельный ток, $\text{мА}/\text{м}^2$;
 A_n – поверхность осаждения;

$$J_n = 0,3 \cdot 5250 = 1575.$$

Выбираем агрегат АТПОМ-1600 [11]. Мощность агрегата питания электрофилтра одного поля, $\text{кВ} \cdot \text{А}$ [11]

$$W_n = J_n \cdot U, \quad (3.27)$$

где J_n – мощность электроагрегата, мА;

U – среднее напряжение кВ;

$$W_{\Pi} = 1575 \cdot 0,1 = 157,5.$$

На один м^3 очищаемого газа потребляется мощность, кВт/ м^3

$$W_{1\text{м}^3} = \frac{W}{V}, \quad (3.28)$$

где W – мощность агрегата питания четырехпольного электрофильтра, кВт · А;
 V – объем дымовых газов, поступающих в электрофильтр, $\text{м}^3/\text{с}$;

$$W_{1\text{м}^3} = \frac{4 \cdot 157,5}{270,5} = 2,3.$$

Расход летучей золы на входе в электрофильтр $M_{\text{зол}}^{\text{ex}}$, кг/ч, определяем по формуле

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0,01 \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \cdot (A^P + q_4 \cdot \frac{Q_n^P}{32700}), \quad (3.29)$$

где $a_{\text{ун}}$ – доля золы, уносимая газами [10];
 A^P – зольность топлива, %;
 q_4 – потеря с механическим недожогом [10];
 B – расход сжигаемого топлива, кг/ч;

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0,01 \cdot 89434,4 \cdot 0,95 \cdot (7,4 + 0,5 \cdot \frac{15280}{32700}) = 6485,7.$$

Расход летучей золы в дымовую трубу $M_{\text{зол}}^{\text{вых}}$, кг/ч, определяем по формуле

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = M_{\text{зол}}^{\text{ex}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зп}}}{100}, \quad (3.30)$$

где $\eta_{\text{зп}}$ – КПД золоуловителя;

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = 6485,7 \cdot \frac{100 - 99,5}{100} = 32,4.$$

Электрофильтр изображен на 5 листе графической части.

3.3 Система золошлакоудаления

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

Зола из бункеров электрофилтра через течку с шибером поступает в золосмывной аппарат, где смывается в золошлаковые каналы с побудительными соплами до багерной насосной. В багерной устанавливается 3 багерных насоса. Система ГЗУ – замкнутая. От багерной насосной до золоотвала прокладываются пультопроводы до пультовыпусков на золоотвале. Для возврата осветленной воды из золоотвала в систему ГЗУ в насосной осветленной воды установлено 3 насоса. От насосной осветленной воды до котельного отделения прокладываются трубопроводы осветленной воды.

Суммарное количество золы и шлака $M_{\text{шл},3}$, т/ч, удаляемое с одного котла, определяем по формуле

$$M_{\text{шл},3} = 0,01 \cdot B \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}) \cdot (1 - a_{\text{ун}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зв}}}{100}), \quad (3.31)$$

$$M_{\text{шл},3} = 0,01 \cdot 89,434 \cdot (7,4 + 0,5 \cdot \frac{15280}{32700}) \cdot (1 - 0,95 \cdot \frac{100 - 99,5}{100}) = 6,795.$$

Расход золы с одного котла $M_{\text{зол}}$, т/ч, определяем по формуле

$$M_{\text{зол}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} - M_{\text{зол}}^{\text{вых}}, \quad (3.32)$$

$$M_{\text{зол}} = 6,496 - 0,032 = 6,464.$$

Расход шлака с одного котла $M_{\text{шл}}$, т/ч, определяем по формуле

$$M_{\text{шл}} = M_{\text{шл},3} - M_{\text{зол}}, \quad (3.33)$$

$$M_{\text{шл}} = 6,795 - 6,496 = 0,298.$$

Расход воды на один котел $M_{\text{в}}$, т/ч, определяем по формуле

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot M_{\text{шл}} \cdot M_{\text{зол}}, \quad (3.34)$$

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot 6,464 \cdot 0,298 = 23,151.$$

Расчетный расход пульпы с одного котла Q , м³/ч, определяем по формуле

$$Q = \frac{M_{шл}}{\gamma_{шл}} + \frac{M_{зол}}{\gamma_{зол}} + \frac{M_в}{\gamma_в}, \quad (3.35)$$

где $\gamma_{шл} = 0,5$ - удельный вес шлака, т/м³;
 $\gamma_{зол} = 0,4$ - удельный вес золы, т/м³;
 $\gamma_в = 1$ - удельный вес воды, т/м³ [11];

$$Q = \frac{0,298}{0,5} + \frac{6,464}{0,4} + \frac{23,151}{1} = 39,908.$$

Суммарный расход пульпы с котлов составляет 119,7 м³/ч.
 Диаметр шлакозолопровода, м

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}}, \quad (3.36)$$

где $v = 1,7$ - расчетная скорость пульпы, м/с;

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 119,7}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,7}} = 0,158.$$

С учетом возможности расширения ТЭС устанавливаем три багерных насоса типа ГрТ-800/71 с характеристиками [1]:

- Производительность - 800 м³/ч;
- Напор - 71 м;
- КПД - 65%;
- Мощность электродвигателя - 250 кВт;
- Частота вращения ротора - 965 об/мин.

3.4 Система топливоподачи

3.4.1 Ленточные конвейеры

В качестве индивидуального задания необходимо рассчитать топливное хозяйство ТЭС.

Часовой расход топлива на ТЭС составит, т/ч

$$B_{общ} = n \cdot B_k, \quad (3.37)$$

где n - количество котлоагрегатов, шт;

$$B_{\text{общ}} = 3 \cdot 24,843 \cdot 3,6 = 268,3.$$

Устанавливаем один вагоноопрокидыватель, так как расход топлива менее 400 т/ч. Используем вагоноопрокидыватель бокового типа [11]. Характеристики вагоноопрокидывателя:

- число опрокидываний за 1 час – 20/25;
- теоретическая производительность – 1860/1500 т/ч (при разгрузке 90-тонных и 60-тонных вагонов соответственно);
- мощность электродвигателей – 100×2 кВт.

Транспорт твердого топлива от разгрузочных устройств до бункеров сырого угля в главном корпусе, на угольный склад и со склада осуществляется ленточными конвейерами.

Ленточные конвейеры имеют высокую производительность, являются надежным и экономичным механизмом непрерывного действия, ремонт и обслуживание которого сравнительно просты.

Основным элементом ленточного конвейера является бесконечная лента, огибающая два или несколько барабанов и поддерживаемая роликами.

Из приемного устройства топливо подается в котельный цех двумя параллельными линиями ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, вторая резервная.

Расчетную часовую производительность каждой нитки $B_{\text{расч}}$, т/ч, определяем по формуле

$$B_{\text{расч}} = \frac{B_{\text{сут}}}{T}, \quad (3.38)$$

где $B_{\text{сут}}$ – суточный расход топлива при полной проектной мощности электростанции, т/ч, определяем по формуле

$$B_{\text{сут}} = B_{\Sigma} \cdot 24, \quad (3.39)$$

$$B_{\text{сут}} = 268,3 \cdot 24 = 6439,3,$$

T – число часов работы топливоподачи в течение суток ($T = 21$ ч при круглосуточной работе топливоподачи и 14 ч при работе в две смены) [7];

$$B_{\text{расч}} = \frac{6439,3}{21} = 306,6.$$

Производительность ленточного конвейера приблизительно определяется по формуле $B_{\text{л}}$, т/ч

$$B_l = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a, \quad (3.40)$$

где b – ширина ленты, м;
 c – скорость ленты [11], м/с;
 γ – насыпной вес топлива, т/м³ [11];
 $K_a = 285$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса α топлива на ленте [11];

$$B_l = 1,0^2 \cdot 2 \cdot 0,85 \cdot 285 = 484,5.$$

Мощность на вал приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства W_{δ} , кВт, определяются по формуле

$$W_{\delta} = \frac{K_1 \cdot Z \cdot c + 2 \cdot B_l \cdot Z + 37 \cdot B_l \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_z, \quad (3.41)$$

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 [11];

$K_1 = 515$ – коэффициент, зависящий от ширины ленты [11];

$$W_{\delta} = \frac{515 \cdot 50 \cdot 2,0 + 2 \cdot 484,5 \cdot 50 + 37 \cdot 484,5 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1 = 139,4.$$

На конвейере имеется сбрасывающее устройство. Мощность стационарного плужкового сбрасывателя $W_{сб}$, кВт

$$W_{сб} = 0,0075 \cdot B_l \cdot b, \quad (3.42)$$

где B_l – производительность ленточного конвейера, т/ч;

b – ширина ленты, м;

$$W_{сб} = 0,0075 \cdot 484,5 \cdot 1 = 3,6.$$

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции $W_{эн}$, кВт

$$W_{эн} = \frac{K_3 \cdot (W_{\delta} + W_{сб})}{\eta_{эд} \cdot \eta_p}, \quad (3.43)$$

где $K_3 = 1,25$ – коэффициент запаса [11];
 $\eta_{э0} = 0,95$ – КПД электродвигателя [11];
 $\eta_p = 0,96$ – КПД редуктора [11];

$$W_{эн} = \frac{1,25 \cdot (139,4 + 3,6)}{0,95 \cdot 0,96} = 196.$$

3.4.2 Топливные склады

Для обеспечения ТЭС топливом создают резервные его запасы: оперативный резерв - в бункерах сырого угля главного корпуса и долговременный - на угольном складе.

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

Площадь, непосредственно занятую штабелями F , m^2 , ориентировочно определяем по формуле

$$F = \frac{24 \cdot B_{\Sigma} \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \varphi}, \quad (3.44)$$

где B_{Σ} – часовой расход топлива, т/ч;
 $n = 30$ – число суток запаса топлива на складе;
 $h = 10$ м – высота штабеля;
 $\varphi = 0,85$ – коэффициент, учитывающий угол естественного сползания топлива в штабеле [11];

$$F = \frac{24 \cdot 268,3 \cdot 30}{10 \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 26737,5.$$

3.4.3 Дробилки и питатели сырого угля

Дробилки служат для предварительного дробления крупных кусков поступающего угля размером 300-900 мм до кусков 0-15 мм на входе в главный корпус. На ТЭС применяются дискозубчатые дробилки для грубого дробления и молотковые дробилки для тонкого дробления.

Дробленое топливо поступает в бункер сырого угля. Емкость бункеров выбирают из следующих соображений. Зная часовой расход топлива на котлоагрегат, а также принимая насыпной вес угля $\gamma_m^{нас} = 0,85$ т/м³ и коэффициент заполнения бункера $K_3 = 0,8$, определяют необходимую емкость бункеров сырого угля, сооружаемых при котлоагрегате.

Емкость бункера сырого угля устанавливаемого котлоагрегата V_6 , м³, определяем по формуле

$$V_6 = \frac{B_4^{\max} \cdot \tau}{\gamma_m^{\text{нас}} \cdot K_3}, \quad (3.45)$$

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

$$V_6 = \frac{89,434 \cdot 10}{0,85 \cdot 0,8} = 1315,2.$$

Для подачи угля из бункера сырого угля к мельницам используем скребковые питатели СП-2200x1100 в количестве четырех штук на устанавливаемый котлоагрегат. Производительность при высоте слоя 277 мм - 40 т/ч, требуемая мощность – 11,8 кВт, частота вращения 1500-3000 об/мин [11].

Принципиальная схема топливоподачи изображена на 4 листе графической части.

3.4.4 Выбор системы пылеприготовления

При сжигании Бородинского бурого угля применяем схему пылеприготовления с прямым вдуванием с мельницами-вентиляторами [12].

По условиям взрывобезопасности ($V^r > 25\%$) и при влажности топлива $W^p > 25\%$ применяем газовую сушку [12].

Устанавливаем четыре мельницы на котел, при этом расчетная производительность каждой из них составляет 120%.

Расчетную производительность мельницы B_m , т/ч, определяем по формуле

$$B_m = \frac{K_{\text{зан}} \cdot B_p}{n}, \quad (3.46)$$

$$B_m = \frac{1,2 \cdot 89,434}{4} = 26,8.$$

По производительности выбираем мельницу-вентилятор типа МВ 2100/800/735 с производительность 28,8 т/ч [12].

3.5 Генеральный план и компоновка главного корпуса

Генеральный план (генплан) – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции ее основных и вспомогательных

сооружений. Перечень объектов генерального плана регламентируются нормами технологического проектирования тепловых электрических станции и тепловых сетей [7]. Генеральный план электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус, внутри которого размещается турбинное и котельное отделения, помещения для деаэраторов, щиты управления, мазутное хозяйство, повышающие трансформаторы и распределительные устройства, дымовые трубы, химводоочистка, система технического водоснабжения, здания и сооружения подсобного назначения мастерские, склады, гараж, пожарная охрана, а также железнодорожные пути, автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации.

Все здания и сооружения размещаются, как правило, в пределах основной ограды электростанции.

На генплане ТЭС изображается «роза ветров». С учетом «розы ветров» устанавливаются места для строительства жилого поселка и других крупных населенных пунктов.

Генплан должен предусматривать возможность расширения электростанции, для чего в створе главного здания и других основных сооружений со стороны временного торца не должно быть объектов, препятствующих расширению.

Основными требованиями к генеральному плану ТЭС являются компактность размещения сооружений и их расположение в соответствии с последовательностью технологического процесса, удобный вывод внешних коммуникаций.

Генеральный план изображен на 3 листе графической части.

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 и тепловая энергия с паром и горячей водой. 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.

Компоновка главного корпуса – взаимное расположение помещений и установленного в них оборудования.

Компоновка главного корпуса зависит от типа проектируемой ТЭС, мощности начальных параметров, назначения станции, вида топлива, климатических условий района и т.д.

Компоновка главного корпуса обеспечивает безопасную, надежную и экономичную эксплуатацию оборудования электростанции, отвечать требованиям противопожарной безопасности и охраны труда.

Поперечный разрез главного корпуса включает:

- турбинное отделение;
- бункерно-деаэрационное отделение;
- котельное отделение;
- отделение электрофильтров;
- дымососное отделение.

Поперечный разрез главного корпуса изображен на 2 листе графической части.

4 Индивидуальное задание

В качестве индивидуального задания рассмотрены вопросы надежности работы паровых котлоагрегатов.

Надежность работы ТЭС определяется надежностью работы основного оборудования. При отключении котлоагрегата происходит снижение нагрузки станции и при определенных режимах с отключением турбоагрегата от сети, в т.ч. и на станциях с поперечными связями. Отключение котлоагрегата приводит к ущербу в виде штрафов на ОРЭМ, затратах на аварийно-восстановительный ремонт, дальнейшие пусковые операции и т.д.

Эти отказы возможны как в начальной стадии, в т.ч. и транспортировке и монтаже, так и в течение всего периода эксплуатации. Необходимость разработки и выполнения мероприятий по снижению и предупреждению отказов обусловлена поддержанием надежности работы оборудования на высоком уровне.

По различным оценкам около двух третей всех отказов паровых котлоагрегатов происходит по причине повреждения поверхностей нагрева, из которых свыше половины приходится на долю пароперегревателя.

4.1 Предупреждение повреждений барабанов и коллекторов

Для предотвращения коррозии барабанов и коллекторов при их транспортировке и хранении на складах барабаны покрывают снаружи и внутри антикоррозионной смазкой, отверстия в них плотно закрывают пробками или заглушками, а люки плотно закрывают на прокладках.

При наличии внутри барабанов каких-либо деталей или устройств их прочно и жестко закрепляют на своих местах.

При перемещении барабанов и коллекторов не допускаются удары, резкие толчки и кантовка при подъеме, вызывающие изгибающие усилия в сварных швах барабанов и приваренных к ним штуцеров.

Монтаж трубных контуров со сжатием запрещается.

Для задних экранов обязательна свобода перемещения нижнего коллектора на величину удлинения собственно котельного пучка плюс удлинение самого экрана, что для мощных котлов составляет 40–45 мм. Нижний коллектор должен висеть свободно на трубах без всяких опор.

Для холодных воронок наилучшим является выполнение их с холодной растяжкой, при выполнении же на пружинах суммарная сила для сжатия последних на всю величину требуемого теплового смещения не должна создавать существенных напряжений в развальцованных концах. Пружины, устанавливаемые под самими трубами холодной воронки для принятия удара падающего шлака, при холодном состоянии котла должны выходить из соприкосновения с трубами, а последние должны ложиться на башмаки этих пружин лишь в горячем состоянии котла.

При выполнении теплоизоляции необходимо обращать внимание на то, чтобы свободе компенсационных деформаций всех внешних необогреваемых труб котла (пароотводящих и опускных) не препятствовали вспомогательные внешние элементы и детали каркаса, свобода деформации должна сохраняться и после нанесения на трубы изоляции.

Особое внимание следует обращать на все соединительные трубы, жестко закрепленные коллекторами и барабанами котла, в частности на пароотводящие трубы экранов, которые обязательно выполняются с достаточной самокомпенсирующей способностью.

Перед растопкой котел необходимо заполнять только деаэрированной водой.

При заполнении неостывшего барабанного котла температура воды перед барабаном не должна отличаться более чем на 40°C от температуры металла низа барабана. Если разность температур больше, то заполнение котла водой запрещается.

С момента растопки котла необходимо вести контроль за уровнем воды в барабане.

Работу котла следует осуществлять в строгом соответствии с режимной картой, составленной на основе испытаний, следует также соблюдать тепловые режимы, обеспечивающие поддержание в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей допустимых температур пара.

С целью устранения дополнительных термических напряжений, связанных с отдельными недостатками конструкции внутрибарабанных устройств и тепловой изоляции барабанов, а также отсутствием свободы тепловых перемещений трубных контуров, необходимо:

- 1) установить защитные рубашки на выводах линии рециркуляции экономайзера, подобные защитным рубашкам на вводах питательной воды и фосфатов, водяных штуцерах водоуказательных приборов и др. Для надежной защиты барабана рубашки изготавливаются проточными;
- 2) осуществить подвод питательной воды в водяной объем через общий продольный перфорированный коллектор с направленными вверх отверстиями, расположенный от стенки барабана на расстоянии не менее 200 мм;
- 3) обеспечить хорошую тепловую изоляцию не только барабана, но и присоединительных штуцеров днища и узла лазерного затвора;
- 4) устранить во время ремонта котла все возникающие помехи для тепловых перемещений в процессе эксплуатации (скопления спрессовавшейся золы под нижними коленами экранных труб в проходах их через обмуровку, шлака под трубами холодных воронок, заземления в песочных затворах, зажатие элементами каркаса и др.);
- 5) содержать в исправном состоянии реперы, контролируемые температурные перемещения барабанов, нижних коллекторов, экранов и др.;
- б) проводить контрольные наблюдения за тепловыми перемещениями всех основных элементов котла во время растопки из холодного состояния с занесением результатов проверки в специальный формуляр.

Во время эксплуатации котлов необходимо исключить режимы, при которых возникают высокие температурные напряжения, в частности:

- 1) при остановках котла, если барабан выходит на режим опорожнения, следует немедленно после погашения топки отключить питание закрытием не только клапанов, но и задвижек, ибо охлаждение стенки барабана при попадании на нее недогретой воды приводит к тепловому удару, что опасно при высоком уровне давления ($P = 0,8-1,0 P_{\text{ном}}$);
- 2) подпитку котла в период растопки и остановов производить возможно малыми порциями воды с обязательным контролем по расходомеру и термоэлектрическим преобразователям (термопарам) на водоопускных трубах и нижней образующей барабана;
- 3) не допускать открытия задвижек на линиях рециркуляции экономайзера в случаях подпитки котла водой в период растопки и останова.

Продолжительность растопки и останова котлов устанавливается в каждом конкретном случае с учетом обеспечения надежного температурного режима барабана и других его элементов.

Предупреждение опасных термических напряжений в барабанах возможно только при надежном, хорошо организованном контроле за температурным режимом барабана.

Барабаны всех котлов 14 МПа должны быть оснащены термоэлектрическими преобразователями (термопарами) с регистрацией показаний. Правильность смонтированной схемы измерений проверяется при стационарном режиме работы котла. При этом разбежки в показаниях не должны превышать 5-10°C.

Регистрация температур барабана осуществляется при заполнении котла водой, растопках, остановках, гидроопрессовке, а при полупиковом и пиковом режимах осуществляется непрерывно.

При выборе метода защиты резервных паровых котлов необходимо руководствоваться следующими соображениями:

- 1) котлы, останавливаемые на срок более 10 дней, подлежат консервации сухим или мокрым методом в зависимости от наличия тех или иных реагентов, прокладочных материалов и т. п.;
- 2) при длительности простоя не более 10 дней необходимо защищать котлы по методу избыточного давления;
- 3) барабанные котлы высокого давления консервируются методами поддержания избыточного давления питательной воды, раствором аммиака, смесью нитрита натрия и аммиака, смесью гидразина и аммиака и азотом.

При остановках паровых котлов любых конструкций, когда невозможна их немедленная консервация из-за проведения работ по вырезке труб, ремонту или переделке сепарации и т. п., следует:

- 1) провести промывку пароперегревателя с целью удаления солевых отложений;
- 2) спустить воду из котлов и путем вентиляции воздуха через открытые люки, используя теплоту неостывшей обмуровки, по возможности полностью осушить поверхность металла;

3) оперативно провести все работы, препятствующие осуществлению защитных мероприятий, и провести консервацию котла, если простой его будет продолжаться (пребывание в резерве или проведение других ремонтных работ).

Не допускаются оставление паровых котлов в горячем резерве без отключения или с задержкой отключения от общих паропроводов перегретого и насыщенного пара, быстрый набор нагрузки, неравномерное питание котлов, чрезмерно быстрое охлаждение и т. п.

4.2 Предупреждение повреждений элементов поверхностей нагрева котлов

Основными мероприятиями и условиями по обеспечению надежности водотрубных котлов являются:

- 1) соблюдение графика обдувки и расшлаковки поверхностей нагрева при работе котлов на твердом топливе;
- 2) постоянный контроль за состоянием зажигательных поясов в экранированных топках, и шлакованием экранных труб. Если состояние поясов или зашлакование участков труб грозит нарушением циркуляции, то следует принять срочные меры к выводу котла в ремонт;
- 3) оборудование топочной камеры дополнительными люками (при необходимости) для осмотра и обивки шлака в особо шлакуемых местах без останова котла с устройством удобного к ним доступа;
- 4) наблюдение за правильной установкой и работой обдувочных устройств, а также плотностью их арматуры. После окончания обдувки следует закрыть главный вентиль к обдувочным аппаратам и полностью открыть продувочные (дренажные) клапаны, чтобы аппараты не могли оказаться под давлением. При прогибе или обгорании обдувочной трубы или сопл пользоваться обдувочным устройством запрещается, паропровод в данном случае необходимо заглушить до устранения неисправности;
- 5) систематическое удаление золы, выпадающей в газоходах котла и перегревателя, а после спуска золы – плотное прикрытие золовых затворов.
- 6) При камерном сжигании топлива с большей зольностью и наличии золового истирания труб следует регулярно проверять состояние защитных манжет. Необходимо знать, что неправильная установка манжет или их крепление может создать места сосредоточенного износа труб;
- 7) обеспечение минимальных присосов воздуха в топке и газоходах котла, т. е. тщательное их уплотнение во время ремонта. Присос воздуха может быть: в зазорах между кладкой топки и каркасом и в температурных швах; в местах прохода подъемных и водоопускных труб через стены в потолочные перекрытия топок; в местах сопряжения фронтальной и боковых стен топки и перекрытия потолка; нижней части топки и в уплотнениях холодной воронки (обеспечивающих свободную деформацию воронки при нагреве) и др.;
- 8) обеспечение плотности газовых перегородок путем: применения плит с пазами

и соответствующими замками; тщательного приготовления раствора и укладки его между плитами; проверки и уплотнения стыков углов отдельных плит и мест прохода кронштейнов; контроля за состоянием торкретированных поверхностей газовых перегородок и своевременного их ремонта.

4.3 Предупреждение повреждений пароперегревателей

Для надежной работы пароперегревателя и предупреждения недопустимого повышения температуры перегретого пара, вызывающего пережог его змеевиков, необходимо:

- 1) производить растопку котла при полном открытии продувки перегревателя, постепенно уменьшая ее с ростом давления, но поддерживая температуру пара на выходе из перегревателя не менее чем на 50°С ниже нормальной для данного типа котла. При растопке не следует допускать чрезмерных избытков воздуха, равномерно подпитывать котел водой и не включать поверхностные пароохладители для снижения температуры пара. При повышении температуры пара до нормальной временно приостановить растопку котла и усилить продувку перегревателя;
- 2) держать при содержании котла в горячем резерве приоткрытой продувку перегревателя и систематически контролировать по приборам температуру пара;
- 3) наладить и установить режим горения в топке с нормальным избытком воздуха и правильным положением факела в топке;
- 4) не допускать повышенных (более расчетных) температур дымовых газов в конце топки и перед перегревателем путем поддержания правильного режима горения топлива, при этом не допускать заноса газохода перегревателя (особенно одностороннего заноса);
- 5) производить регулярную обдувку поверхностей нагрева котла и перегревателя, а также расшлаковку топки и кипятильных труб;
- 6) не допускать односторонней или неравномерной работы горелок (форсунок) и температурных перекосов в топке и газоходе;
- 7) обеспечивать равномерное питание котла водой в соответствии с его нагрузкой и поддерживать нормальный уровень воды в котле. При упуске воды подпитка котла водой категорически запрещается;
- 8) постоянно следить за исправностью и правильностью показаний приборов для измерения температуры перегретого пара. Для котлов паропроизводительностью более 400 т/ч приборы для измерения температуры пара на выходной части змеевиков перегревателей должны быть непрерывного действия с регистрирующим устройством;
- 9) производить продувку в случае сброса нагрузки котла и подъема предохранительного клапана после перегревателя немедленно, не допуская повышения температуры пара;
- 10) сократить до минимума расход насыщенного пара и распределять его отбор равномерно между работающими котлами. Уменьшить или прекратить отбор пара

от котлов, где высока температура перегретого пара;

11) при останове котла после снижения температуры перегретого пара до минимальной допустимой по условиям работы турбины, включить РРОУ и закрыть магистральную задвижку перед главным паропроводом.

12) удалить при останове котла в условиях низких температур полностью воду из перегревателя;

13) не допускать длительной эксплуатации котла со свищем в перегревателе, так как имеется опасность износа струей пара, выходящего из свища близлежащих труб;

14) производить при капитальных ремонтах котлов индивидуальную промывку змеевиков перегревателя с лучковыми коллекторами и общую промывку остальных перегревателей, а при необходимости – и во время текущих ремонтов. Промывка перегревателей должна вестись под наблюдением химической лаборатории;

15) после останова котла для капитального ремонта тщательно осмотреть внутрибарабанные сепарационные устройства, барабаны котла, змеевики и коллекторы перегревателей;

16) при капитальном ремонте полностью перебрать подвесные и дистанционирующие устройства перегревателя с заменой изношенных. При замене змеевиков, проверить, по сертификатам качество новых труб и соответствие их марке стали.

В каждый капитальный ремонт выборочно, но не менее чем 25% в зонах максимальной температуры, проверять змеевики выходных ступеней первичного и промежуточного перегревателей с расчетными параметрами среды 450°C и выше для измерения остаточной деформации.

Остаточная деформация труб перегревателей контролируется штангенциркулем с точностью шкалы до 0,05 мм или шаблоном с проходным размером, имеющим допуск $\pm 0,05$ мм. Остаточная деформация не должна превышать 3,5 % D_n для труб из углеродистой стали и 3,0 % D_n – из легированных (D_n – номинальный диаметр трубы). Трубы с остаточной деформацией, превышающей допустимые значения, подлежат замене.

Не допускать эксплуатацию котла с неплотностью поверхностного пароохладителя.

При выводе из работы подогревателей питательной, воды и снижении ее температуры не допускать эксплуатацию котлов с завышенной против расчетной температурой перегретого пара, соответственно снижая при необходимости их нагрузку.

Точно соблюдать, установленный химической лабораторией режим непрерывной продувки котлов, обеспечивающий незначительные отклонения содержания котловой воды от нормального для данного котла.

Обеспечить правильный водный режим и высокое качество пара. При приемке котла после ремонта проверить, не осталось ли в змеевиках и коллекторах пароперегревателя посторонних предметов.

4.4 Предупреждение повреждений экономайзеров

Для предупреждения повреждений экономайзеров следует:

- 1) обеспечить хорошую работу деаэраторов и водоподготовительных установок и высокое качество питательной воды котлов;
- 2) постоянно следить за равномерным питанием котла водой и надежной работой автоматов питания;
- 3) не отключать деаэраторы питательной воды во избежание снижения ее температуры перед экономайзером ниже расчетной;
- 4) вести топочный режим в соответствии с режимной картой по показаниям контрольно–измерительных приборов, не допуская избытков воздуха сверх расчетных и работы топки с химической неполнотой сгорания топлива;
- 5) не допускать эксплуатацию котлов с нагрузкой выше расчетной при сжигании многозольного топлива. Нагрузку необходимо ограничивать, если зольность и влажность топлива больше проектных значений, а также в периоды питания котла водой пониженной температуры;
- 6) следить за плотностью воздушного тракта, обмуровки, газовых перегородок, состоянием поверхностей нагрева;
- 7) регулярно производить очистку золовых бункеров и проверять отсутствие увлажненной золы под экономайзером;
- 8) проверять отсутствие в газоходах посторонних предметов (например, оставшихся после ремонта кирпичей, досок и т. п.);
- 9) систематически, проверять работу предохранительных клапанов, установленных на отключаемых экономайзерах, которые должны открываться при давлении, превышающем рабочее давление в котле на 25% со стороны входа и на 10 % со стороны выхода воды из экономайзера;
- 10) следить за исправным состоянием обратных клапанов на питательных линиях и устройств сигнализации предельно допустимой температуры воды, выходящей из экономайзера;
- 11) при наличии обводных газоходов у экономайзера выключать их по газам во время растопки котла, открывая обводную газовую заслонку и плотно закрывая заслонки прямого хода (через газоход). Подпитку котла производить равномерно через экономайзер;
- 12) при необходимости отключения экономайзера (неисправность экономайзера или его арматуры) по воде при работе котла открыть обводные заслонки и закрыть заслонки прямого хода до и после него, питать котел по обводным линиям;
- 13) при необходимости использовать стонные линии или другие устройства, позволяющие прокачивать воду через экономайзер, помимо котла либо питать котел и дренировать воду через нижние продувочные точки;
- 14) при останове котла на капитальный ремонт необходимо провести гидравлическое испытание и осмотр экономайзера. Особое внимание при осмотре обратить на места фланцевых соединений и сварки змеевиков;
- 15) после наружной очистки змеевиков определить степень коррозионного

разрушения и износа поверхностей нагрева экономайзера, приняв меры к защите или замене наиболее изношенных мест;

16) при заготовке труб для ремонта экономайзеров проверять их качество по сертификатам;

17) сварку труб экономайзеров поручать только дипломированным специалистам (квалифицированным сварщикам), прошедшим специальную теоретическую и практическую подготовку;

18) после капитального ремонта проверить, произведена ли замена дефектных опор, подвесок и связей змеевиков, прокладок фланцевых соединений, подводящих, отводящих, перепускных труб, а также демонтаж изношенной и монтаж новой золозащиты, выборочная замена труб поверхностей нагрева экономайзера и т.п.

19) На котлах, в которых наблюдается интенсивный общий износ экономайзеров, необходимо периодически производить переборку изнашиваемых пакетов, ибо при отбраковке змеевиков в газоходе зачастую не удается выявить все дефекты.

4.5 Предупреждение повреждений воздухоподогревателей

Для нормальной работы воздухоподогревателей для всех топлив необходимо:

1) не допускать загрязнения воздухоподогревателей;

2) строго соблюдать график остановок котлов для расшлаковки и очистки поверхностей нагрева, в том числе воздухоподогревателей;

3) не менее одного раза в смену производить обдувку их поверхностей, а по окончании обдувки плотно закрывать запорные вентили и открывать дренажи обдувочных трубопроводов;

4) производить уплотнение газоходов при остановках котлов на текущий ремонт и проверять плотность воздухоподогревателей;

5) обеспечить плотность компенсационных устройств (линзовых компенсаторов и других уплотнителей) и дефлекторов во время ремонта воздухоподогревателей;

6) не допускать длительной работы котла с течью экономайзеров, под которыми расположены воздухоподогреватели, во избежание их коррозии;

7) устранять газовые перекосы перед воздухоподогревателем путем установки направляющих перегородок;

8) изолировать трубные доски на горячей стороне воздухоподогревателя при температуре газов более 500°C;

9) применять предохранительные разрезные вставки в трубы воздухоподогревателя для их защиты; в случае загорания сажи и отложений в газоходах котла немедленно принять меры по гашению топки и перекрытию дутья и тяги, заполнить газоход воздухоподогревателя паром (остальные действия персонала – в соответствии с эксплуатационной инструкцией).

При работе топки котла на мазуте следует:

1) постоянно следить за очисткой мазута от механических примесей;

- 2) регулярно производить очистку фильтров и поддерживать температуру мазута перед фильтрами тонкой очистки в зависимости от его марки, но не ниже 80°C;
- 3) наладить режим работы топки с минимальным избытком воздуха ($\alpha=1,1-1,15$) и вести топочный процесс в соответствии с режимной картой;
- 4) обеспечить хорошее распыливание мазута и вовремя заменять подшлакованные и неплотные форсунки на исправные;
- 5) при сжигании высокосернистых мазутов переходить с паровых форсунок на механические и применять жидкие присадки;
- 6) систематически вести наблюдение за исправностью воздушных регистров (не допускать установку форсунок без воздушных регистров и работу топки с несимметричным их расположением, а также зашлакованными или обгоревшими амбразурами);
- 7) вести контроль за исправностью сигнализации, показывающей температуру уходящих газов; обеспечить ведение топочного режима с минимальным механическим недожогом (уносом) при сжигании твердых топлив.

5 Охрана окружающей среды

5.1 Общие положения

Из всех существующих на нынешний день видов электростанций тепловые станции, работающие на органическом топливе, более всего загрязняют атмосферу. Объёмы загрязнения окружающей среды и вид загрязнения зависят от типа и мощности станций [14].

Результатом работы тепловых станций является загрязнение атмосферы углекислотой, выделяющейся при сжигании топлива, окисью углерода, окислами серы, углеводородами, окислами азота, огромными количествами твёрдых частиц (зола) и другими вредными веществами. Кроме того, происходит значительное тепловое загрязнение водоёмов при сбрасывании в них тёплой воды.

Увеличение количества углекислоты в атмосфере Земли ведёт к возникновению так называемого «парникового эффекта». Углекислый газ поглощает длинноволновое излучение нагретой поверхности Земли, нагревается и тем самым способствует сохранению на ней тепла. Увеличение доли углекислого газа в атмосфере может привести к повышению на несколько градусов температуры низких слоёв атмосферы, а это в свою очередь, может привести к таянию ледников Гренландии и Антарктиды и затоплению части суши.

Наряду с увеличением содержания углекислого газа происходит уменьшение доли кислорода в атмосфере, который расходуется на сжигание топлива на тепловых станциях.

Вредное воздействие на животный и растительный мир оказывает загрязнение атмосферы окисью серы. Наибольшее загрязнение атмосферы серой приходится как раз на долю электростанций и отопительных установок.

Вредное воздействие окиси углерода на человека и животных состоит в том, что она, соединяясь с гемоглобином крови, очень быстро лишает организм кислорода.

Станции, работающие на угле, потребляют его в больших количествах и больше всего выбрасывают загрязняющих атмосферу веществ. Выбросы в атмосферу зависят от качества сжигаемого угля.

Сбросы горячей воды в водоёмы и повышение вследствие этого их температуры приводят к нарушению экологического равновесия, установившегося в естественных условиях, что неблагоприятно влияет на флору и фауну. Тепловое загрязнение водоёмов может быть уменьшено с переходом на замкнутые циклы использования воды.

Таким образом, мы видим, что влияние ТЭС на биосферу огромно и неблагоприятно. Но, несмотря на это, пока тепловые электростанции и теплоэлектроцентрали остаются преобладающими при производстве электроэнергии и тепла для нужд человека.

5.2 Влияние производства и электроустановок на окружающую среду

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу: оксид железа, марганец и его соединения, диоксид азота, диоксид серы, ангидрид сернистый, оксид углерода, фтористый водород, взвешенные вещества, пыль абразивная, корунд белый, монокорунд, зола углей, пыль каменноугольная. Выброс вышеперечисленных загрязняющих веществ в атмосферу разрешён Министерством природных ресурсов Российской Федерации [14].

Отходы, образующиеся на предприятии:

- 1 класс опасности: отработанные ртутные лампы и термометры;
- 2 класс опасности: нефтепродукты от нефтеловушки, нефтешлам при зачистке резервуаров, отработанное компрессорное масло, отработанное индустриальное масло, отработанное моторное масло, отработанное трансмиссионное масло, отходы теплоизоляции, содержащие асбест;
- 3 класс опасности: нефтешлам от фильтров очистки, нефтешлам от промывки деталей и механизмов, песок загрязнённый нефтепродуктами, эмульсия от маслотовушки;
- 4 класс опасности: стружки и кусковые отходы древесины, лом чёрных металлов, лом цветных металлов, стружка металлическая, металлосодержащая пыль, лом абразивных изделий, абразивно-металлическая пыль, огарки сварочных материалов, антикоррозийное покрытие, промышленный мусор, тара лакокрасочных материалов, отработанные накладки тормозных колодок, фильтры загрязнённые нефтепродуктами, осадки нейтрализации электролита, шины с тканевым кордом и металлокордом, шприцы, отходы офисной техники, ветошь промасленная, отходы обмуровочные, отходы строительные, отработанные аккумуляторы без электролита, измельчённый катионит от фильтров водоподготовки, отмывочные воды от водоподготовки, отходы паронита.

5.3 Мероприятия по охране воздушного бассейна

Содержащиеся в дымовых газах летучая зола, мельчайшие частицы несгоревшего топлива оказывают отрицательное влияние на окружающую среду. В связи с этим борьба за чистоту воздушного бассейна является актуальной народно-хозяйственной задачей. Основными мероприятиями в этом направлении являются [14]:

- 1) Надёжная герметизация топок, газоходов, газопроводов, насосов, компрессоров, транспортёров, шнеков;
- 2) Применение оборудования, работающего под разрежением;
- 3) Встройка местных вытяжек или увеличение мощности существующих из мест пересыпки топливной золы;
- 4) Замена токсичных веществ нетоксичными;
- 5) Переход с твёрдого топлива на газообразное;
- 6) Увлажнение пыли топлива при его измельчении и транспортировке;

7) Глубокая очистка дымовых газов от золы, сернистых соединений и окислов азота;

8) Предварительная переработка топлива перед сжиганием с целью извлечения из него сернистых соединений;

9) Рациональное внедрение топочного процесса в парогенераторах для подавления образования окислов азота в процессе горения топлива;

10) Устройство высоких дымовых труб в соответствии с “Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий” для отвода и рассеяния дымовых газов;

11) Внедрение механизации и автоматизации технологических процессов, дистанционное управление.

12) Замена отработанных ртутных ламп, применяемых для наружного освещения на натриевые источники.

В таблице 5.1 указаны ПДК вредных веществ.

Таблица 5.1 – ПДК вредных веществ

Загрязняющие вещества	ПДК, мг/м ³	
	максимальная разовая	среднесуточная
Сернистый ангидрид	0,5	0,15
Сероводород	0,08	0,008
Оксид углерода	0,03	0,001
Оксид азота	0,085	0,085

5.4 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 [9].

Выбросы золы M_z , г/с, определяем по формуле

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

$$M_z = 10 \cdot 24,8 \cdot \left(7,4 + 0,5 \cdot \frac{15,28}{32,7} \right) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,995) = 9.$$

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 [9];

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;

$$K = \frac{12 \cdot 140,8}{200 + 140,8} = 4,96,$$

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 4,96 \cdot 0,55 \cdot 24,8 \cdot 15,28 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) = 35.$$

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;

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 24,8 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 447,2.$$

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 $ПДК_{SO_2}$, $ПДК_{NO_2}$, $ПДК_3$ – предельно допустимая концентрация оксидов серы, оксидов азота и золы соответственно, мг/м³;

$$M = 447,2 + 35 \cdot \frac{0,15}{0,085} + 9 \cdot \frac{0,15}{0,15} = 517,9.$$

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, для Сибири $A = 200$;

n – количество дымовых труб, шт, выбираем одну дымовую трубу с высотой $H = 180$ м;

V – объем удаляемых дымовых газов через трубу, м³/с;

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 [9];

$$f = \frac{10^3 \cdot 40 \cdot 8,4}{180^2 \cdot 130} = 0,08,$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,08} + 0,34\sqrt[3]{0,08}} = 1,18,$$

$$C_m = \frac{200 \cdot 517,9 \cdot 1 \cdot 1,18}{180^2} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{270,5 \cdot 130}} = 0,092.$$

Так как $C_m < ПДК_{SO_2}$, то выбранная дымовая труба высотой 180 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 [9];

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

$$H_{эф} = 180 + 1,9 \cdot \frac{8,4 \cdot 40}{5 \cdot 1,63} = 258,3.$$

5.5 Охрана водного бассейна

Правилами охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в воде водоемов и водотоков, взвешенных веществ минерального состава, показатели запаха, вкуса, цвета, реакции рН, содержания кислорода и др., а также допустимый подогрев воды в источнике. Эти требования к составу и свойствам воды не допускают сброса загрязненных сточных вод электростанции в водоемы и водотоки без очистки.

Сточными загрязненными водами электростанции являются: сбросы избыточных вод золошлакоотвалов при гидравлическом удалении золы и шлака, загрязненные маслом и мазутом воды, обмывочные воды мазутных парогенераторов и регенеративных воздухоподогревателей, сбросы химводоочисток и конденсатоочисток турбин и др.

Сложность и высокая стоимость очистки этих вод, а в ряде случаев и невозможность доведения сбросной воды до требуемой кондиции вынуждают прежде всего стремиться к всемерному сокращению количества загрязненных вод, повторному использованию сточных вод в системах технического водоснабжения и гидрозолоудаления, а, если позволяют природные условия, к полному использованию сточных вод без сброса в водоемы.

На ТЭЦ применено оборотное водоснабжение с градирнями. Вода, поступающая в газоохладители и маслоохладители турбин, сбрасывается в градирни. Её загрязнения маслом не происходит из-за того, что давление охлаждающей воды больше давления масла. Охлаждающая вода, поступающая на охлаждение подшипников вспомогательного оборудования, сбрасывается в коллектор замасленных стоков, а из коллектора в канал гидрозолоудаления. В

канал также поступает вода после уборки территории и оборудования. Из канала гидрозолоудаления вода багерными насосами перекачивается в чашу золошлакоотвала. В чаше вода отстаивается и поступает в баки осветленной воды. Осветленную воду используют для технических нужд станции (сальниковые уплотнение багерных насосов, гидроуборка полов, ТТЦ).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной работы рассмотрен вопрос строительства ТЭЦ мощностью 360 МВт с максимальной тепловой нагрузкой 270 МВт и максимальным отбором пара на производство 300 т/ч, работающую на Бородинском буром угле с целью покрытия возрастающих тепловых и электрических нагрузок.

В качестве основного оборудования было выбрано три турбины КТ-120-12,8 и три котла БКЗ-500-140.

Произведена оценка эффективности строительства ТЭЦ и экономическое обоснование состава основного оборудования.

Произведен расчет принципиальной тепловой схемы и технико-экономических показатели работы проектируемой станции.

Рассчитано и выбрано вспомогательное оборудование станции.

Спроектировано техническое водоснабжение, золоочистка, золошлакоудаление, а также топливное хозяйство.

В качестве индивидуального задания рассмотрены мероприятия по надежности работы котлоагрегатов.

Уделено внимание охране окружающей среды и рассчитана дымовая труба для рассеивания дымовых газов.

Все расчеты показали экономическую и техническую привлекательность проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Клиентам: Тепловая энергетика: Паровые турбины – Режим доступа: <http://www.power-m.ru/customers/thermal-power/steam-turbine/>.
- 2 ВНТП 81 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. – М. : Минэнерго СССР, 1981. – 61 с.
- 3 Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции / В. Я. Рыжкин – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
- 4 Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – М. : Энергия, 1980. – 425 с.
- 5 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.
- 6 Цыганок, А. П. Тепловые и атомные электрические станции : учеб. пособие / А. П. Цыганок. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2000. – 123 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 (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов) / Е. А. Бойко, А. А. Шпиков. – Красноярск : КГТУ, 2003. – 230 с.
- 9 Куликов, С. М. Расчет содержания вредных веществ в дымовых газах при проектировании котлов и энергетических установок Методическое указание к дипломному проектированию для студентов специальностей 1005 – Тепловые электрические станции, 1007 – Промышленная теплоэнергетика / С. М. Куликов, Е. А. Бойко. – Красноярск : КГТУ, 1995. – 32 с.
- 10 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.
- 11 Рихтер, Л. А. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций / Л. А. Рихтер, Д. П. Елиазаров, В. М. Лавыгин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 218 с.
- 12 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.
- 13 Астраханцева, И. А. Экономическая оценка технических решений : Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности 1005 - «Тепловые электрические станции» / И. А. Астраханцева. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 1998. – 27 с.
- 14 Жабо, В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС / В. В. Жабо. – М. : Энергоатомиздат, 1992. – 305 с.

Заявление о согласии выпускника на размещение выпускной квалификационной работы в электронно-библиотечной среде ФГАОУ ВО СФУ

1 Я, Гнездяков Антон Владимирович

студент (ка) СФУ ЛУ, 392-14-015

фамилия, имя, отчество полностью
институт/ группа

Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Сибирский федеральный университет» (далее – ФГАОУ ВО СФУ), разрешаю ФГАОУ ВО СФУ безвозмездно воспроизводить и размещать (доводить до всеобщего сведения) в полном объеме написанную мною в рамках выполнения образовательной программы

выпускная квалификационная работа бакалавра
указать выпускную квалификационную работу бакалавра, дипломную работу специалиста, дипломный проект специалиста, магистерскую диссертацию
на тему: Проект ТЭЦ 360 МВт

название работы

в открытом доступе в электронно-библиотечной среде (на веб-сайте СФУ), таким образом, чтобы любой пользователь данного портала мог получить доступ к выпускной квалификационной работе (далее – ВКР) из любого места и в любое время по собственному выбору, в течение всего срока действия исключительного права на выпускную работу.

2 Я подтверждаю, что выпускная работа написана мною лично, в соответствии с правилами академической этики и не нарушает авторских прав иных лиц.

«05» июля 2019

Гнездяков
востпись

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко

«06» _____ 07 2019 г

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Гнездюкову Антону Владимировичу

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ЗФЭ 14-01Б Направление (специальность)

13.03.01

(код)

Теплоэнергетика и теплотехника

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Проект ТЭЦ 360 МВт

Утверждена приказом по университету № 7179/с от 23 мая 2019 года

Руководитель ВКР С.А. Михайленко, профессор кафедры ТЭС ПИ СФУ

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР электрическая нагрузка 360 МВт, максимальный

расход пара на производство 300 т/ч, максимальная тепловая нагрузка 270 МВт,

топливо Бородинский уголь, место строительства г. Новосибирск

Перечень разделов ВКР экономическая часть, расчетная часть, общая часть,

индивидуальное задание, охрана окружающей среды

Перечень графического материала

Лист 1. Принципиальная тепловая схема

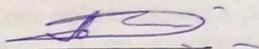
Лист 2. Поперечный разрез главного корпуса

Лист 3. Генеральный план

Лист 4. Принципиальная схема топливоподачи

Лист 5. Разрез электрофильтра

Руководитель ВКР



С.А. Михайленко

подпись

Задание принял к исполнению



А.В. Гнездюков

подпись

« 5 » 04 2019 г.