

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

«___» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Проект Алтайской КЭС 660 МВт

Руководитель	_____	<u>доцент, к.т.н.</u>	<u>П.В. Шишмарев</u>
	подпись, дата		
Выпускник	_____		<u>А.А. Московчук</u>
	подпись, дата		
Технический контроль	_____		<u>Е.А. Бойко</u>
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		<u>П.В. Шишмарев</u>
	подпись, дата		

Красноярск 2020

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко

«___» _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме _____ бакалаврской работы _____

Студенту Московчук Анне Алексеевне

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ЗФЭ 15-01Б Направление (специальность)

13.03.01

(код)

Теплоэнергетика и теплотехника

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Проект Алтайской КЭС 660 МВт

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

Руководитель ВКР П.В. Шишмарев, доцент кафедры ТЭС ПИ СФУ

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР электрическая нагрузка 660 МВт, топливо Мунайский бурый уголь, место строительства Алтайский край

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

Перечень графического материала

Лист 1. Принципиальная тепловая схема

Лист 2. Поперечный разрез главного корпуса

Лист 3. Генеральный план

Лист 4. Градирня

Руководитель ВКР

подпись

П.В. Шишмарев

Задание принял к исполнению

подпись

А.А. Московчук

« 14 » 06 2020 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект Алтайской КЭС 660 МВт» содержит 78 страниц текстового документа, 14 использованных источников, 4 листа графического материала.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ, ТУРБИНА, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, КОТЕЛ, ОБОРУДОВАНИЕ, ГРАДИРНЯ, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Место строительства – Алтайский край.

Цели строительства:

- ввод современных, экономичных и экологичных мощностей;
- снижение дефицита электроэнергии в Алтайском крае;
- снижение тарифов на электроэнергию;
- повышение надежности электроснабжения региона.

В результате расчетов и анализа определен наиболее оптимальный и выгодный 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 топливное хозяйство, золоочистка, золошлакоудаление, техническое водоснабжение, а также химводоподготовка. Также рассмотрены вопросы воздействия ТЭС на окружающую среду.

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

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Экономическая часть	5
1.1 Экономическое обоснование выбора состава основного оборудования	5
1.2 Расчёт проектной себестоимости КЭС по 1 варианту.....	5
1.3 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии по 1 варианту	8
1.4 Расчёт проектной себестоимости КЭС по 2 варианту.....	9
1.5 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии по 2 варианту	12
1.6 Анализ сравниваемых вариантов	12
1.7 Оценка экономической эффективности капитальных вложений	13
2 Расчетная часть.....	18
2.1 Расчет принципиальной тепловой схемы турбины К-330-240	18
2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы ТЭС.....	36
2.3 Выбор вспомогательного оборудования в пределах тепловой схемы	39
3 Конструирование и расчет систем топливоподачи, золошлакоудаления, золоочистки	46
3.1 Выбор котлоагрегатов.....	46
3.2 Выбор тягодутьевых механизмов.....	48
3.3 Топливное хозяйство.....	51
3.4 Золоочистка	56
3.5 Золошлакоудаление.....	57
4 Общая часть.....	60
4.1 Расчет системы технического водоснабжения	60
4.2 Описание химводоподготовки.....	64
4.3 Генеральный план	65
4.4 Компоновка главного корпуса.....	66
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.....	75
Заключение	77
Список использованных источников	78

ВВЕДЕНИЕ

Для удовлетворения в полном объеме растущей потребности регионов Сибирского федерального округа в электроэнергии необходимо модернизировать электроэнергетическую инфраструктуру округа, строить новые генерирующие объекты. Потребность в электроэнергии в Алтайском крае в настоящее время составляет не менее 10,5 млрд кВт·ч в год, из них за счет собственных генерирующих мощностей обеспечивается около 60% общей потребности, недостающая электроэнергия поступает по межсистемным перетокам [1].

По экспертной оценке, наиболее экономически эффективным является создание энергоугольных компаний, когда угледобывающие предприятия и электростанция находятся в непосредственной близости друг от друга. Технологически данные топливно-энергетического предприятия относятся к одному производственному процессу - разрез добывает бурый уголь, который потребляется на электростанции, вырабатывающей электрическую энергию.

Согласно экспертным оценкам, решение вопросов по добыче более дешевого бурого угля в Алтайском крае, а также решение проблем энергобезопасности возможно при освоении Мунайского угольного разреза и создания вблизи разреза конденсационной электрической станции мощностью 660 МВт, с возможностью последующего увеличения до 1320 МВт.

Ввод электрической станции в эксплуатацию позволит поставлять электроэнергию в объеме 4,5 млрд кВт·ч. в год, что составляет порядка 40% от общей потребности региона в электроснабжении. Таким образом, электроснабжение региона будет полностью обеспечено за счет собственных ресурсов, а также создаст условия для формирования резервных мощностей в норме, предусмотренной Энергетической стратегией России, - 17%.

Таким образом, учитывая действующие в настоящее время в крае энергогенерирующие мощности, собственное энергообеспечение Алтайского края может достигнуть 100%.

1 Экономическая часть

1.1 Экономическое обоснование выбора состава основного оборудования

Для покрытия электрической нагрузки предлагается построить КЭС с установленной мощностью 660 МВт на базе Мунайского месторождения бурого угля в Алтайском крае.

Техническое решение по составу основного оборудования может приниматься в результате экономической оценки, исходя критерия макроэкономики, обеспечивающего взаимосвязку отраслевых интересов топливно-энергетического комплекса и народного хозяйства в целом. Данный подход реализуется посредством применения показателя приведенных затрат, который рассчитывается по каждому из конкурсных вариантов в соответствии с методическими рекомендациями [2].

При сравнении вариантов по минимуму приведенных затрат необходимо выполнение следующих условий:

1. Сравнимые варианты должны быть технически сопоставимы и взаимозаменяемы.

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

3. Все проектируемые мероприятия финансируются из одного источника.

Для определения оптимального состава основного оборудования в качестве сравниваемых вариантов принимаем две турбины К-330-240 (вариант 1) и четыре турбины К-165-130 (вариант 2).

1.2 Расчёт проектной себестоимости КЭС по 1 варианту

1.2.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Необходимо рассчитать себестоимость электрической энергии на проектируемой КЭС с двумя турбинами К-330-240.

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн руб./год [2]

$$U_{\text{э}} = U_{\text{т}} + U_{\text{зн}} + U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}}, \quad (1.1)$$

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

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

$U_{\text{а}}$ – амортизация основных производственных средств;

$U_{\text{тр}}$ – расходы на ремонт основных средств;

$U_{пр}$ – прочие расходы.

1.2.2 Расчёт затрат на топливо

Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии посчитан в технической части и составляет 0,298 т у.т./(МВт·ч).

Полный расход топлива на выработку электроэнергии, т у.т./год

$$B_{общ} = b_{э} \cdot W_{г.выр}, \quad (1.2)$$

где $b_{э}$ – удельный расход условного топлива на производство электроэнергии, т у.т./(МВт·ч);

$W_{г.выр}$ – годовая выработка энергии, МВт·ч;

$$W_{г.выр} = P \cdot T_{уст} \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (1.3)$$

где P – установленная мощность одного блока, кВт;

n – количество блоков, шт;

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч;

$$W_{г.выр} = 330000 \cdot 7200 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 4752000,$$

$$B_{общ} = 0,298 \cdot 4752000 = 1416096.$$

Затраты на топливо, млн руб./год

$$U_T = Ц \cdot B_{общ} \cdot 10^{-6}, \quad (1.4)$$

где $Ц$ – цена условного топлива, руб./т у.т.;

$$U_T = 1200 \cdot 1416096 \cdot 10^{-6} = 1699,32.$$

1.2.3 Расходы на оплату труда

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать формулу, млн руб./год

$$U_{зп} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{зп} \cdot 10^{-6}, \quad (1.5)$$

где n_y – штатный коэффициент [2];
 $\Phi_{зп}$ – средняя зарплата одного работника за год, руб.;

$$U_{зп} = 660 \cdot 0,48 \cdot 480000 \cdot 10^{-6} = 152,06.$$

1.2.4 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн руб./год

$$U_a = K \cdot N_a, \quad (1.6)$$

где N_a – средняя норма амортизации станции в целом, % [2];
 K – капитальные вложения в КЭС, млн руб. [2];

$$K = K_{уд} \cdot d_i \cdot N_y \cdot 10^{-3}, \quad (1.7)$$

где $K_{уд}$ – удельные капитальные вложения на строительство генерирующего объекта, тыс. руб./кВт;
 d_i – коэффициент, учитывающий регион размещения;

$$K = (74,02 + 36 \cdot (2 - 1)) \cdot 1,13 \cdot 118 = 14670,07,$$

$$U_a = 14670,07 \cdot \frac{7}{100} = 1026,9.$$

1.2.5 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту, млн руб./год

$$U_{тр} = K \cdot N_{тр}, \quad (1.8)$$

где $N_{тр}$ – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в КЭС, % [2];

$$U_{тр} = 14670,07 \cdot \frac{5}{100} = 733,5.$$

1.2.6 Прочие расходы

К прочим расходам относятся [2]:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и технике безопасности;
- налоги и сборы;
- и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых взносов во внебюджетные фонды, млн руб./год

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (U_a + U_{\text{тр}} + U_{\text{зн}}) + \text{СТР}, \quad (1.9)$$

где СТР – страховые взносы во внебюджетные фонды, рассчитываемые по ставке 30% от расходов на оплату труда;

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (152,06 + 1026,9 + 733,5) + 0,3 \cdot 45,62 = 428,11.$$

Эксплуатационные расходы составят, млн руб./год

$$U_{\text{э}} = 1699,32 + 152,06 + 1026,9 + 733,5 + 428,11 = 4039,89.$$

Для оценки достоверности расчётов определим удельный вес топливной составляющей, %

$$T_{\text{уд.в}} = \frac{U_{\text{т}}}{U_{\text{э}}} \cdot 100, \quad (1.10)$$

$$T_{\text{уд.в}} = \frac{4039,89}{1699,32} \cdot 100 = 42,06\%.$$

Таким образом, топливная составляющая себестоимости находится в пределах 40% от полной производственной себестоимости, что позволяет сделать вывод о приемлемости результатов расчёта издержек производства.

1.3 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии по 1 варианту

Себестоимость отпущенной электроэнергии, руб./кВт·ч

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = U_{\text{э}} / W_{\text{г.отп}}, \quad (1.11)$$

где $W_{г.отп}$ – годовая отпущенная электроэнергия с шин станции, кВт·ч;

$$W_{г.отп} = P_{отп} \cdot T_{уст} \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (1.12)$$

где $P_{отп}$ – отпущенная мощность одного блока, кВт·ч;

n – количество блоков, шт;

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч;

$$P_{отп} = P \cdot (1 - \alpha_{сн.бл}),$$

где $\alpha_{сн.бл}$ – коэффициент использования электроэнергии на собственные нужды одного блока, %;

$$P_{отп} = 330000 \cdot (1 - 0,038) = 317460,$$

$$W_{г.отп} = 317460 \cdot 7200 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 4571424,$$

$$U_{отп}^3 = 4039,89 \cdot 10^6 / 4571424 \cdot 10^3 = 0,88.$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт·ч

$$U_{выр}^3 = U_{э} / W_{г.выр}, \quad (1.13)$$

где $W_{г.выр}$ – годовая выработка электроэнергии, МВт·ч;

$$U_{выр}^3 = 4039,89 \cdot 10^6 / 4752000 \cdot 10^3 = 0,85.$$

1.4 Расчёт проектной себестоимости КЭС по 2 варианту

Необходимо рассчитать себестоимость электрической энергии на проектируемой КЭС с четырьмя турбинами К-165-130.

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

$$T_p = 8760 - T_{рем}, \quad (1.14)$$

где $T_{рем}$ – время простоя в ремонте, ч;

$$T_p = 8760 - (384 + 438) = 7938.$$

Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт·ч

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}, \quad (1.15)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт;

$T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности, ч;

$$T_{\text{уст}} = 7200,$$

$$W = 660 \cdot 7200 = 4752000.$$

Средняя нагрузка электростанции, МВт

$$P_{\text{кэс}} = W/T_p, \quad (1.16)$$

где T_p – число часов фактической работы, ч;

$$P_{\text{кэс}} = 4752000/7938 = 598,64.$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт

$$P_{\text{бл}} = P_{\text{кэс}}/n_{\text{бл}}, \quad (1.17)$$

где $n_{\text{бл}}$ – число блоков, шт;

$$P_{\text{бл}} = 598,64/4 = 149,66.$$

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

$$V_{\text{уст}} = (b_{\text{хх}} \cdot P_{\text{н}} + b_1 \cdot P_{\text{бл}} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{\text{бл}} - P_{\text{эк}})) \cdot T_p \cdot n_{\text{бл}}, \quad (1.18)$$

где $b_{\text{хх}}$ – удельный расход условного топлива на холостой ход агрегата, т у.т./МВт·ч;

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

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

$$V_{\text{уст}} = (0,0212 \cdot 150 + 0,302 \cdot 149,66 + (0,302 - 0,302) \cdot (149,66 - 150)) \cdot 7938 \cdot 4 = 1536162.$$

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

$$V_{\text{неуст}} = V_{\text{П6-10ч}} \cdot n_{\text{П6-10ч}} \cdot n_{\text{бл}} + V_{\text{Пх.с.}} \cdot n_{\text{Пх.с.}} \cdot n_{\text{бл}}, \quad (1.19)$$

где $V_{\text{П6-10ч}}$ и $V_{\text{Пх.с.}}$ – пусковые потери соответственно при останове на 6–10 часов, и при пуске из холодного состояния, т у.т.;

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

$$V_{\text{неуст}} = 15 \cdot 15 \cdot 4 + 40 \cdot 2 \cdot 4 = 1220 .$$

Расход топлива на КЭС, т у.т./год

$$V = V_{\text{уст}} + V_{\text{неуст}}, \quad (1.20)$$

$$V = 1536162 + 1220 = 1537382 .$$

Затраты на топливо, млн руб./год

$$U_{\text{т}} = 1200 \cdot 1537382 \cdot 10^{-6} = 1844,86 .$$

Расходы на оплату труда, млн руб./год

$$U_{\text{зн}} = 660 \cdot 0,65 \cdot 480000 \cdot 10^{-6} = 205,92 .$$

Капитальные вложения в ТЭС, млн руб.

$$K = (49,23 + 23,97 \cdot (4 - 1)) \cdot 1,13 \cdot 118 = 16152,81 .$$

Размер амортизационных отчислений, млн руб./год

$$U_{\text{а}} = 16152,81 \cdot (7 / 100) = 1130,7 .$$

Расходы по ремонту, млн руб./год

$$U_{\text{тр}} = 16152,81 \cdot (5 / 100) = 807,64 .$$

Прочие расходы, млн руб./год

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (1130,7 + 807,64 + 205,92) + 0,3 \cdot 205,92 = 490,63 .$$

Эксплуатационные расходы составят, млн руб./год

$$U_s = 1844,86 + 1130,7 + 807,64 + 205,921 + 490,63 = 4479,75 .$$

Для оценки достоверности расчётов определим удельный вес топливной составляющей

$$T_{\text{уд.в}} = \frac{1844,86}{4479,75} \cdot 100 = 41,18\% .$$

Таким образом, топливная составляющая себестоимости находится в пределах 40% от полной производственной себестоимости, что позволяет сделать вывод о приемлемости результатов расчёта издержек производства.

1.5 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии по 2 варианту

Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт·ч

$$W_{\text{г.отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}) , \quad (1.21)$$

где $a_{\text{сн}}$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции;

$$W_{\text{г.отп}} = 4752000 \cdot (1 - 0,063) = 4452624 .$$

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт·ч

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = 4479,75 \cdot 10^6 / 4452624 \cdot 10^3 = 1,01 .$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт·ч

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = 4479,75 \cdot 10^6 / 4752000 \cdot 10^3 = 0,94 .$$

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

$$B_{\text{отп}} = B / W_{\text{отп}} = 1537382 / 4452624 = 0,345 . \quad (1.22)$$

1.6 Анализ сравниваемых вариантов

Результаты расчётов двух альтернативных вариантов сводим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Основные технико-экономические показатели станции

Наименование показателя	Значение показателя	
	вариант 1	вариант 2
Установленная мощность, МВт	660	660
Состав основного оборудования	2×К-330-240	4×К-165-130
Число часов работы турбины, ч/год	7200	7200
Выработка электроэнергии, МВт·ч	4752000	4752000
Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт·ч	4571424	4452624
Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт·ч, кг у.т./кВт·ч	0,31	0,345
Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт·ч:		
- выработанной	0,85	0,94
- отпущенной	0,88	1,01
Штатный коэффициент, чел./МВт	0,48	0,65
Удельные капитальные вложения, млн руб./МВт	22,23	24,47

Таким образом по показателю проектной себестоимости первый вариант с составом основного оборудования с блоками К-330-240 является более предпочтительным, в виду меньшей себестоимости и приведённых затрат основного оборудования.

Экономический эффект на уровне микроэкономики (для станций), млн руб./год

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

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

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

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

$$\mathcal{E}_{\text{х.р.}} = (1,01 - 0,88) \cdot 4571424 \cdot 10^{-3} = 557,71.$$

1.7 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

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

объём капитальных затрат остаётся большим суммы амортизационных отчислений и прироста прибыли предприятия.

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

Наиболее распространенным условием при выполнении работы является небольшой период существования первоначальных затрат. В этом случае допустимо считать осуществление инвестиций разовой суммой, тогда чистый дисконтированный доход NPV , млн руб., определяется по формуле

$$NPV = \sum_{n=0}^n (D_{э/э} + U_a) \cdot \frac{1}{(1+0,1)^n} - K, \quad (1.24)$$

где $D_{э/э}$ – доход от продажи электроэнергии, млн руб./год;

U_a – амортизационные отчисления, млн руб./год;

K – капитальные вложения, млн руб.;

n – текущий год.

Доход от продажи электроэнергии $D_{э/э}$, млн руб./год, определяется по формуле

$$D_{э/э} = (T_э - U_{отп}^э) \cdot W_{г.отп} \cdot 10^{-6}, \quad (1.25)$$

где $U_{отп}^э$ – себестоимость отпущенной электрической энергии, руб./(МВт·ч);

$W_{г.отп}$ – годовой отпуск электрической энергии с шин станции, МВт·ч;

$T_э$ – тариф на отпущенный кВт·ч с учётом планируемой рентабельности, руб./(кВт·ч)

$$D_{э/э} = (1238 - 884) \cdot 4571424 \cdot 10^{-6} = 1618,28.$$

Результаты расчёта срока окупаемости капитальных вложений в проект КЭС 660МВт с блоками К-330-240 сведём в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Оценка экономической эффективности 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.	-14670,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатели	Расчетный период (год)									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Окончание таблицы 1.2 ЮВНОЙ	0	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18
Амортизационные отчисления, млн руб.	0	1026,9	1026,9	1026,9	1026,9	1026,9	1026,9	1026,9	1026,9	1026,9
Доход от реализации эл/энергии, млн руб.	0	1618,28	1618,28	1618,28	1618,28	1618,28	1618,28	1618,28	1618,28	1618,28
Чистый денежный поток, млн руб.	-14670,1	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18	2645,18
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.	-14670,1	2404,47	2184,92	1986,53	1806,66	1642,66	1491,88	1356,98	1232,65	1121,56
ЧДД нарастающим итогом, млн руб.	-14670,1	-12265,6	-10080,68	-8094,15	-6287,49	-4644,83	-3152,95	-1795,98	-563,32	558,23

Так как ЧДД нарастающим итогом становится больше нуля на девятом году, следовательно, срок окупаемости проекта КЭС 660 МВт составляет примерно девять лет, что соответствует общеотраслевым показателям.

Выполним оценку чувствительности показателей эффективности инвестиций к изменению величины капитальных вложений и цены топлива. В таблицах 1.3, 1.4 представлены результаты расчетов зависимости ЧДД от величины капитальных вложений и цены топлива соответственно.

Таблица 1.3 – Данные расчета зависимости ЧДД от величины капитальных вложений

Показатели	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения, млн руб.	12469,6	13203,1	13936,6	14670,1	15403,6	16137,1	16870,6
Себестоимость э/э, руб./(кВт·ч)	0,81	0,84	0,86	0,88	0,91	0,93	0,95
Чистый доход, млн руб.	2807,4	2753,2	2698,9	2645,2	2590,3	2536,0	2481,8
ЧДД, млн руб.	1080,9	1060,0	1039,1	1018,4	997,3	976,4	955,5
ЧДД нарастающим итогом, млн руб.	4773,7	3706,8	2639,9	1576,6	506,1	-560,7	-1627,6

ΔЧДД, млн руб.	3197,0	2130,2	1063,3	0,0	-1070,5	-2137,3	-3204,2
ΔЧДД%, %	202,8	135,1	67,4	0,0	-67,9	-135,6	-203,2

Таблица 1.4 – Данные расчета зависимости ЧДД от цены топлива

Показатели	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Цена топлива, руб./т у.т.	1020,0	1080,0	1140,0	1200,0	1260,0	1320,0	1380,0
Себестоимость э/э, руб./(кВт·ч)	0,83	0,85	0,87	0,88	0,90	0,92	0,94
Чистый доход, млн руб.	2899,5	2814,5	2729,6	2645,2	2559,6	2474,7	2389,7
ЧДД, млн руб.	1116,3	1083,6	1050,9	1018,4	985,5	952,7	920,0
ЧДД нарастающим итогом, млн руб.	3138,7	2616,8	2095,0	1576,6	1051,2	529,4	7,5
ΔЧДД, млн руб.	1562,0	1040,2	518,3	0,0	-525,4	-1047,3	-1569,1
ΔЧДД%, %	99,1	66,0	32,9	0,0	-33,3	-66,4	-99,5

При увеличении капитальных затрат, ЧДД уменьшается при той же выработке электрической энергии. Так как капитальные затраты увеличиваются, а ЧДД уменьшается, то срок окупаемости увеличивается и наоборот.

При увеличении цены топлива увеличивается себестоимость электрической энергии, а, следовательно, ЧДД уменьшается при той же выработке электрической энергии. При неизменных капитальных затратах срок окупаемости увеличивается и наоборот.

По полученным результатам построим график чувствительности ЧДД к изменению величины капитальных вложений и цены топлива, изображенный на рисунке 1.1.

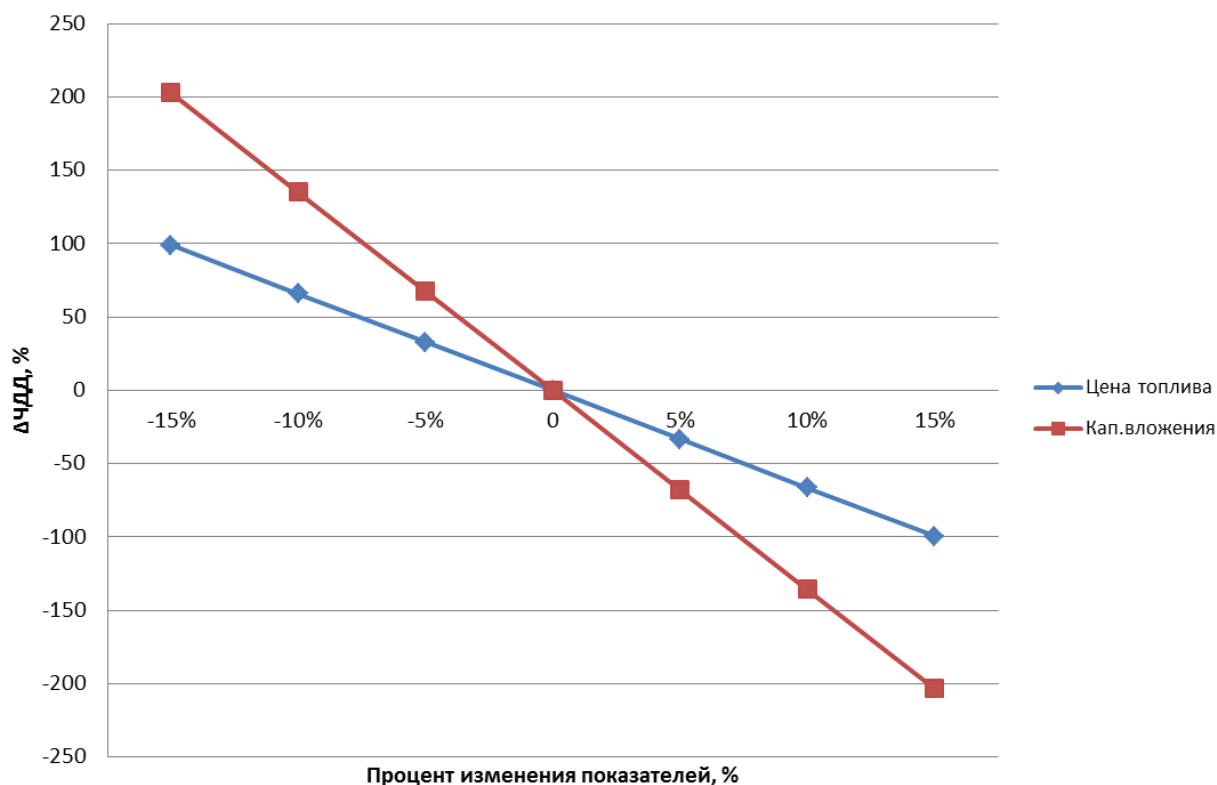


Рисунок 1.1 – График чувствительности

График чувствительности позволяет сделать вывод, что ЧДД более чувствителен к изменению капитальных вложений, чем к изменению цены топлива.

2 Расчетная часть

2.1 Расчет принципиальной тепловой схемы турбины К-330-240

2.1.1 Характеристики турбины К-330-240

Турбина К-330-240 – современная модификация известной серии турбин ЛМЗ мощностью 300 МВт. Трехцилиндровая конденсационная турбина с промежуточным перегревом пара, тремя выхлопами в конденсатор и развитой системой регенеративного подогрева питательной воды [3].

Возможны нерегулируемые отборы пара на собственные нужды станции, а также регулируемые на теплофикацию.

На КЭС блочная схема, т.е. котлоагрегаты работают в блоках с турбоагрегатами.

Принципиальная тепловая схема турбины К-330-240 представлена на рисунке 2.1 и на 1 листе графической части.

В схеме имеются восемь регенеративных отборов. В дополнение к регенеративным отборам имеются отборы пара на теплофикационную установку, состоящую из двух подогревателей: верхний и нижний сетевые подогреватели. Для подогрева воды здесь используется пар из нерегулируемых отборов.

Регенеративная схема состоит из трёх подогревателей высокого давления (ПВД-1, ПВД-2, ПВД-3), деаэрата и четырёх подогревателей низкого давления (ПНД-1, ПНД-2, ПНД-3, ПНД-4). В схеме также присутствуют подогреватель уплотнений (ПУ), охладитель эжекторов (ОЭ), различные насосы. На привод питательного насоса берётся турбопривод, который запитан от третьего отбора основной турбины. Слив с ПВД каскадный в деаэратор. С ПНД слив также каскадный в ПНД-2, который далее дренажным насосом сливается в точку смешения перед ПНД-3. Конденсат с ПНД-1 направляется в точку смешения после конденсатора. Слив конденсата сетевых подогревателей каскадный в ПНД-2. Отработавший в турбоприводе питательного насоса пар направляется в ПНД-3 и верхний сетевой подогреватель, оставшаяся (небольшая) часть пара направляется в ЦНД турбины. В конденсатор идёт слив конденсата из охладителей уплотнений и эжекторов. Также в конденсатор поступает добавочная химобессоленная вода.

В блоке используется прямоточный котёл с промежуточным пароперегревателем.

По заводским данным для турбины К-330-240 [3]:

Давление в отборах:

P_1 (ПВД-3) = 6,25 МПа;

P_2 (ПВД-2) = 4,0 МПа;

P_3 (ПВД-1, турбопривод ПН) = 1,56 МПа;

P_4 (деаэратор) = 1,03 МПа;

P_5 (ПНД-4) = 0,5 МПа;

P_6 (ПНД-3, верхний сетевой подогреватель) = 0,23 МПа;
 P_7 (ПНД-2, нижний сетевой подогреватель) = 0,085 МПа;
 P_8 (ПНД-1) = 0,015 МПа.

Основные параметры турбины К-330-240 приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные параметры турбины К-330-240

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Электрическая мощность номинальная, МВт	$W_э$	330
Начальное давление острого пара, МПа	P_0	23,54
Начальная температура острого пара, °С	t_0	540
Давление пара после пром. перегревателя, МПа	$P_{пп}$	3,44
Температура пара после пром.перегревателя, МПа	$t_{пп}$	540
Конечное давление, кПа	P_k	3,4
Число отборов пара на регенерацию	n	8

Расчетные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{oi}^{цвд} = 85,5; \eta_{oi}^{исд} = 90,1; \eta_{oi}^{цнд} = 84,6.$$

КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{ор}^{цвд} = 0,94; \eta_{ор}^{исд} = 0,95; \eta_{ор}^{цнд} = 0,96.$$

КПД транспорта $\eta_{тр} = 0,95$ [4].

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

Потери давления пара в пром.перегреве $\Delta P_{пп} = 9,5\%$.

Расход на собственные нужды машинного отделения $\alpha_{сн}^{мз} = 1,2\%$.

Расход на собственные нужды в котельном отделении $\alpha_{сн}^{ко} = 1,2\%$.

Внутростанционные потери конденсата $\alpha_{вт} = 1,1\%$.

Нагрев воды в ОУ и ОЭ $\Delta t_{оу} = \Delta t_{оэ} = 3^\circ\text{C}$.

КПД теплообменников поверхностного типа $\eta_{то} = 0,98$.

Недогрев воды в подогревателях высокого давления $\theta_{нвд} = 2^\circ\text{C}$ [4].

Недогрев воды в подогревателях низкого давления $\theta_{ннд} = 4^\circ\text{C}$ [4].

Недогрев воды в подогревателях сетевой воды $\theta_{сн} = 5^\circ\text{C}$ [4].

$$t_{nc}'' = 93,8.$$

Расчётная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 2.2.

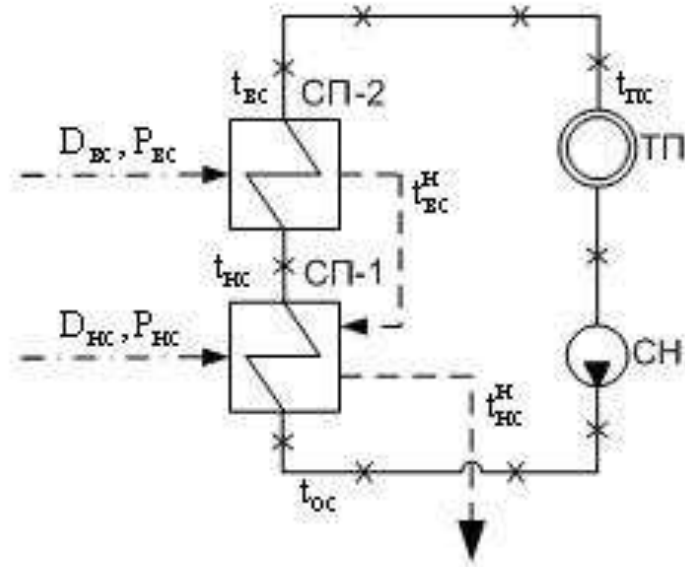


Рисунок 2.2 – Схема подогрева сетевой воды

Энтальпии конденсата греющего пара при данном давлении [6], кДж/кг

$$\bar{t}_{ec}'' = 517,$$

$$\bar{t}_{nc}'' = 393.$$

Температуры сетевой воды после сетевых подогревателей с учётом недогрева ($\theta_{cn} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$, [5]), $^\circ\text{C}$

$$t_{bc} = t_{ec}'' - \theta = 123,1 - 5 = 118,1. \quad (2.3)$$

$$t_{nc} = t_{nc}'' - \theta = 93,8 - 5 = 88,8. \quad (2.4)$$

Энтальпии сетевой воды после сетевых подогревателей, кДж/кг

$$h_{bc} = t_{bc} \cdot C_B, \quad (2.5)$$

где $C_B = 4,186 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ – теплоёмкость воды;

$$h_{bc} = 118,1 \cdot 4,186 = 494,4.$$

$$h_{nc} = t_{nc} \cdot C_B = 88,8 \cdot 4,186 = 371,7. \quad (2.6)$$

Температуру обратной сетевой воды перед нижним сетевым подогревателем принимаем 70°C .

Расход сетевой воды, кг/с

$$G_{св} = \frac{Q_{от}}{(t_{вс} - t_{ос}) \cdot C_{в}}, \quad (2.7)$$

$$G_{св} = \frac{40000}{(118,1 - 70) \cdot 4,186} = 198,7.$$

Расход пара на верхний сетевой подогреватель (из уравнения теплового баланса), кг/с

$$D_{вс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{вс} \cdot C_{в}}{(i_6 - \bar{t}_{вс}^n) \cdot \eta_{мо}}, \quad (2.8)$$

где $\Delta t_{вс} = t_{вс} - t_{нс} = 118,1 - 88,8 = 29,3^{\circ}\text{C}$ – разница температур «вход – выход» верхнего сетевого подогревателя;

$$D_{вс} = \frac{198,7 \cdot 29,3 \cdot 4,186}{(2870,7 - 517) \cdot 0,98} = 10,6.$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель (из уравнения теплового баланса), кг/с

$$D_{нс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t_{нс} \cdot C_{в} - D_{вс} (\bar{t}_{вс}^n - \bar{t}_{нс}^n) \cdot \eta_{мо}}{(i_7 - \bar{t}_{нс}^n) \cdot \eta_{мо}}, \quad (2.9)$$

где $\Delta t_{нс} = t_{нс} - t_{ос} = 88,8 - 70 = 18,8^{\circ}\text{C}$ – разница температур «вход – выход» нижнего сетевого подогревателя;

$$D_{нс} = \frac{198,7 \cdot 18,8 \cdot 4,186 - 10,6 \cdot (517 - 393) \cdot 0,98}{(2708,7 - 393) \cdot 0,98} = 6,3.$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт

$$Q_{вс} = G_{св} \cdot (t_{вс} - t_{нс}) \cdot C_{в} = 198,7 \cdot (118,1 - 88,8) \cdot 4,186 = 24365,9. \quad (2.10)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт

$$Q_{нс} = G_{св} \cdot (t_{нс} - t_{ос}) \cdot C_{в} = 198,7 \cdot (88,8 - 70) \cdot 4,186 = 15634,1. \quad (2.11)$$

2.1.3 Построение процесса расширения пара на i - s диаграмме

Из характеристик турбины [3] имеем:

Начальные параметры пара перед стопорным клапаном:

Давление $P_0 = 23,54$ МПа;

Температура $t_0 = 540^\circ\text{C}$.

Находим на i - S диаграмме (рисунок 2.3) точку A'_0 . С учётом дросселирования пара в регулирующих клапанах органов ЦВД давление пара на входе в проточную часть, МПа, составляет

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{оп}^{ЦВД} = 23,54 \cdot 0,94 = 22,12. \quad (2.12)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления P_1 , соответствующего давлению за ЦВД, изображается линией A'_0B_0 .

При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке B , кДж/кг

$$i_B = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД}, \quad (2.13)$$

где $i_{A_0} = 3324,4$ кДж/кг – энтальпия острого пара;

$i_{B_0} = 2876,3$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,855$ – внутренний относительный КПД ЦВД;

$$i_B = 3324,4 - (3324,4 - 2876,3) \cdot 0,855 = 2941,3.$$

Точку C определим с учётом потери давления в промперегреве $\Delta P_{мп} = 9,5\%$ и потери от дросселирования пара в регулирующих органах ЦСД, МПа

$$P_2 = P_1 \cdot \Delta P_{мп} \cdot \eta_{оп}^{ЦСД}, \quad (2.14)$$

где $\eta_{оп}^{ЦСД} = 0,95$ – потери от дросселирования в ЦСД;

$$P_2 = 4 \cdot (1 - 0,095) \cdot 0,95 = 3,44.$$

Энтальпия в точке D , кДж/кг

$$i_D = i_C - (i_C - i_{D_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД}, \quad (2.15)$$

где $i_C = 3542,8$ кДж/кг – энтальпия пара за промежуточным перегревом;

$i_{D0} = 2796,8$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦСД;

$\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,901$ – внутренний относительный КПД ЦСД;

$$i_D = 3542,8 - (3542,8 - 2796,8) \cdot 0,901 = 2870,7.$$

Потери давления от дросселирования пара в ЦНД, точка D', МПа

$$P'_3 = P_3 \cdot \eta_{др}^{ЦНД} = 0,23 \cdot 0,96 = 0,221, \quad (2.16)$$

где $\eta_{др}^{ЦНД} = 0,97$ – потери от дросселирования в ЦНД;

$$P'_3 = 0,23 \cdot 0,96 = 0,221.$$

Энтальпия в точке E, кДж/кг

$$i_E = i_{D'} - (i_{D'} - i_{E_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД}, \quad (2.17)$$

где $i_{D'} = 2870,7$ кДж/кг – энтальпия пара перед ЦНД;

$i_{E0} = 2223,2$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦНД при давлении в конденсаторе $P_k = 0,0034$ МПа;

$\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,846$ – внутренний относительный КПД ЦНД;

$$i_E = 2870,7 - (2870,7 - 2223,2) \cdot 0,846 = 2322,9.$$

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

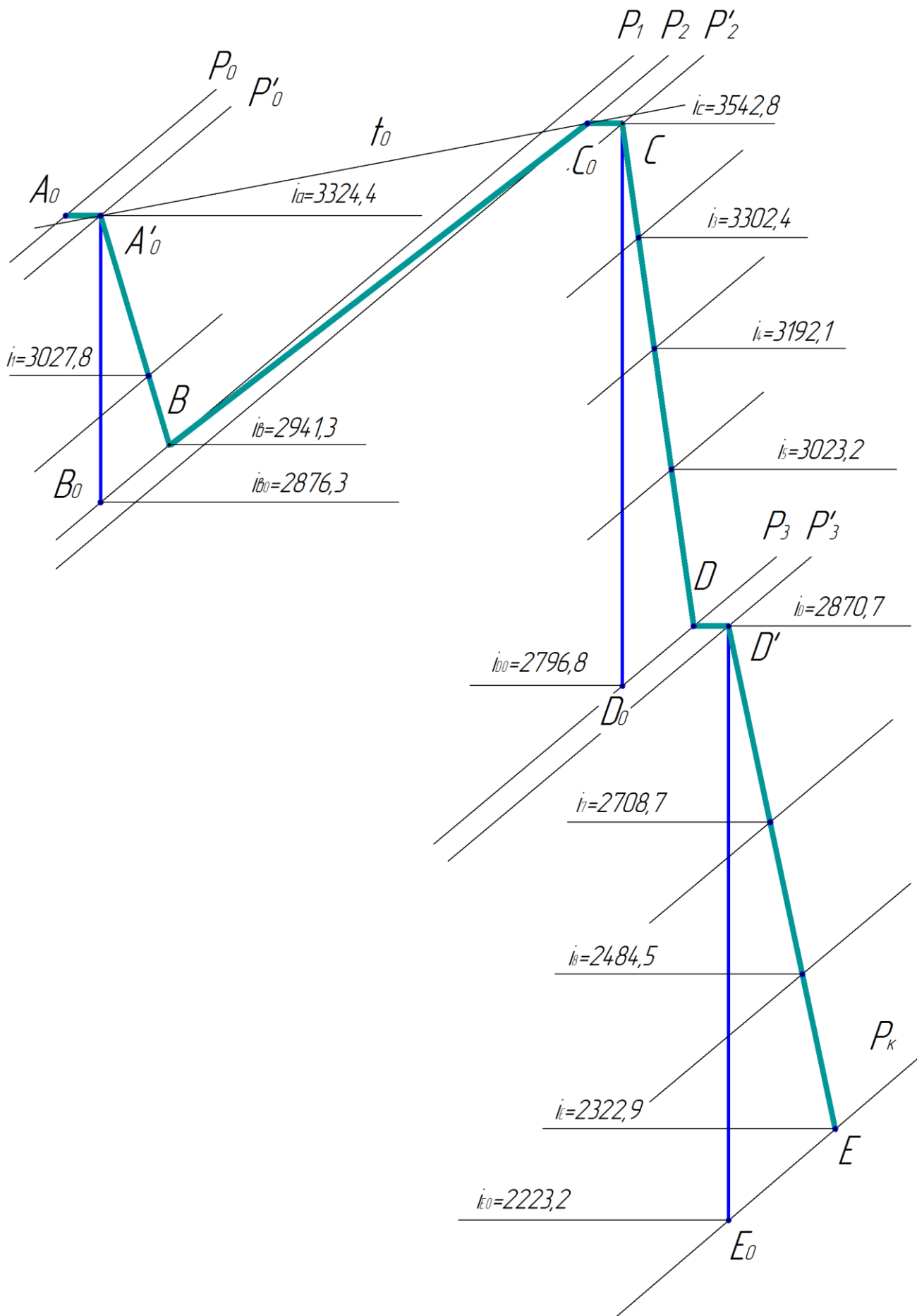


Рисунок 2.3 – Процесс расширения пара в турбине

2.1.4 Определение параметров по элементам схемы

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

Давление пара у подогревателя ПВД-3 с учётом потерь в паропроводе, МПа

$$P_{\text{ПВД1}} = P_1 \cdot 0,95, \quad (2.18)$$

где $P_1 = 5,94$ МПа – давление в отборе;

$$P_{\text{ПВД1}} = 6,25 \cdot 0,95 = 5,94.$$

Температура насыщения греющего пара за ПВД-3 [6], °С

$$t_{\text{НАС}} = 274,9.$$

Энтальпия конденсата греющего пара за ПВД-3 [6], кДж/кг

$$\bar{t}_k = 1210,4.$$

Температура питательной воды за ПВД-3 с учётом недогрева, °С

$$t_{\text{ПВ}} = t_{\text{НАС}} - \theta = 274,9 - 2 = 272,9. \quad (2.19)$$

Энтальпия питательной воды на выходе из ПВД-3, кДж/кг

$$\bar{t}_{\text{ПВ}} = t_{\text{ПВ}} \cdot C_{\text{В}} = 272,9 \cdot 4,186 = 1142,4. \quad (2.20)$$

Энтальпия греющего пара из отбора [6], кДж/кг

$$i_{\text{отб}} = 3027,8.$$

Использованный теплоперепад в турбине, кДж/кг

$$h = i_0 - i_{\text{отб}}, \quad (2.21)$$

где $i_0 = 3324,4$ кДж/кг – начальная энтальпия пара;

$$h = 3324,4 - 3027,8 = 296,6.$$

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

Таблица 2.2 – Параметры пара, основного конденсата и питательной воды по элементам схемы

Наименование величины	Наименование элементов схемы											
	ПВД-3	ПВД-2	ПВД-1	ТП	Д	ПНД-4	ПНД-3	ВС	ПНД-2	НС	ПНД-1	К
Давление отборного пара, МПа	6,25	4,0	1,56	1,56	1,03	0,5	0,23	0,23	0,085	0,085	0,015	0,0034
Энтальпия пара, кДж/кг	3027,8	2941,3	3302,4	3302,4	3192,1	3023,2	2870,7	2870,7	2708,7	2708,7	2484,5	2322,9
Давление в подогревателе, МПа	5,94	3,80	1,482	1,482	0,7	0,475	0,219	0,219	0,081	0,081	0,014	0,0034
Температура конденсата греющего пара, °С	274,9	247,3	197,7	–	165,0	149,9	123,1	123,1	93,8	93,8	52,5	26,2
Температура воды на выходе, °С	272,9	245,3	195,7	–	165,0	145,9	119,1	118,1	89,8	88,8	48,5	26,2
Энтальпия воды на выходе, кДж/кг	1142,4	1026,8	819,2	–	697,1	610,7	498,6	494,4	375,9	371,7	203,0	109,8
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1210,4	1072,7	842,1	–	697,1	631,9	517,0	517,0	393,0	393,0	220,0	109,8
Использованный теплоперепад потока пара, кДж/кг	296,6	383,1	623,5	623,5	733,8	902,7	1055,2	1055,2	1217,2	1217,2	1441,4	1603,0

2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности для верхнего теплофикационного отбора

$$y_{bc} = \frac{i_{ec} - i_k}{i_0 - i_k + q_{nn}}, \quad (2.22)$$

где $q_{nn} = i_{nn'} - i_{nn} = 3542,8 - 2941,3 = 601,5$ – теплота, сообщаемая пару в промежуточном пароперегревателе, кДж/кг;

$$y_{bc} = \frac{2870,7 - 2322,9}{3324,4 - 2322,9 + 601,5} = 0,342.$$

Коэффициент недоиспользования мощности для нижнего теплофикационного отбора

$$y_{nc} = \frac{i_{nc} - i_k}{i_0 - i_k + q_{nn}} = \frac{2708,7 - 2322,9}{3324,4 - 2322,9 + 601,5} = 0,241. \quad (2.23)$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,2$, с последующим уточнением, расход пара на турбину, кг/с, определяется по формуле

$$D_T = K_p \cdot \left(\frac{W_3}{H_1 \cdot \eta_{эм}} + y_{bc} \cdot D_{bc} + y_{nc} \cdot D_{nc} \right), \quad (2.24)$$

где $H_1 = 1603$ кДж/кг – теплоперепад перерабатываемый турбиной;
 $\eta_{эм} = 0,98$ – электромеханический КПД;

$$D_T = 1,2 \cdot \left(\frac{330000}{1603 \cdot 0,98} + 0,342 \cdot 10,6 + 0,241 \cdot 6,3 \right) = 258,2.$$

2.1.6 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{эж} = 0,005 \cdot D_m = 0,005 \cdot 258,2 = 1,3. \quad (2.25)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_m = 0,01 \cdot 258,2 = 2,6. \quad (2.26)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с

$$D_{ут} = \frac{\alpha_{ym}}{100} \cdot D_T = \frac{1,1}{100} \cdot 258,2 = 2,8. \quad (2.27)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{МЗ}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{КО}}}{100} \cdot D_{\text{T}} = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 258,2 = 6,2. \quad (2.28)$$

Расход перегретого пара, кг/с

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{T}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{ушл}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}}, \quad (2.29)$$

$$D_{\text{пе}} = 258,2 + 1,3 + 2,6 + 2,8 + 6,2 = 271,1.$$

Так как котёл выбран прямоточный, то потерь с продувочной водой нет и расход перегретого пара равен расходу питательной воды, $D_{\text{пе}} = G_{\text{пв}}$.

2.1.7 Расчёт регенеративной схемы ПВД

Расчётная схема ПВД представлена на рисунке 2.4.

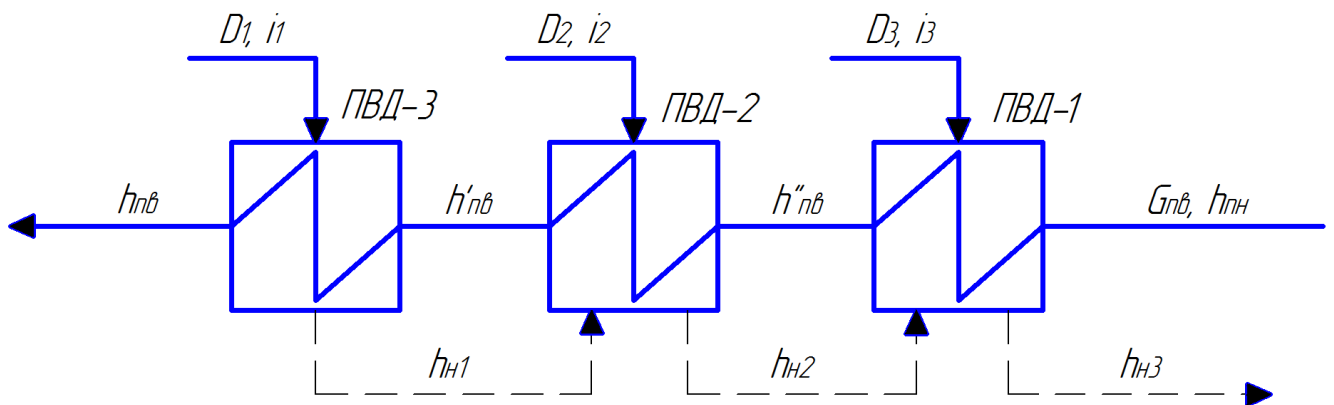


Рисунок 2.4 – Расчётная схема ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-3

$$D_1 \cdot (i_1 - h_{\text{н1}}) \cdot \eta = G_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв}} - h'_{\text{пв}}). \quad (2.30)$$

Расход пара на ПВД-3, кг/с

$$D_1 = \frac{G_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв}} - h'_{\text{пв}})}{(i_1 - h_{\text{н1}}) \cdot \eta},$$

$$D_1 = \frac{271,1 \cdot (1142,4 - 1026,8)}{(3027,8 - 1210,4) \cdot 0,98} = 17,6.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2

$$(D_2 \cdot (i_2 - h_{h2}) + D_1 \cdot (h_{h1} - h_{h2})) \cdot \eta = G_{пв} \cdot (h'_{пв} - h''_{пв}). \quad (2.31)$$

Расход пара на ПВД-2, кг/с

$$D_2 = \frac{G_{пв} \cdot (h'_{пв} - h''_{пв}) - D_1 \cdot (h_{h1} - h_{h2}) \cdot \eta}{(i_2 - h_{h2}) \cdot \eta},$$

$$D_2 = \frac{271,1 \cdot (1026,8 - 819,2) - 17,6 \cdot (1210,4 - 1072,7) \cdot 0,98}{(2941,3 - 1072,7) \cdot 0,98} = 29,4.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-1

$$(D_3 \cdot (i_3 - h_{h3}) + (D_2 + D_1) \cdot (h_{h2} - h_{h3})) \cdot \eta = G_{пв} \cdot (h''_{пв} - h_{пн}). \quad (2.32)$$

Энтальпию питательной воды на входе в ПВД-1 определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг

$$h_{пн} = h_d + \frac{\Delta P_{пн} \cdot V}{\eta_n}, \quad (2.33)$$

где $\Delta P_{пн}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, МПа;

$0,001108 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем питательной воды;

$\eta_n = 0,75$ – КПД питательного насоса;

$$h_{пн} = 697,1 + \frac{(31 - 0,7) \cdot 10^3 \cdot 0,001108}{0,75} = 741,9.$$

Расход пара на ПВД-1, кг/с

$$D_3 = \frac{G_{пв} \cdot (h''_{пв} - h_{пн}) - (D_2 + D_1) \cdot (h_{h2} - h_{h3}) \cdot \eta}{(i_3 - h_{h3}) \cdot \eta},$$

$$D_3 = \frac{271,1 \cdot (819,2 - 741,9) - (29,4 + 17,6) \cdot (1072,7 - 842,1) \cdot 0,98}{(3302,4 - 842,1) \cdot 0,98} = 4,3.$$

2.1.8 Расчёт турбопривода питательного насоса

Расход пара $D_{тп}$ на приводную турбину питательного насоса, кг/с, определяют из уравнения энергетического баланса

$$D_{mn} = \frac{D_{нв} \cdot V_{ср} \cdot (P_{бн} - P_{в})}{H_i^{mn} \cdot \eta_n \cdot \eta_m^{mn}}, \quad (2.34)$$

где $V_{ср} = 0,001108 \text{ м}^3/\text{кг}$ – средний удельный объём питательной воды;

$P_{бн} = 31 \text{ МПа}$ – давление воды за питательным насосом;

$P_{в} = P_{д} = 0,7 \text{ МПа}$ – давление воды перед питательным насосом;

$\eta_m^{mn} = 0,98$ – механический КПД приводной турбины;

$\eta_n = 0,75$ – КПД насоса [8];

$H_i^{тп} = f(P_3; h_3; P_6)$ – теплоперепад пара в турбоприводе, кДж/кг;

$H_i^{тп} = f(1,482 \text{ МПа}; 3302,4 \text{ кДж/кг}; 0,23 \text{ МПа}) = 478,2$;

$$D_{mn} = \frac{271,1 \cdot 0,001108 \cdot (31 - 0,7) \cdot 10^3}{478,2 \cdot 0,75 \cdot 0,98} = 25,9.$$

2.1.9 Расчёт деаэратора

Расчётная схема деаэратора представлена на рисунке 2.5.

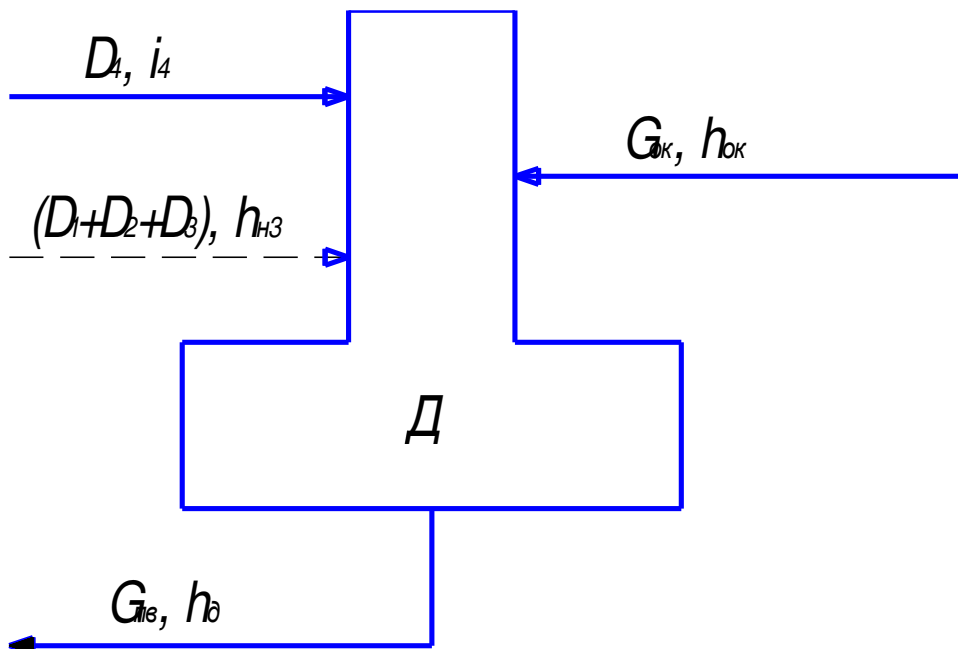


Рисунок 2.5 – Схема включения деаэратора

Уравнение материального баланса деаэратора

$$(D_1 + D_2 + D_3) + D_4 + G_{ок} = G_{не}, \quad (2.35)$$

где D_4 – расход греющего пара на деаэратор;
 $G_{ок}$ – расход основного конденсата.

Уравнение теплового баланса деаэратора

$$(D_1 + D_2 + D_3) \cdot h_{н3} + D_4 \cdot i_4 + G_{ок} \cdot h_{ок} = G_{не} \cdot h_0, \quad (2.36)$$

где $h_{ок} = 610,7$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата после ПНД-4.

Сводим два вышестоящих уравнения в систему уравнений

$$D_4 + G_{ок} = 219,8,$$

$$3192,1 \cdot D_4 + 610,7 \cdot G_{ок} = 145796,5.$$

Решая систему уравнений, получаем

$$D_4 = 4,5 \text{ кг/с}$$

$$G_{ок} = 215,3 \text{ кг/с}$$

2.1.10 Расчёт регенеративной схемы ПНД

Расчётная схема ПНД представлена на рисунке 2.6.
 Уравнение теплового баланса ПНД-4

$$D_5 \cdot (i_5 - h_{н5}) \cdot \eta_m = G_{ок} \cdot (h_{ок} - h'_{пнд4}), \quad (2.37)$$

отсюда расход пара на ПНД-4, кг/с

$$D_5 = \frac{G_{ок} \cdot (h_{ок} - h'_{пнд4})}{(i_5 - h_{н5}) \cdot \eta_m},$$

где $h_{ок}$, $h'_{пнд4}$ – энтальпии основного конденсата после и до ПНД-4, кДж/кг;

$$D_5 = \frac{215,3 \cdot (610,7 - 498,6)}{(3023,2 - 631,9) \cdot 0,98} = 10,3.$$

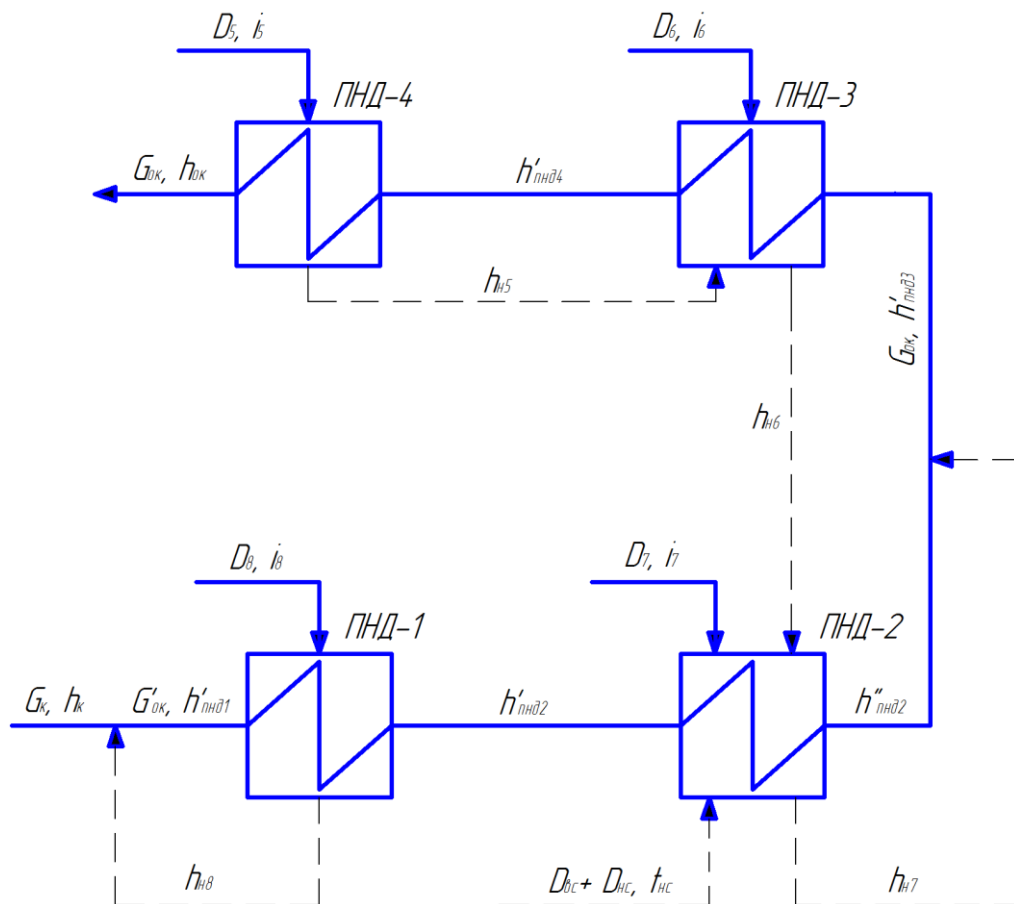


Рисунок 2.6 – Схема включения подогревателей низкого давления

Уравнения тепловых и материального баланса для ПНД-3, ПНД-2 и точки смешения

$$(D_6 \cdot (i_6 - h_{н6}) + D_5 \cdot (h_{н5} - h_{н6})) \cdot \eta = G_{ок} \cdot (h'_{пнд4} - h'_{пнд3}). \quad (2.38)$$

$$D_5 + D_6 + D_7 + D_{нс} + D_{вс} + G'_{ок} = G_{ок}. \quad (2.39)$$

$$D_5 \cdot h_{н7} + D_6 \cdot h_{н7} + D_7 \cdot h_{н7} + D_{нс} \cdot h_{н7} + D_{вс} \cdot h_{н7} + G'_{ок} \cdot h''_{пнд2} = G_{ок} \cdot h'_{пнд3}. \quad (2.40)$$

$$D_7 \cdot (i_7 - h_{н7}) \cdot \eta_m + (D_5 + D_6) \cdot (h_{н6} - h_{н7}) \cdot \eta_m + (D_{нс} + D_{вс}) \cdot (\bar{t}_{нс}^H - h_{н7}) \cdot \eta_m = G'_{ок} \cdot (h''_{пнд2} - h'_{пнд2}). \quad (2.41)$$

Подставляем известные величины в систему уравнений

$$(D_6 \cdot (2870,7 - 517) + 10,3 \cdot (631,9 - 517)) \cdot 0,98 = 215,3 \cdot (498,6 - h'_{пнд3}),$$

$$10,3 + D_6 + D_7 + 6,3 + 10,6 + G'_{ок} = 215,3,$$

$$393 \cdot (10,3 + D_6 + D_7 + 6,3 + 10,6) + G'_{ок} \cdot 371,7 = 215,3 \cdot h'_{пнд3},$$

$$D_7 \cdot (2708,7 - 393) \cdot 0,98 + (10,3 + D_6) \cdot (517 - 393) \cdot 0,98 +$$

$$+(6,3 + 10,6) \cdot (517 - 393) \cdot 0,98 = G'_{ок} \cdot (371,7 - 203).$$

Решая данную систему уравнений, получим

$$D_6 = 10,9 \text{ кг/с},$$

$$D_7 = 10,4 \text{ кг/с},$$

$$G'_{ок} = 166,9 \text{ кг/с},$$

$$h'_{пнд3} = 376,5 \text{ кДж/кг}.$$

Уравнения тепловых и материального баланса для ПНД-1 и точки смешения

$$D_8 \cdot (i_8 - h_{н8}) \cdot \eta_m = G'_{ок} \cdot (h'_{пнд2} - h'_{пнд1}). \quad (2.42)$$

$$D_8 + G_k = G'_{ок}. \quad (2.43)$$

$$D_8 \cdot h_{н8} + G_k \cdot h_k = G'_{ок} \cdot h'_{пнд1}. \quad (2.44)$$

Подставим известные величины в систему уравнений

$$D_8 \cdot (2484,5 - 220) \cdot 0,98 = 166,9 \cdot (203 - h'_{пнд1}).$$

$$D_8 + G_k = 166,9.$$

$$D_8 \cdot 220 + G_k \cdot 109,8 = 166,9 \cdot h'_{пнд1}.$$

Решая данную систему уравнений, получим

$$D_8 = 6,7 \text{ кг/с}$$

$$G_k = 160,2 \text{ кг/с}$$

$$h'_{пнд1} = 114,2 \text{ кДж/кг}$$

Расход пара через конденсатор равен, кг/с

$$D_k = G_k - D_{хов}, \quad (2.45)$$

где $D_{хов}$ – добавочная химобессоленная вода в конденсатор, кг/с;

$$D_{хов} = D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн} \quad (2.46)$$

$$D_{\text{ХОВ}} = 1,3 + 2,6 + 2,8 + 6,2 = 12,9,$$

$$D_{\text{к}} = 160,2 - 12,9 = 147,3.$$

Проверка баланса пара в турбине, кг/с

$$D_{\text{т}} = D_{\text{к}} + D_8 + D_7 + D_6 + D_5 + D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D_{\text{НС}} + D_{\text{ВС}}, \quad (2.47)$$

$$D_{\text{т}} = 160,2 + 6,7 + 10,4 + 10,9 + 10,3 + 4,5 + 4,3 + 29,4 + 17,6 + 10,6 + 6,3 = 258,2.$$

Полученный расход полностью совпадает с ранее найденным расходом. Проверка мощности производится по формуле

$$W_{\text{э}} = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{\text{отб}} \cdot H_i^{\text{отб}} \right) \cdot \eta_{\text{эм}}, \quad (2.48)$$

где $D_i^{\text{отб}}$ - расход пара в i -тый отбор, кг/с;

$H_i^{\text{отб}}$ - использованный теплоперепад до i -того отбора, кДж/кг;

$$W_{\text{э}} = (17,6 \cdot 296,6 + 29,4 \cdot 383,1 + (4,3 + 25,9) \cdot 623,5 + 4,5 \cdot 733,8 + 10,3 \cdot 902,7 + (10,9 + 10,6) \cdot 1055,2 + (10,3 + 6,3) \cdot 1217,2 + 6,7 \cdot 1441,4 + 147,3 \cdot 1603) \cdot 0,98 = 329888,4.$$

Погрешность расчёта составляет

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\%, \quad (2.49)$$

где W – фактическая мощность турбины, МВт;

W_p – расчётная мощность турбины, МВт;

$$\delta = \left| \frac{330 - 329,888}{330} \right| \cdot 100\% = 0,034\% .$$

Погрешность меньше допустимой погрешности ($\delta_{\text{допустимая}} \leq 0,5\%$).

В ходе расчёта было произведено несколько уточняющих пересчётов путём уточнения коэффициента регенерации по формуле

$$K'_p = K_p \cdot \frac{W}{W_p}. \quad (2.50)$$

2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы ТЭС

Расход тепла на турбоустановку, кВт

$$Q_{\text{ТУ}} = D_{\text{T}}(i_0 - h_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПП}}(i''_{\text{ПП}} - i'_{\text{ПП}}), \quad (2.51)$$

где $D_{\text{ПП}} = 211,2$ кг/с – доля пара, идущего через промежуточный пароперегреватель;

$$Q_{\text{ТУ}} = 258,2 \cdot (3324,4 - 1142,4) + 211,2 \cdot (3542,8 - 2941,3) = 690506.$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт

$$Q_{\text{ВС}} = D_{\text{ВС}}(i_{\text{ВС}} - \bar{t}_{\text{сc}}^{\text{н}}) = 10,6 \cdot (2870,7 - 517) = 24863,2. \quad (2.52)$$

$$Q_{\text{НС}} = D_{\text{НС}}(i_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{нс}}^{\text{н}}) + D_{\text{ВС}}(\bar{t}_{\text{сc}}^{\text{н}} - \bar{t}_{\text{нс}}^{\text{н}}) = 6,3 \cdot (2708,7 - 393) + 10,6 \cdot (517 - 393) = 15953,1. \quad (2.53)$$

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{T}} = D_{\text{ВС}} + D_{\text{НС}} = 24863,2 + 15953,1 = 40816,3. \quad (2.54)$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{ТУ}}^{\text{T}}, \quad (2.55)$$

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = 690506 - 40816,3 = 649689,7.$$

Тепловая нагрузка котла, кВт

$$Q_{\text{КЕ}} = D_{\text{КЕ}}(i_{\text{КЕ}} - h_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПП}}(i''_{\text{ПП}} - i'_{\text{ПП}}), \quad (2.56)$$

где $i_{\text{КЕ}}$ – энтальпия перегретого пара на выходе из котла, кДж/кг [6]

$$i_{\text{КЕ}} = f(p_{\text{КЕ}}; t_{\text{КЕ}}) = f(25 \text{ МПа}; 545^{\circ}\text{C}) = 3323,$$

$$Q_{\text{КЕ}} = 271,1 \cdot (3323 - 1142,4) + 211,2 \cdot (3542,8 - 2941,3) = 718304,1.$$

Полный расход условного топлива, кг/с

$$B = \frac{Q_{\text{КЕ}}}{Q_{\text{p}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ка}}}, \quad (2.57)$$

где $Q_{\text{p}}^{\text{н}} = 29310$ кДж/кг – низшая теплота условного топлива;

$\eta_{ка} = 0,892$ – КПД котлоагрегата [5];

$$B = \frac{718304,1}{29310 \cdot 0,892} = 27,474.$$

Коэффициент ценности тепла для верхнего сетевого подогревателя

$$\xi_{вс} = \frac{i_{вс} - i_{к}}{i_0 - i_{к} + \Delta i_{nn}} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{nn} - i_{вс}}{i_0 + \Delta i_{nn} - i_{к}} \right), \quad (2.58)$$

где $K = 0,42$ – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбоагрегатом [8];

$\Delta i_{nn} = i''_{nn} - i'_{nn} = 3542,8 - 2941,3 = 601,5$ – разность энтальпий на входе и выходе из пром.перегревателя;

$$\xi_{вс} = \frac{2870,7 - 2322,9}{3324,4 - 2322,9 + 601,5} \cdot \left(1 + 0,42 \cdot \frac{3324,4 + 601,5 - 2870,7}{3324,4 + 601,5 - 2322,9} \right) = 0,436.$$

Коэффициент ценности тепла для нижнего сетевого подогревателя

$$\xi_{нс} = \frac{i_{нс} - i_{к}}{i_0 - i_{к} + \Delta i_{nn}} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{nn} - i_{нс}}{i_0 + \Delta i_{nn} - i_{к}} \right), \quad (2.59)$$

$$\xi_{нс} = \frac{2708,7 - 2322,9}{3324,4 - 2322,9 + 601,5} \cdot \left(1 + 0,42 \cdot \frac{3324,4 + 601,5 - 2708,7}{3324,4 + 601,5 - 2322,9} \right) = 0,317.$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счёт отборов пара, кВт

$$\Delta Q_{отб}^3 = [Q_{вс} \cdot (1 - \xi_{вс}) + Q_{нс} \cdot (1 - \xi_{нс})] \cdot \frac{Q_m^{отб}}{Q_{my}^m}, \quad (2.60)$$

$$\Delta Q_{отб}^3 = [24863,2 \cdot (1 - 0,436) + 15953,1 \cdot (1 - 0,317)] \cdot 1 = 24906,7.$$

Находим коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии

$$K_3 = \frac{Q_{my}^3 + \Delta Q_{отб}^3 + Q_{my}^{ch}}{Q_{my}^3 + \Delta Q_{отб}^3 + Q_{my}^{ch} + Q_{om}}, \quad (2.61)$$

где $Q_{my}^{CH} = 0,05 \cdot Q_{my} = 0,05 \cdot 690506 = 34525,3$ кВт – расход тепла на собственные нужды турбоагрегата;

$$K_3 = \frac{649689,7 + 34525,3 + 24906,7}{649689,7 + 34525,3 + 24906,7 + 40816,3} = 0,946.$$

Принимая мощность собственных нужд блока 3,8% [8], отпущенная мощность составляет, кВт

$$W_{omn} = W_3 \cdot (1 - e_{CH}), \quad (2.62)$$

$$W_{omn} = 330000 \cdot (1 - 0,038) = 317460.$$

Мощность собственных нужд, затраченных только на производство электроэнергии, кВт

$$W_{33}^{CH} = e_{33}^{CH} \cdot W_3, \quad (2.63)$$

где $e_{33}^{CH} = 0,05$ – доля электроэнергии затраченная на производство электроэнергии [8];

$$W_{33}^{CH} = 0,05 \cdot 330000 = 16500.$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с

$$B_3 = B \cdot K_3 \cdot \frac{W_{omn}}{W_3 - W_{33}^{CH}}, \quad (2.64)$$

$$B_3 = 27,474 \cdot 0,946 \cdot \frac{317460}{330000 - 16500} = 26,307.$$

Расход условного топлива на выработку тепла, кг/с

$$B_T = B - B_3, \quad (2.65)$$

$$B_T = 27,474 - 26,307 = 1,167.$$

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

$$b_3 = \frac{B_3}{W_{omn}} \cdot 3600, \quad (2.66)$$

$$b_3 = \frac{26,307}{317460} \cdot 3600 = 0,298.$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{om}} \cdot 10^6, \quad (2.67)$$

$$b_m = \frac{1,167}{40000} \cdot 10^6 = 29,179.$$

2.3 Выбор вспомогательного оборудования в пределах тепловой схемы

2.3.1 Выбор питательных насосов

На блоках 330 МВт устанавливаем по одному насосу с турбоприводом на 100% производительности. Дополнительно устанавливаем резервный насос с электроприводом с подачей 30 – 50% полного расхода.

Для блочных электростанций производительность питательных насосов выбирают по расходу питательной воды на блок с запасом 5%, кг/с

$$G = G_{не} \cdot 1,05, \quad (2.68)$$

где $G_{не}$ - расход питательной воды на турбину, кг/с;

$$G = 271,1 \cdot 1,05 = 284,7.$$

Объёмный расход питательной воды, м³/с

$$Q = G/\rho, \quad (2.69)$$

где $\rho = 902,6$ кг/м³ - средняя плотность воды [6];

$$Q = 284,7/902,6 = 0,315 = 1035,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Напор питательного насоса Δp , МПа, определяется как разность давлений на стороне нагнетания p_n и на стороне всасывания p_v

$$\Delta p = p_n - p_v. \quad (2.70)$$

Для прямоточных котлов давление нагнетания питательного насоса МПа, составляет

$$p_n = p_{пе} + \Delta p_{пк} + \sum \Delta p_c + H_d g \rho \cdot 10^{-6}, \quad (2.71)$$

где $p_{пе} = 25$ МПа – давление пара на выходе из котла;
 H_d – высота котла равна 50,4 м;
 $\rho = 902,6$ кг/м³ – плотность воды;
 $\Delta p_{пк} = 0,1 p_{пе} = 2,5$ МПа – для котлов на давление выше 22,5 МПа – запас по давлению на открытие предохранительных клапанов;
 $\sum \Delta p_c$ – суммарное гидравлическое сопротивление, МПа

$$\sum \Delta p_c = \Delta p_k + \Delta p_{рпк} + \Delta p_{пвд} + \Delta p_{тр}, \quad (2.72)$$

где $\Delta p_k = 4 \div 5$ МПа – гидравлическое сопротивление прямоточного котла;
 $\Delta p_{рпк} = 0,1 \div 0,2$ МПа – сопротивление регулирующего клапана питания котла;
 $\Delta p_{пвд} = 0,8 \div 1,2$ МПа – суммарное гидравлическое сопротивление ПВД;
 $\Delta p_{тр} = 0,15 \div 0,35$ МПа – сопротивление трубопроводов от насоса до котла;

$$\sum \Delta p_c = 5 + 0,2 + 1,2 + 0,3 = 6,7,$$

$$p_n = 25 + 2,5 + 6,7 + 50,4 \cdot 9,81 \cdot 902,6 \cdot 10^{-6} = 34,6.$$

При установке питательных насосов к блокам мощностью более 250 МВт применяют быстроходные питательные насосы с турбоприводом, для обеспечения которых недостаточно подъёма деаэратора на высоту 22 – 25 м. Для создания давления на всасе питательных насосов устанавливают предвключённые бустерные насосы; давление нагнетания бустерного насоса ($p_n = 2 - 5$ МПа) является давлением на всасывающей стороне питательного насоса, достаточным для предотвращения кавитации.

Напор питательного насоса Δp , МПа

$$\Delta p = 34,6 - 3,5 = 31,1.$$

Выбираем питательный насос ПТН-1100-350 [3] с характеристикой:

- Производительность – 1100 м³/ч;
- Напор – 3500 м;
- Частота вращения 5150 об/мин;
- КПД – 81 %.

В качестве резервного выбираем питательный насос с электроприводом [3] ПЭ-600-300 с характеристикой:

- Производительность – 600 м³/ч;
- Напор – 3000 м;
- Частота вращения 6300 об/мин;
- КПД – 75 %.

2.3.2 Выбор конденсатных насосов

Число насосов в зависимости от мощности турбоагрегата может быть равно двум, трём или четырём. Конденсатные насосы всегда устанавливаются с резервом; резервный насос включается по системе АВР. По возможности число насосов должно быть минимальным: два по 100% или три по 50% производительности.

Общая подача насосов $D_{кн}$, кг/с, рассчитывается по максимальному расходу пара в конденсатор. Кроме того, учитываются дренажи подогревателей и трубопроводов, добавочная обессоленная вода и т.п.

Объёмный расход основного конденсата, м³/ч

$$D_{кн} = (G_k + D_{нс} + D_{вс}) / \rho, \quad (2.73)$$

$$D_{кн} = (160,2 + 10,6 + 6,3) / 995,5 = 0,178 \text{ м}^3/\text{с} = 640,5.$$

При одноподъёмной схеме, давление нагнетания p_n , МПа, рассчитывается исходя из давления в деаэраторе p_d , суммарного сопротивления тракта от конденсатора до деаэратора и разности уровней воды в деаэраторе H_d и конденсаторе

$$p_n = p_d + \Delta p_{обв} + \sum \Delta p_c + Hg\rho \cdot 10^{-6}, \quad (2.74)$$

где $\Delta p_{пнд} = 0,55 \div 0,65$ МПа – гидравлическое сопротивление БОУ.

Суммарное сопротивление тракта

$$\sum \Delta p_c = \Delta p_{пнд} + \Delta p_{оэ} + \Delta p_{рпк} + \Delta p_{тр}, \quad (2.75)$$

где $\Delta p_{оэ} = 0,05 \div 0,07$ МПа – гидравлическое сопротивление охладителя пара эжекторов;

$\Delta p_{рпк} = 0,04$ МПа – сопротивление регулирующего клапана питания (уровня) конденсата;

$\Delta p_{пнд} = 0,07 \div 0,1$ МПа – суммарное гидравлическое сопротивление ПНД;

$\Delta p_{тр} = 0,1 \div 0,2$ МПа – сопротивление трубопроводов от насоса до котла;

$$\sum \Delta p_c = 0,1 + 0,06 + 0,04 + 0,15 = 0,35,$$

$$p_n = 0,7 + 0,25 + 0,35 + 22 \cdot 9,81 \cdot 995,5 \cdot 10^{-6} = 1,27.$$

Давление перед насосом p_n должно быть достаточным для предотвращения кавитации, для конденсатных насосов с частотой вращения 960 – 1500 об/мин он составляет 0,02 – 0,04 МПа

$$\Delta p = 1,27 - 0,03 = 1,24 \text{ МПа.}$$

Выбираем три конденсатных насоса КсВ-320-210 с характеристикой [3]:

- Производительность – 320 м³/ч;
- Напор – 210 м;
- Частота вращения – 1500 об/мин;
- КПД – 75 %;
- Допустимый кавитационный запас – 1,6 м.

2.3.3 Выбор циркуляционных насосов

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

$$D_{об} = m \cdot D_k, \quad (2.76)$$

где $D_k = 164,2$ кг/с – максимальный расход пара в конденсатор, $m = 45 \div 100$ – кратность охлаждения, кг/кг, принимаем $m = 60$;

$$D_{об} = 60 \cdot 164,2 = 9852.$$

Объёмный расход циркуляционной воды при $\rho = 1000$ кг/м³

$$D_{об} = D_{об} / \rho, \quad (2.77)$$

$$D_{об} = 9852 / 1000 = 9,852 \text{ м}^3/\text{с} = 35467,2 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Расчётный расход охлаждающей воды, кг/с

$$D_{об}^p = 1,1 \div 1,2 D_{об}, \quad (2.78)$$

$$D_{об}^p = 1,2 \cdot 35467,2 = 42560,6 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

На электростанциях блочного типа принята блочная схема водоснабжения. Устанавливают два циркуляционных насоса по 50% производительности без резерва. Каждый насос работает на свою систему, включающую напорный водовод, половину конденсатора и сливной водовод.

Устанавливаем два циркуляционных насоса ОП5-110 с характеристиками [3]:

- Производительность – $14760 \div 23760 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- Напор – $11,5 \div 8 \text{ м}$;
- Частота вращения 485 об/мин;
- КПД – 80%;
- допустимый кавитационный запас – $10 \div 12 \text{ м}$.

2.3.4 Выбор сетевых насосов

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

Производительность сетевого насоса, кг/с

$$G = \frac{G_{cs}}{2}, \quad (2.79)$$

$$G = \frac{198,7}{2} = 99,3.$$

Объёмный расход сетевой воды, $\text{м}^3/\text{с}$

$$G = G / \rho, \quad (2.80)$$

где $\rho = 940 \text{ кг}/\text{м}^3$ - средняя плотность воды [6];

$$G = 99,3/940 = 0,106 \text{ м}^3/\text{с} = 380,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Применяем две ступени сетевых насосов: первая ступень (СН-1) устанавливается до сетевых подогревателей, вторая (СН-2) – перед ПВК.

Входное давление насосов первой ступени определяется давлением обратной сетевой воды и составляет $0,3 \div 0,5 \text{ МПа}$.

Давление нагнетания СН-1 P'_H , МПа рассчитывается на преодоление сопротивления подогревателей и создание допустимого кавитационного запаса на входе в насосы второй ступени

$$P'_H = \Delta P_{СП1} + \Delta P_{СП2} + \Delta P'_B, \quad (2.81)$$

где $\Delta P_{СП1}, \Delta P_{СП2}$ – сопротивление сетевых подогревателей [8];
 ΔP_B^H – кавитационный запас, составляет $0,05 \div 0,4$ МПа [8];

$$P_H^I = 0,035 + 0,035 + 0,3 = 0,37 .$$

Устанавливаем на первую ступень сетевые насосы СЭ-500-70 с характеристиками [3]:

- Производительность – $500 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- Напор – $0,68 \text{ МПа}$;
- Частота вращения 3000 об/мин ;
- КПД – 81% ;
- Мощность – 120 кВт .

Давление нагнетания СН-2, МПа, рассчитывается на преодоление сопротивления внешних трубопроводов теплосети и составляет $1,5 \div 2,2 \text{ МПа}$.

Устанавливаем на вторую ступень сетевые насосы СЭ-500-140 с характеристиками [3]:

- Производительность – $500 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- Напор – $1,37 \text{ МПа}$;
- Частота вращения 3000 об/мин ;
- КПД – 81% ;
- Мощность – 240 кВт .

2.3.5 Выбор регенеративных подогревателей

Подогреватель высокого давления выбираем по заводским данным, так чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС [3]:

- ПВД-1: ПВ-1550-380-70, где 1550 – площадь поверхности теплообмена, м^2 ; 380 – максимальное давление в трубной системе, $\text{кгс}/\text{см}^2$; 70 – максимальное давление в корпусе, $\text{кгс}/\text{см}^2$.

- ПВД-2: ПВ-1200-380-43.

- ПВД-3: ПВ-1250-380-21.

Подогреватели низкого давления [3]:

- ПНД-4: ПН-550-26-7-П (последняя цифра – номер модификации).

- ПНД-3: ПН-550-26-7-П.

- ПНД-2: ПН-350-16-7-П.

- ПНД-1: ПН-350-16-7-П.

2.3.6 Выбор деаэратора

По найденному расходу питательной воды $G_{пв} = 271,1$ кг/с выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДП-1600-2 [3] с характеристиками: давление 0,7 МПа; производительностью – 444,4 кг/с.

Аккумуляторный бак: тип БД-120-2А; полезная емкость 150 м³.

2.3.7 Выбор сетевых подогревателей

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

Выбираем верхний подогреватель сетевой воды [3]: ПСГ-800-3-8-1 (подогреватель сетевой горизонтальный: 800 м² – площадь поверхности нагрева, 3 кгс/см² – рабочее давление в паровом пространстве, 8 кгс/см² - рабочее давление в водяном пространстве.

Выбираем нижний подогреватель сетевой воды [3]: ПСГ-800-3-8-1.

2.3.8 Выбор турбопривода питательного насоса

По найденному расходу и давлению пара на турбопривод выбираем турбину Р-12-15П со следующими характеристиками [3]:

- Номинальная мощность – 12500 Вт;
- Номинальная частота вращения – 100 с⁻¹;
- Диапазон изменения частоты вращения – 87,7÷100 с⁻¹
- Номинальные параметры перед стопорным клапаном:
 - Давление, МПа – 1,52;
 - Температура, °С – 450;
 - Противодействие – 0,24 кПа;
 - Расход пара через стопорный клапан – 31,7 кг/с.

3 Конструирование и расчет систем топливоподачи, золошлакоудаления, золоочистки

3.1 Выбор котлоагрегатов

На блочных ТЭС производительность котла $D_{пе}$, кг/с, выбирается по максимальному расходу пара на турбину D_0 с учётом общего запаса по пару 3%

$$D_{пе} = 1,03 \times D_0, \quad (3.1)$$

$$D_{пе} = 1,03 \times 271,1 = 279,3 = 1005,4 \text{ т/ч.}$$

По расходу пара и параметрам устанавливаем котёл Пп-1050-25-545 (П-50Р).

Котёл П-50Р – современная модификация известной серии котлов П-50 Подольского машиностроительного завода. Котёл П-50Р, как и прежний П-50, прямоточный, с промперегревом и уравновешенной тягой, состоит из двух симметричных корпусов П-образной компоновки с топкой без пережима с твердым шлакоудалением.

В отличие от старого котла П-50, новый котёл П-50Р помимо увеличенной на 11% паропроизводительности, оснащён L-образными двухсветными экранами ("щеками") сверху топки. Вместо горизонтальных ширм установлены две ступени вертикальных: первая - в горизонтальном газоходе до перевала, вторая - в поворотной камере, нависая над конвективным пароперегревателем (КПП). Топка и горизонтальный газоход имеют газоплотное экранирование цельносварными мембранными панелями.

В таблице 3.1 представлены основные параметры работы котла П-50Р при 100%-ной нагрузке.

Таблица 3.1 – Основные параметры котла П-50Р

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Паропроизводительность котла	т/ч	1050 (2×525)
Давление острого пара	МПа	25,0
Температура острого пара	°С	545

Продольный и поперечный разрез котла Пп-1050-25-545 (П-50Р) изображен на рисунке 3.1.

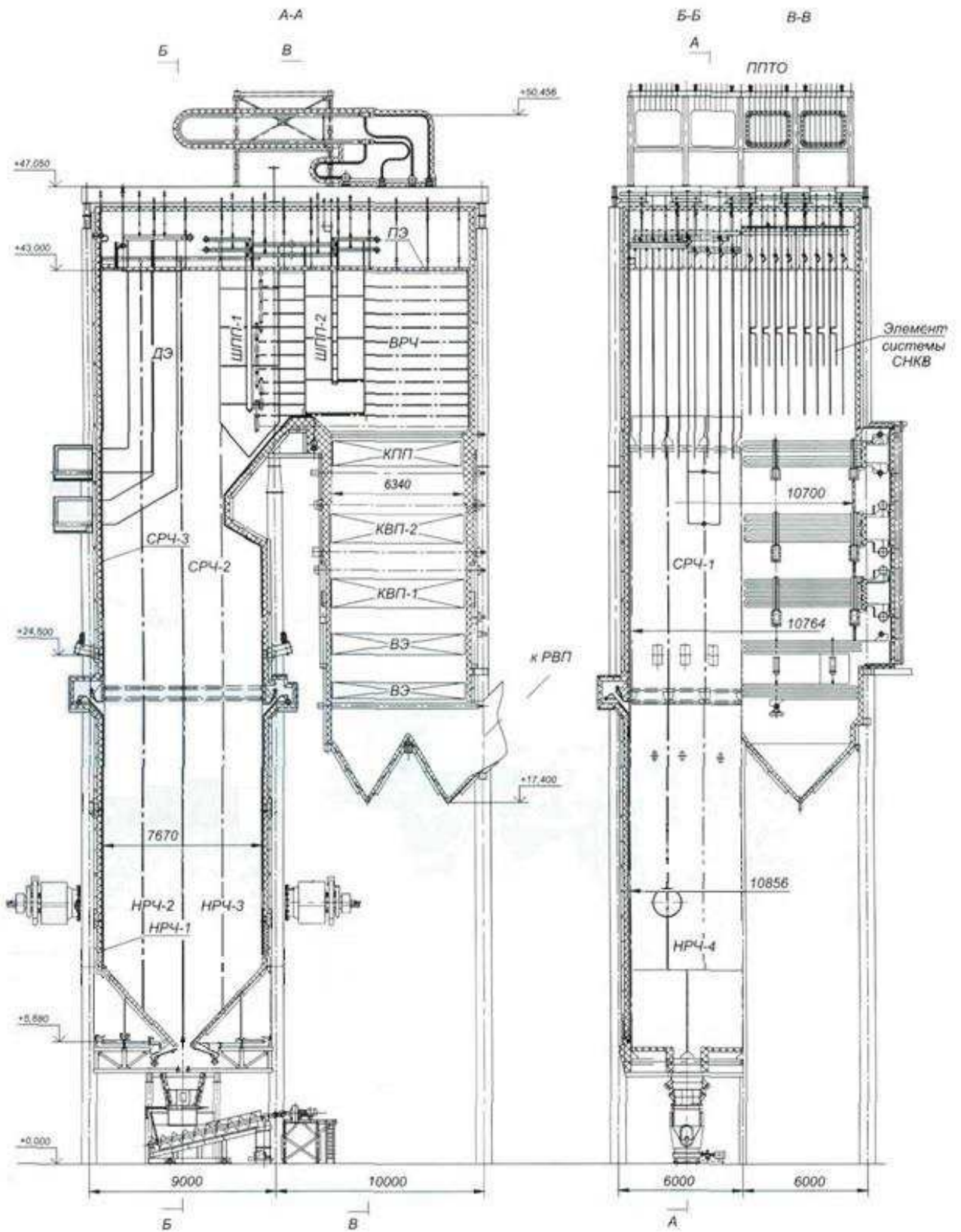


Рисунок 3.1 – Продольный и поперечный разрез котла Пп-1050-25-545 (П-50Р)

3.2 Выбор тягодутьевых механизмов

Теплотехнические характеристики топлива сведены в таблицу 3.2 [10]. Теплота сгорания топлива Q_u^P составляет 14700 кДж/кг.

Таблица 3.2 – Теплотехнические характеристики топлива

Месторождение	Марка	Рабочая масса топлива, %						Выход летучих, V^r , %	
		W^P	A^P	S^P	C^P	H^P	N^P		O^P
Мунайское	Б2	33	7,9	0,3	43,4	2,8	0,6	12	43

Теоретический объем воздуха, м³/кг

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P, \quad (3.2)$$

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (43,4 + 0,375 \cdot 0,3) + 0,265 \cdot 2,8 - 0,0333 \cdot 12 = 4,211.$$

Теоретический объем азота, м³/кг

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100}, \quad (3.3)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,211 + 0,8 \cdot \frac{0,6}{100} = 3,331.$$

Теоретический объем трехатомных газов, м³/кг

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100}, \quad (3.4)$$

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{43,4 + 0,375 \cdot 0,3}{100} = 0,812.$$

Теоретический объем водяных паров, м³/кг

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0, \quad (3.5)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 2,8 + 0,0124 \cdot 33 + 0,0161 \cdot 4,211 = 0,788.$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м³/кг

$$V_z^0 = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0, \quad (3.6)$$

$$V_0^z = 3,331 + 0,812 + 0,788 = 4,931.$$

Расчетный расход топлива на работу одного котла блока определяется из следующего соотношения, кг/с

$$B_k = \frac{Q_{ne}}{Q_p^n \cdot \eta_{ка} \cdot 2}, \quad (3.7)$$

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

$$B_k = \frac{718304,1}{14700 \cdot 0,892 \cdot 2} = 27,4.$$

Расчётный расход сгоревшего топлива B_p , кг/с, по которому выбираются дутьевые вентиляторы и дымососы, определяется с учётом физической неполноты сгорания твёрдого топлива, % (для бурых углей $q_4 = 0,5$)

$$B_p = B_k \cdot \frac{100 - q_4}{100}, \quad (3.8)$$

$$B_p = 27,4 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} = 27,3.$$

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м³/с

$$V_{дв} = B_p \cdot V_0^0 \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{nn} + \Delta\alpha_{взн}) \cdot \frac{t_{хв} + 273}{273}, \quad (3.9)$$

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

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

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

$\Delta\alpha_{взн}$ – относительная утечка воздуха в ВЗП принимаем равным 0,05 [9];

$t_{хв}$ – температура холодного воздуха;

$$V_{дв} = 27,3 \cdot 4,211 \cdot (1,2 - 0,06 - 0,3 + 0,05) \cdot \frac{25 + 273}{273} = 111,5 = 401,3 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}.$$

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

$$V_{дв}^p = 1,1 \cdot V_{дв}, \quad (3.10)$$

$$V_{\text{дв}}^p = 1,1 \cdot 401,3 = 441,5 .$$

Для обеспечения надежности работы котельной установки на один котел устанавливается два дутьевых вентилятора, соответственно производительность одного дутьевого вентилятора $Q_{\text{дв}}$, м³/с, по которой осуществляется выбор типоразмера машины, определяется по выражению

$$Q_{\text{дв}} = \frac{V_{\text{дв}}^p}{2}, \quad (3.11)$$

$$Q_{\text{дв}} = \frac{441,5}{2} = 220,7 .$$

Напор дутьевого вентилятора принимаем от суммарного сопротивления воздушного тракта. Принимаем суммарный перепад давления по воздушному тракту $H_{\text{пот}} = 4$ кПа. Расчётное значение напора, кПа, принимается с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1,2$

$$H_{\text{дв}}^p = 1,2 \cdot H_{\text{дв}}, \quad (3.12)$$

$$H_{\text{дв}}^p = 1,2 \cdot 4 = 4,8 .$$

Выбираем два дутьевых вентилятора типа ВДН-24-Пу на котел с характеристиками [9]:

- производительность – 300 тыс. м³/ч;
- КПД – 86%;
- частота вращения – 590/740 об/мин.

Объём уходящих газов V_2^{yx} равен сумме теоретического объёма газов, образующих при горении топлива V_2^0 , и объёма присосов воздуха по тракту котла

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

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

$$V_2^{\text{yx}} = 4,931 + 1,0161 \cdot (1,33 - 1) \cdot 4,211 = 6,214 .$$

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

$$V_{\text{дс}} = B_{\text{расч}} \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot (V_2^{\text{yx}} + (\Delta\alpha_{\text{зв}} + \Delta\alpha_{\text{zx}}) \cdot V_2^0) \cdot \frac{t_0 + 273}{273}, \quad (3.14)$$

$$V_{\text{дс}} = 27,3 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} \cdot (6,214 + (0,1 + 0,08) \cdot 4,211) \cdot \frac{150 + 273}{273} = 294,4 = 1059,9 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}.$$

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

$$V_{\text{дс}}^p = 1,1 \cdot 1059,9 = 1165,9. \quad (3.15)$$

Для обеспечения надежности работы котельной установки на один котел устанавливается два дымососа, соответственно производительность одного дымососа $Q_{\text{дс}}$, м³/с, по которой осуществляется выбор типоразмера машины, определяется по выражению

$$Q_{\text{дс}} = \frac{V_{\text{дс}}^p}{2}, \quad (3.16)$$

$$Q_{\text{дс}} = \frac{1165,9}{2} = 583.$$

Напор дымососа $H_{\text{д}}$, кПа, при уравновешенной тяге должен обеспечивать преодоление суммарных сопротивлений трения и местных сопротивлений всех газоходов. Принимаем суммарный перепад давления по газовому тракту $H_{\text{ном}} = 3,75$ кПа. Тогда расчетный напор дымососа, кПа, при коэффициенте запаса $\beta_2 = 1,2$

$$H = 1,2 \cdot H_{\text{ном}} = 1,2 \cdot 3,75 = 4,5. \quad (3.17)$$

Выбираем два дымососа типа ДН-26×2 с характеристиками [9]:

- Производительность – 680 тыс. м³/ч;
- КПД – 80 %;
- Частота вращения – 590 /740 об/мин.

3.3 Топливное хозяйство

3.3.1 Определение расхода топлива на ТЭС и система приёмных разгрузочных устройств

Часовой расход топлива на ТЭС составит, кг/с

$$B_{\text{общ}} = n \cdot B_{\text{к}}, \quad (3.18)$$

где B – количество котлоагрегатов, шт;

$$B_{\text{общ}} = 4 \cdot 27,4 = 109,6 = 394,5 \text{ т/ч.}$$

Число вагоноопрокидывателей принято принимать при расходе топлива от 400 до 1000 т/ч – 2 (один из них резервный).

По расходу топлива на станцию используем вагоноопрокидыватель бокового типа [12]. 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;
- угол поворота – $170 \div 175$ градусов.

3.3.2 Ленточные конвейеры

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

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч

$$B_{\text{расч}} = \frac{B_{\text{сут}}}{T}, \quad (3.19)$$

где $T = 21$ ч – число часов работы топливоподачи;

$B_{\text{сут}}$ – суточный расход топлива, т/ч;

$$B_{\text{расч}} = \frac{394,5 \cdot 24}{21} = 450,8.$$

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле, т/ч

$$B_{\text{л}} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_{\alpha}, \quad (3.20)$$

где b – ширина ленты, м;

c – скорость ленты [12], м/с;

γ – насыпной вес топлива, т/м³ [12];

$K_{\alpha} = 285$ коэффициент, учитывающий угол естественного откоса α топлива на ленте [12];

$$B_{\text{л}} = 1,2^2 \cdot 2,0 \cdot 0,76 \cdot 285 = 623,8.$$

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

$$W_{\bar{o}} = \frac{K_1 \cdot Z \cdot c + 2 \cdot B_l \cdot Z + 37 \cdot B_l \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_z, \quad (3.21)$$

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 [12];

$K_1 = 629$ - коэффициент, зависящий от ширины ленты [12];

$$W_{\bar{o}} = \frac{629 \cdot 50 \cdot 2,0 + 2 \cdot 623,8 \cdot 50 + 37 \cdot 623,8 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1 = 177,0.$$

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

$$W_{cb} = 0,0075 \cdot B_l \cdot b = 0,0075 \cdot 623,8 \cdot 1,2 = 5,6. \quad (3.22)$$

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт

$$W_{\text{эн}} = \frac{K_z \cdot (W_{\bar{o}} + W_{cb})}{\eta_{\text{эд}} \cdot \eta_p}, \quad (3.23)$$

где $K_z = 1,25$ - коэффициент запаса [12];

$\eta_{\text{эд}} = 0,95$ - КПД электродвигателя [12];

$\eta_p = 0,96$ - КПД редуктора [12];

$$W_{\text{эн}} = \frac{1,25 \cdot (177,0 + 5,6)}{0,95 \cdot 0,96} = 250,3.$$

3.3.3 Дробилки

Применяем на проектируемой ТЭС двухступенчатое дробление. Для грубого дробления вначале тракта организуется дробление в валковых зубчатых дробилках. По расчетному расходу топлива выбираем валковую дробилку [12] ДДЗ-1250×1000 производительностью 700 т/ч (при крупности дроблёного материала до 250мм).

Далее используем молотковые незабивающиеся дробилки с подвижными дробильной и отбойной плитами и с очистными устройствами. По расчетному расходу топлива выбираем дробилки типа М20-20Г [12] с характеристиками:

- Производительность – 600 ÷ 800 т/ч;
- Размеры ротора:
длина – 2000мм;
диаметр – 2000мм;
- Частота вращения ротора – 595 об/мин;
- Наибольший размер загружаемых кусков – до 600мм;
- Размер выходящих кусков – до 15мм;
- Мощность электродвигателя – 800 кВт.

Емкость бункеров сырого угля на одном котле, м³

$$V_6 = \frac{B_4^{\max} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_3}, \quad (3.24)$$

где B_4^{\max} – расход топлива на один котёл, т/ч;
 $\tau = 10$ - число часов работы котельного агрегата на топливе, запасенном в бункерах;

$K_3 = 0,8$ – коэффициентом заполнения [12];

$\gamma = 0,76$ – насыпной вес угля [12];

$$V_6 = \frac{98,6 \cdot 10}{0,85 \cdot 0,76} = 1526,4.$$

Для подачи угля из бункеров используем ленточные питатели сырого угля с шириной ленты 800 мм, длиной 3,2 м. Производительность при высоте слоя 0,2 м – 270 м³/ч, требуемая мощность – 4,5 кВт.

3.3.4 Топливные склады

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

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

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

$$F = \frac{24 \cdot B_{\text{общ}} \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \varphi}, \quad (3.25)$$

где n – число суток запаса топлива на складе;
 h – высота штабеля, м;
 $\varphi = 0,8 - 0,9$ – коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания) топлива в штабеле [12];

$$F = \frac{24 \cdot 450,8 \cdot 30}{20 \cdot 0,76 \cdot 0,8} = 23353,8.$$

3.3.5 Оборудования системы пылеприготовления

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

$$K_{ло} = \frac{\mathcal{E}_{эм}}{\mathcal{E}}. \quad (3.26)$$

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

По рекомендациям [7] выбираем мельницу типа МВ, в которой размол угля происходит в результате ударного действия массивных мелющих лопаток.

Согласно рекомендациям [7] выбираем замкнутую систему пылеприготовления с прямым вдуванием.

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

Расчётная производительность одной мельницы B_p , т/ч, определяется по известному расходу топлива на котёл и принятому числу мельниц с учётом коэффициента запаса, K_3 (при Z равным четырём $K_3 = 1,2$ [12])

$$B_p = \frac{K_3 \cdot B_k}{Z}, \quad (3.27)$$

$$B_p = \frac{1,2 \cdot 98,6}{4} = 29,6.$$

По [7] определяем типоразмер и производительность мельницы – МВ 2700/850/590, отнесённую к характерному виду топлива. Перерасчёт производительности, т/ч, производим по формуле

$$B = \frac{B^x \cdot K_{ло}^x}{K_{ло}^x}, \quad (3.28)$$

$$B = \frac{44 \cdot 1,15}{1,7} = 29,8.$$

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

3.4 Золоочистка

Необходимая площадь активного сечения электрофильтров, м^2

$$F = \frac{V_z}{W}, \quad (3.29)$$

где V_z – расход газов перед электрофильтром, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $W = 1,5 \text{ м/с}$ – скорость газов в электрическом поле [11];

$$F = \frac{294,4}{1,5} = 196,3.$$

Наибольшее распространение на электростанциях получило улавливание летучей золы с помощью электрофильтров. Электрофильтры позволяют достигать большой степени улавливания: при длительности пребывания газов в активной зоне электрофильтра не менее 8с и скорости их движения 1,2 – 1,5 м/с степень улавливания составляет 99 – 99,8%.

Устанавливаем горизонтальный электрофильтр ЭГА 2-76-12-6-4 [3] со следующими характеристиками:

- количество газовых проходов – 76 шт;
- количество полей – 4 шт;
- площадь активного сечения – 246,6 м^2 ;
- общая площадь осаждения – 28500 м^2 .

Расход летучей золы на входе в фильтр определяются по формуле, кг/ч

$$M_{\text{зол}}^{\text{ex}} = 0,01 \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \cdot A^p + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}, \quad (3.30)$$

где $a_{\text{ун}} = 0,95$ – доля золы уносимая газами [10];
 A^p – зольность топлива, %;
 $q_4 = 0,5 \%$ – потеря с механическим недожогом [10];
 B – расход сжигаемого топлива, кг/ч ;

$$M_{зол}^{ex} = 0,01 \cdot 98604,9 \cdot 0,95 \cdot 7,9 + 0,01 \cdot 103042,6 \cdot 0,5 \cdot \frac{14700}{32700} = 7621,9.$$

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/ч

$$M_{зол}^{вых} = M_{зол}^{ex} \cdot \frac{100 - \eta_{з\ddot{y}}}{100}, \quad (3.31)$$

где $\eta_{з\ddot{y}}$ – КПД золоуловителя, %;

$$M_{зол}^{вых} = 7621,9 \cdot \frac{100 - 99,6}{100} = 30,5,$$

Т.к. на ТЭС два блока, то $M_{з.общ}^{ex} = 4 \cdot M_{зол}^{ex} = 4 \cdot 7621,9 / 1000 = 30,488$ т/ч,
 $M_{з.общ}^{вых} = 2 \cdot M_{зол}^{вых} = 4 \cdot 30,5 / 1000 = 0,122$ т/ч.

3.5 Золошлакоудаление

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

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

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

$$M_{шл.з} = 0,01 \cdot B_{общ} \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}) \cdot (1 - a_{yn} \cdot \frac{100 - \eta_{з\ddot{y}}}{100}), \quad (3.32)$$

где A^p – зольность топлива, %;

$q_4 = 0,5$ % – потеря с механическим недожогом [10];

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

$a_{yn} = 0,95$ – доля золы, уносимая газами [10];

$\eta_{з\ddot{y}}$ – КПД золоуловителя;

$$M_{шл.з} = 0,01 \cdot 394,4 \cdot (7,9 + 0,5 \cdot \frac{14700}{32700}) \cdot (1 - 0,95 \cdot \frac{100 - 99,6}{100}) = 31,9.$$

Расход золы, т/ч

$$M_{\text{зол}} = M_{\text{зол}}^{\text{ex}} - M_{\text{зол}}^{\text{вых}}, \quad (3.33)$$

$$M_{\text{зол}} = 30,488 - 0,122 = 30,366.$$

Расход шлака, т/ч

$$M_{\text{шл}} = M_{\text{шл.з}} - M_{\text{зол}}, \quad (3.34)$$

$$M_{\text{шл}} = 31,924 - 30,488 = 1,436.$$

Расход воды, т/ч

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot M_{\text{шл}} \cdot M_{\text{зол}}, \quad (3.35)$$

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot 1,436 \cdot 30,366 = 523,33.$$

Расчетный расход пульпы, м³/ч

$$Q = \frac{M_{\text{шл}}}{\gamma_{\text{шл}}} + \frac{M_{\text{зол}}}{\gamma_{\text{зол}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}}, \quad (3.36)$$

где $\gamma_{\text{шл}} = 0,5$; $\gamma_{\text{зол}} = 0,4$; $\gamma_{\text{в}} = 1,0$ – соответственно удельный вес шлака, золы и воды, т/м³ [12];

$$Q = \frac{1,436}{0,5} + \frac{30,366}{0,4} + \frac{523,33}{1} = 602,1.$$

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

Минимальный диаметр шлакозолопровода, м

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}}, \quad (3.37)$$

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

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 602,1}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,5}} = 0,377.$$

По расчетному расходу пульпы и с учетом возможного последующего расширения ТЭС выбираем багерный насос типа ГрТ 800/71 с характеристиками [3]:

- Производительность – 800 м³/ч;
- Напор – 71 м;
- Диаметр рабочего колеса – 710 мм;
- Мощность электродвигателя – 250 кВт;
- Частота вращения ротора – 965 об/мин.

4 Общая часть

4.1 Расчет системы технического водоснабжения

Так как в районе строительства ТЭС нет источника с достаточным расходом воды, то используем оборотную систему водоснабжения с башенными градирнями [4]. Для подпитки системы технического водоснабжения используем воду из реки Бия.

В качестве охладительных устройств в системах технического водоснабжения градирни применяются на электростанциях всех типов и любой мощности. Основное достоинство градирен заключается в том, что для их размещения требуется значительно меньшая площадь по сравнению с другими типами охладителей; представляется возможным размещать их в пределах ограды электростанции.

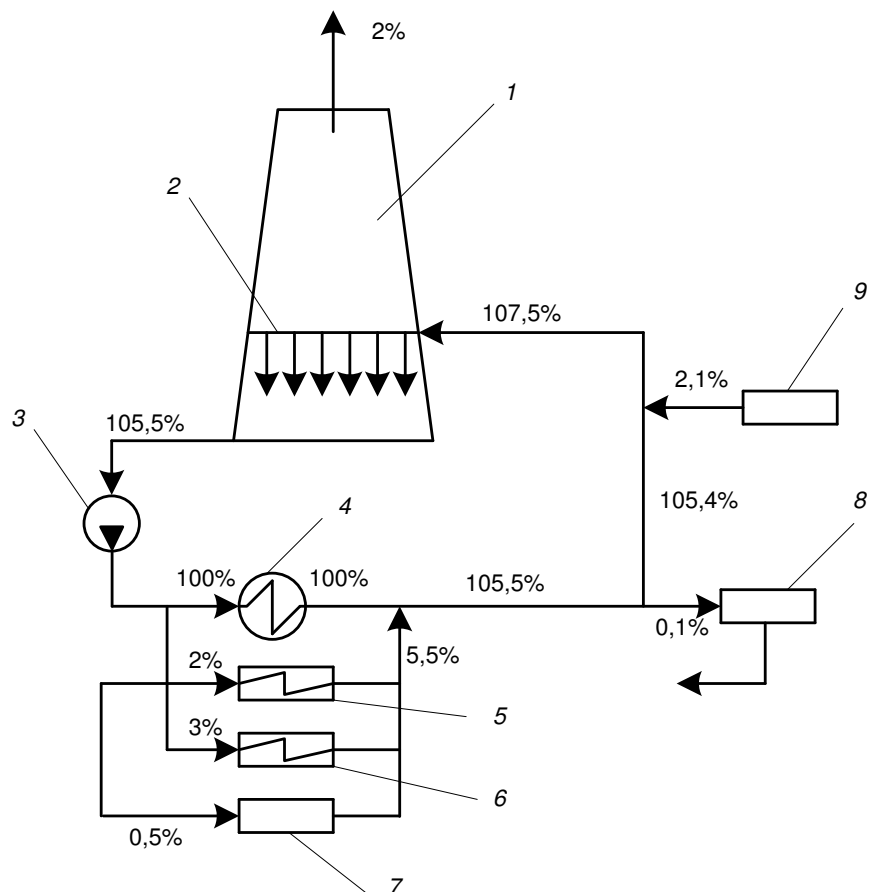
Градирни выполняются в виде башен прямолинейных или криволинейных очертаний высотой несколько десятков метров.

На уровне земли в стенках башен предусматриваются окна для поступления воздуха. Выше окон на опорном поясе располагается оросительное устройство. Верхняя часть башни служит для создания тока воздуха.

Оросительное устройство состоит из большого числа реек треугольного и прямоугольного сечения, служащих для дробления потока воды на капли и струйки. По периферии оросительного устройства устанавливаются дырчатые щиты. Охлаждаемая вода подается в башню на распределительное устройство в виде радиальных желобов, располагаемых на 5-10 м выше оросительного устройства. Растекаясь по желобам, вода вытекает через имеющиеся в них отверстия, равномерно распределяясь по сечению башни. Падая на оросительное устройство, вода в виде капель и пленок стекает вниз и собирается в приемном бассейне. Отсюда вода по самотечным каналам подается к циркуляционным насосам.

Охлаждение воды интенсифицируется встречным движением воздуха. Наибольшее распространение на электростанциях имеют башенные градирни. В башенных градирнях ток воздуха создается высокой башней за счет соответственной тяги.

Схема циркуляционного охлаждения с башенной градирней представлена на рисунке 4.1.



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

Рисунок 4.1 – Схема циркуляционного охлаждения с башенной градирней

Соотношение между потребителями технической воды приведено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Соотношение между потребителями технической воды

Потребители технической воды электростанции	Расход, %
Конденсация пара в конденсаторе турбины	100
Охлаждение водорода, воздуха, конденсата статора электрогенераторов и крупных электродвигателей	2,5 – 4
Охлаждение масла в системе турбоагрегатов и питательных насосов	1 - 3
Охлаждение подшипников вспомогательных механизмов	0,3 – 0,8
Восполнение потерь и утечек пароводяного тракта и тепловых сетей	0,04 – 0,1

Вода на охлаждение водорода, воздуха, конденсата статора электрогенераторов и крупных электродвигателей $D_{вод}$, м³/ч

$$D_{вод} = 0,03 \cdot D_{ов}, \quad (4.1)$$

где $D_{ов}$ – расход воды на конденсацию пара, м³/ч;

$$D_{вод} = 0,03 \cdot 42560,6 = 1276,8.$$

Вода на охлаждение масла в системе турбоагрегатов и питательных насосов
 $D_{мас}$, м³/ч

$$D_{мас} = 0,02 \cdot D_{ов}, \quad (4.2)$$

$$D_{мас} = 0,02 \cdot 42560,6 = 851,2.$$

Вода на охлаждение подшипников вспомогательных механизмов $D_{под}$, м³/ч

$$D_{под} = 0,005 \cdot D_{ов}, \quad (4.3)$$

$$D_{под} = 0,005 \cdot 42560,6 = 212,8.$$

Вода на восполнение потерь и утечек пароводяного тракта и тепловых сетей
 $D_{ном}$, м³/ч

$$D_{ном} = 0,001 \cdot D_{ов}, \quad (4.4)$$

$$D_{ном} = 0,001 \cdot 42560,6 = 42,6.$$

Расход воды на градирни $D_{гр}$, м³/ч

$$D_{гр} = D_{ов} + D_{вод} + D_{мас} + D_{под} + D_{ном}, \quad (4.5)$$

$$D_{гр} = 42560,6 + 1276,8 + 851,2 + 212,8 + 42,6 = 44944.$$

Градирни с таким большим расходом воды нет, поэтому устанавливаем 2 градирни. Расход воды на одну градирню $G_{гр}$, м³/ч

$$G_{гр} = D_{гр} / 2, \quad (4.6)$$

$$G_{гр} = 44944 / 2 = 22472.$$

Основные характеристики градирен следующие [14]:

- гидравлическая нагрузка $G_{гр}$, т/ч, охлаждаемой воды. Иногда эту характеристику называют производительностью градирни;

- тепловая нагрузка $Q = G_{ep} \cdot c \cdot (t_2 - t_1)$, кВт, где t_2 и t_1 - соответственно начальная и конечная температуры воды, °С; c - удельная теплоемкость воды, кДж/(кг · °С);

- плотность орошения G_{ep}/F_{op} , м³/(м² · ч), где F - площадь оросителя, являющаяся основной конструкционной характеристикой градирни.

Для наиболее распространенных капельно-пленочных градирен тепловая нагрузка Q , кВт

$$Q = G_{ep} \cdot c \cdot (t_2 - t_1), \quad (4.7)$$

где $t_2 - t_1$ – температурный напор, °С, принимается равным $6 \div 12$;

$$Q = 22472 \cdot 4,186 \cdot 9 = 846610,8.$$

Поверхность орошения F_{op} , м², находится по формуле

$$F_{op} = W_{э} \cdot f_{y\partial}, \quad (4.8)$$

где $W_{э}$ – электрическая мощность, отнесенная на одну градирню, кВт;

$f_{y\partial}$ – удельная поверхность орошения, м²/кВт;

$$F_{op} = \frac{330000}{2} \cdot 0,02 = 3300.$$

Устанавливаем две башенные градирни на один блок БГ-3200-73 [3] с характеристиками:

- Площадь орошения, м² – 3200;
- Гидравлическая нагрузка, тыс.м³/ч – 20,0 ÷ 26,0;
- Плотность орошения, м³/(м² · ч) - 6 ÷ 8;
- Высота подъёма воды, м – 10;
- Каракас – сталь;
- Высота башни, м – 81;
- Диаметр внутренний верхней части, м – 40,2;
- Диаметр внутренний нижней части, м – 81,0.

Для выбранной градирни найдём плотность орошения q , м³/(м² · ч)

$$q = \frac{G_{ep}}{F_{op}} \quad (4.9)$$

$$q = \frac{22472}{3300} = 6,8.$$

Найденная плотность орошения близка к характеристикам выбранной градирни.

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.

Градирня БГ-3200-73 изображена на 4 листе графической части.

4.2 Описание химводоподготовки

Химводоподготовка предназначена для обессоливания и обескремнивания воды из реки Бия, используемой для восполнения потерь пара и конденсата в пароводяном цикле ТЭС.

Так как установлены прямоточные котлы, то применяем трехступенчатую схему химического обессоливания добавочной воды.

Проектная производительность с учетом возможного последующего расширения ТЭС – 150 т/час.

Химводоочистка работает по следующей схеме. Исходная вода после конденсаторов турбин поступает в сбросные железобетонные водоводы, откуда по трубам диаметром 600 мм поступает в колодец химводоочистки. Насосами сырой воды вода подается на подогреватели ОУ, где подогревается до 30°C и направляется в осветлители, куда дозируется раствор коагулянта и полиакриламида. После осветлителей вода направляется в баки коагулированной воды, откуда насосами коагулированной воды подается на механические фильтры.

Осветленная вода подается на Н-катионитовые фильтры 1 ступени, где происходит обмен всех катионов солей, растворенных в исходной воде, на катион водорода. Н-катионированная вода поступает на анионитовые фильтры 1 ступени, где из воды удаляются все анионы сильных кислот.

Далее вода поступает на Н-катионитовые фильтры II ступени, где происходит поглощение катионов жесткости и катионов натрия, проскочивших через 1 ступень Н-катионирования и вымываемых из анионитовых фильтров 1 ступени после регенерации при неполной отмывке их от щелочи. Н-катионированная вода II ступени поступает на декарбонизаторы, где из нее удаляется углекислота путем продувки их воздухом. Декарбонизованная вода собирается в баках, откуда забирается насосами декарбонизованной воды и подается последовательно на II ступень анионирования, III-ю ступень Н-катионирования и III-ю ступень анионирования. На анионитовых фильтрах II ступени происходит поглощение анионов слабых кислот, главным образом кремнекислоты и остатков углекислоты. На III ступени Н-катионитовых фильтров

происходит поглощение катионов натрия, вымываемых после регенерации фильтров II ступени анионирования.

4.3 Генеральный план

Генеральный план (генплан) электростанции представляет собой план размещения на основной производственной площадке электростанции ее основных и вспомогательных сооружений. Генплан - важнейшая составная часть ситуационного плана электростанции включающего кроме производственной площадки источник и систему водоснабжения, золошлакоотвалы, примыкающие железнодорожные пути и автодороги, выходы линий электропередачи, электрических кабелей и теплопроводов, топливный склад, шлакозолопроводы. Генплан электростанции включает следующие производственные и подсобные здания сооружения и устройства: главный корпус с золоуловителями, дымососами; дымовыми трубами; повышающими трансформаторами; электрический щит управления; электрические распределительные устройства закрытые и открытые; устройства водоснабжения, топливного хозяйства и золоудаления; химическую очистку добавочной воды; масляное хозяйство; лаборатории и мастерские; склады оборудования и материалов; служебные помещения и др.

В генплане электростанции рядом с основной территорией предусматривается место для строительного-монтажного полигона, на котором выполняют сборку железобетонных и стальных конструкций зданий. Зарезервировано свободное место для достройки (расширения) главного корпуса в случае увеличения мощности электростанции сверх проектной ввиду постоянного роста электрической и тепловой нагрузок района строительства электростанции. Между зданиями, сооружениями и установками в генплане предусматриваются необходимые пожарные разрывы и проезды.

К помещениям машинного зала и котельной, к открытому распределительному устройству и повышающим трансформаторам, к приемно-разгрузочному устройству топливоподачи и складу топлива, к сливному устройству мазутного хозяйства, к складам масла и других материалов и оборудования обеспечен подвод железнодорожных путей и автомобильных дорог.

Отдельные здания, сооружения и установки размещены по возможности в соответствии с основным технологическим процессом преобразования энергии на электростанции. Так, топливное хозяйство располагается со стороны помещения котельной, а устройства водоснабжения - со стороны машинного зала; повышающие трансформаторы установлены у фасадной стены машинного зала, дымовые трубы сооружены близ помещения котельной.

Важными факторами правильного размещения сооружений электростанции на генплане является господствующее направление и сила ветра, характеризующиеся «розой ветров». Под розой ветров в метеорологии понимают графическое изображение относительного распределения повторяемости или значений средних

(или максимальных) скоростей ветра за многолетний период наблюдений по восьми направлениям. Роза ветров изображена в виде восьми вектор-радиусов, направленных к одной общей центральной точке по сторонам света: с севера на юг, с запада на восток, с юга на север, с востока на запад, с северо-востока на юго-запад и т. д.

Совокупность зданий и сооружений ТЭС на её территории представляет собой сложный производственный и архитектурный комплекс, к которому предъявлены требования не только технологической целесообразности и экономичности, но и санитарно-технические, а также эстетические.

Генеральный план представлен на 3 листе графической части.

4.4 Компоновка главного корпуса

Компоновкой главного корпуса электрической станции называют взаимное расположение отдельных помещений, оборудования и строительных конструкций. Главный корпус электростанции - центральный производственный корпус. В нем находятся основные агрегаты - турбины с электрическими генераторами и паровые котлы, большая часть их вспомогательного оборудования, соединяющие их трубопроводы, электрические распределительные устройства собственных нужд (РУСН), щиты управления работой оборудования, электрические кабели и т. д.

Главный корпус состоит из машинного зала, в котором находятся турбоагрегаты и их оборудование, котельной, где размещены паровые котлы, и промежуточного отделения между ними. На верхнем этаже промежуточного отделения размещены деаэраторы с их баками.

В главном корпусе электростанций с энергоблоками 330 МВт деаэраторное и бункерное отделения совмещены, точнее, деаэраторы с их баками установлены в бункерном помещении, между бункерами соседних энергоблоков, под верхним этажом с ленточными конвейерами, подающими топливо в бункера котельной. Такое промежуточное помещение называют бункерно-деаэраторным.

Более половины капитальных затрат на электростанцию приходится на оборудование и строительную часть главного корпуса.

Рациональный выбор типа компоновки имеет большое значение для строительства, монтажа и эксплуатации электростанции.

Компоновка главного корпуса должна удовлетворять следующим техническим и экономическим требованиям.

- Необходимо обеспечить безопасное и надежное осуществление технологического процесса электростанции. Должны выполняться требования противопожарной безопасности и охраны труда. Устройства отдельных элементов главного корпуса электростанции, а также их взаимное размещение должны обеспечивать надежное осуществление технологического процесса.

Так, стенки бункеров сырого угля и угольной пыли имеют необходимый уклон (60-65° для сырого угля, до 75° для угольной пыли). Деаэраторы с их баками

размещены на необходимой высоте (примерно 25 м) над питательными насосами во избежание вскипания воды и явления кавитации на входе воды в них и т.д.

- Компоновка главного корпуса должна обеспечивать индустриальные методы его строительства и монтажа, ремонта оборудования. Предусматривают установку грузоподъемных механизмов (электрических мостовых кранов и др.) для обслуживания основного и вспомогательного оборудования.

- Компоновка главного корпуса должна предусматривать удобные условия эксплуатации, в частности наличие достаточных проходов между оборудованием, монтажных и ремонтных площадок, свободного места для выемки элементов оборудования. Должны учитываться современные методы управления работой оборудования - автоматического и дистанционного - с устройством блочных щитов управления, с использованием АСУТП и т.д.

- Санитарно-гигиенические требования включают создание нормальных условий труда персонала электростанций, нормальных условий жизни населения, защиту природы в районе электростанции. В помещениях электростанции должны обеспечиваться естественное освещение (или лампы дневного света), приток свежего воздуха (аэрация), вентиляция. Содержание вредных примесей - твердых и газообразных (оксидов серы и азота) - в уходящих дымовых газах электростанций не должно превышать допустимых пределов. Сточные воды, отводимые в водные бассейны, должны очищаться в соответствии с санитарными нормами.

- Экономичность сооружения и эксплуатации электростанции достигается компактным размещением оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса, сокращением длины коммуникаций (трубопроводов пара и воды, газоходов и воздухопроводов, электрических силовых и измерительных кабелей и т. д.). Сокращение длины коммуникаций способствует снижению их стоимости и энергетических потерь в них. Однако удешевление электростанции не должно идти в ущерб нормальному ее функционированию, удобству эксплуатации и условиям труда персонала.

Главный корпус электростанции центр общего технологического процесса. Оборудование, размещенное в главном корпусе, соединено рядом технологических линий с прочими производственными устройствами электростанции (топливное и зольное хозяйство, техническое водоснабжение, очистка и удаление дымовых газов и др.). Из главного корпуса отводится произведенная в нем электрическая, а также тепловая энергия.

Машинный зал разделяют по высоте на две части: верхнюю, в которой находится турбоагрегат, и нижнюю, в которой размещают вспомогательное оборудование - конденсатор турбины (между колоннами фундамента турбоагрегата), регенеративные подогреватели, конденсатные и питательные насосы, трубопроводы охлаждающей воды и др.

Нижнюю часть машинного зала называют конденсационным помещением. Вверху машинного зала устанавливают мостовой электрический кран с основным крюком грузоподъемностью до 125 т и малым крюком грузоподъемностью до 20 т.

Грузоподъемность основного крюка мостового крана выбирают по массе наиболее тяжелой части турбоагрегата (статора электрического генератора или др.).

В перекрытии над конденсационным помещением устраивают проемы (люки) для обслуживания краном вспомогательного оборудования.

Вокруг турбоагрегата и вдоль стен устраивают галереи и переходы. Такое размещение турбоагрегата называют островным.

На электростанциях с блочной структурой, при которой главный корпус составляется из одинаковых секций, включающих отдельные блоки, для гармоничного сочетания котельной и машинного зала принято, как правило, поперечное размещение турбоагрегатов. Турбоагрегаты размещают турбинами со стороны котельной, а электрическими генераторами со стороны наружной стены машинного зала. При этом улучшается подвод паропроводов к турбинам и отвод электрического тока из генераторов, сокращаются длины паропроводов и выводов электрического тока. Пролеты машинного зала и мостового крана при такой компоновке возрастают приблизительно на 30 %, однако общая длина машинного зала сокращается.

У торцевых стен машинного зала, а также между отдельными группами турбоагрегатов электростанции предусматривают монтажные площадки на уровне пола конденсационного этажа. На этом же уровне по всей длине машинного зала, близ наружной (фасадной) стены машинного зала, прокладывают железнодорожный путь широкой колеи.

Компоновка оборудования машинного зала должна предусматривать свободные места для выемки ротора электрогенератора, а также трубок конденсаторов турбин.

В компоновках новых ТЭС подвальное помещение главного корпуса не применяется ввиду частого его затопления при разрыве трубопроводов сетевой воды или грунтовыми водами.

Каркас здания машинного зала и всего главного корпуса в целом образуется металлическими (стальными) или железобетонными колоннами, связанными между собой горизонтальными балками (ригелями).

Продольный шаг колонн современных электростанций достигает 12 м. Эта величина кратна модулю (длина элемента 3 м) сборного железобетона, как и строительные размеры различных других частей здания.

Тип компоновки котельной зависит от вида топлива, способа его подготовки, типа парового котла.

Поперечный разрез главного корпуса представлен на 2 листе графической части.

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 [13]:

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

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 котлоагрегатах для подавления образования окислов азота в процессе горения топлива;

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

11) 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.

Выбросы золы M_z , г/с, определяем по формуле

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

$$M_z = 10 \cdot 109,6 \cdot \left(7,9 + 0,5 \cdot \frac{14,7}{32,7} \right) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,996) = 33,8.$$

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

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

где B – расход топлива, кг/с;

β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления [10];

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;

$$K = \frac{12 \cdot 135,5}{200 + 135,5} = 4,8,$$

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 1,8 \cdot 0,55 \cdot 109,6 \cdot 14,7 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) = 145,3.$$

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.

$$M_{SO_2} = 20 \cdot 109,6 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 1972,1.$$

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;

$$M = 1972,1 + 145,3 \cdot \frac{0,15}{0,085} + 33,8 \cdot \frac{0,15}{0,15} = 2262,3.$$

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

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

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

где A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы;
 n – количество дымовых труб, шт;

V – объем удаляемых дымовых газов через трубу;

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

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

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

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

где f – безразмерный коэффициент;

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

где $D = 9,6$ – диаметр устья трубы, м;

$\omega_0 = 40$ – средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника выброса, м/с [10];

$$f = \frac{10^3 \cdot 40 \cdot 9,6}{300^2 \cdot 130} = 0,033,$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,033} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,033}} = 1,255,$$

$$C_m = \frac{200 \cdot 2262,3 \cdot 1 \cdot 1,255}{300^2} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{294,4 \cdot 4 \cdot 130}} = 0,118.$$

Так как $C_m < ПДК_{SO_2}$, то дымовая труба высотой 300 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 [10];

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

$$H_{эф} = 300 + 1,9 \cdot \frac{9,6 \cdot 40}{5 \cdot 1,7} = 385,8.$$

Произведем расчет выбросов бензапирена с дымовыми газами котлоагрегатов [11].

Концентрация бензапирена в сухих дымовых газах котлов за золоуловителями при факельном сжигании углей $c_{БП}$, мкг/м³, приведенная к избытку воздуха в газах $a = 1,4$, рассчитывается по формуле

$$c_{БП} = \frac{A \cdot Q_n^P}{e^{1,5\alpha_T}} \cdot K_D \cdot K_{ЗУ}, \quad (5.10)$$

где A – коэффициент, характеризующий конструкцию нижней части топки, при твердом шлакоудалении $A = 0,521$;

α_T'' – коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки

K_D – коэффициент, учитывающий нагрузку котла;

$K_{ЗУ}$ – коэффициент, учитывающий степень улавливания бензапирена золоуловителями

$$K_{ЗУ} = 1 - \frac{\eta_{ЗУ} \cdot z}{100}, \quad (5.11)$$

где $\eta_{ЗУ}$ – КПД золоуловителя (по золе), %;

z – коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности бензапирена золоуловителями, для сухих аппаратов $Z = 0,7$;

$$K_{ЗУ} = 1 - \frac{99,6 \cdot 0,7}{100} = 0,303,$$

$$c_{БП} = \frac{0,521 \cdot 14,7}{e^{1,5 \cdot 1,2}} \cdot 1 \cdot 0,303 = 0,383.$$

Масса выброса бензапирена $M_{БП}$, г/с, рассчитывается по формуле

$$M_{БП} = B \cdot V_{сз} \cdot c_{БП} \cdot 10^{-6}, \quad (5.12)$$

где B – расход топлива, кг/с;

$V_{сз}$ – объем сухих дымовых газов при $\alpha = 1,4$, м³/кг;

$$V_{сз} = V_z^0 + (\alpha - 1) \cdot V_B^0 - V_{H_2O}^0, \quad (5.13)$$

$$V_{сз} = 4,931 + (1,4 - 1) \cdot 4,211 - 0,788,$$

$$M_{БП} = 109,6 \cdot 5,827 \cdot 0,303 \cdot 10^{-6} = 0,00024.$$

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 [13].

Сточными загрязненными водами электростанции являются: сбросы избыточных вод золошлакоотвалов при гидравлическом удалении золы и шлака, загрязненные маслом и мазутом воды, обмывочные воды мазутных котлоагрегатов 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 ТЭС применено обратное 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 реализации строительства КЭС мощностью 660 МВт в Алтайском крае для снижения дефицита электроэнергии и повышение надежности электроснабжения региона.

Площадка под строительство выбрана на базе Мунайского месторождения бурого угля, с целью минимизировать эксплуатационные расходы.

В экономической части произведены расчеты тарифа на электроэнергию и определен срок окупаемости, который составил девять лет.

По результатам расчёта принципиальной тепловой схемы, определены основные технико-экономических показателей и выбрано оборудование в пределах тепловой схемы.

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

В разделе охрана окружающей среды определены основные источники и виды воздействия ТЭС на атмосферный воздух, рассчитаны вредные выбросы и выбрана дымовая труба для рассеивания этих выбросов.

Полученные результаты показали высокую экономическую и техническую привлекательность проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Промышленность: Электроэнергетика, электротехника: Зона опережающего развития №1. – Режим доступа: <https://pandia.ru/text/77/153/16101.php>.
2. Астраханцева, И.А. Экономическая оценка технических решений: Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности 1005 - «Тепловые электрические станции» / И.А. Астраханцева; КГТУ. - Красноярск, 1998. - 27 с.
3. Тепловые и атомные электрические станции : Справочник / В. И. Абрамов [и др.]; под общ. ред. В. А. Григорьев, В. М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. ВНТП 81 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. – М. : Минэнерго СССР, 1981. – 61 с.
5. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции / В. Я. Рыжкин – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
6. Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – М. : Энергия, 1980. – 425 с.
7. 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.
8. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 136 с.
9. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок): Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 71 с.
10. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (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. Гаврилов, Е. И. Топливо-транспортное хозяйство и золоудаление на ТЭС: Учеб.пособие для вузов / Е.И. Гаврилов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 168с.
13. Жабо, В. В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС / В. В. Жабо. – М. : Энергоатомиздат, 1992. – 305 с.
14. Пономаренко, В. С. Градирни промышленных и энергетических предприятий: Справочное пособие / Под общ. ред. В. С. Пономаренко. - М.: Энергоатомиздат: 1998. - 376 с.

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е.А. Бойко
«__» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Проект Алтайской КЭС 660 МВт

Руководитель	 _____ 02.07.2020 подпись, дата	доцент, к.т.н.	<u>П.В. Шишмарев</u>
Выпускник	 _____ 01.07.2020 подпись, дата		<u>А.А. Московчук</u>
Технический контроль	 _____ 03.07.2020 подпись, дата		<u>Е.А. Бойко</u>
Нормоконтролер	 _____ 02.07.2020 подпись, дата		<u>П.В. Шишмарев</u>

Красноярск 2020