

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

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект реконструкции БГРЭС-1

тема

Руководитель

ст. преподаватель

Д.И. Карабарин

подпись, дата

должность, ученая степень

инициалы, фамилия

Консультант

Д.Т.Н., профессор

Е.А. Бойко

подпись, дата

должность, ученая степень

инициалы, фамилия

Выпускник

Д.А. Коржов

подпись, дата

инициалы, фамилия

Тех. контроль

С.А. Михайленко

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

П.В. Шишмарев

подпись, дата

инициалы, фамилия

Красноярск 2019

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект реконструкции БГРЭС-1» содержит 78 страниц текстового документа, 11 использованных источников, 4 листа графического материала.

Объект реконструкции – филиал ПАО «ЮНИ ПРО Березовская ГРЭС»

Цели реконструкции:

- энергоэффективное генерирование электрической и тепловой энергии
- ресурсосбережение
- снижение температуры уходящих газов

В результате реконструкции второго энергоблока, в котлоагрегат П-67 установлен ВВТО увеличенной площади, что позволило снизить расход пара в отборы на ПНД-1, ПНД-2, ПНД-3, турбоагрегата К-800-240-5, также вторым вариантом было рассмотрено внедрение ВЭК низкого давления с аналогичным байпасированием ПНД-1, ПНД-2, ПНД-3.

Произведены расчеты реконструированных и внедряемых элементов.

Произведены расчеты реконструированных схемы.

Произведены расчеты экономического эффекта.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о высокой экономической привлекательности проектов реконструкции.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Актуальность проекта.....	6
1.1 Краткая характеристика турбины.....	6
1.2 Краткая характеристика котельного агрегата П-67.....	8
1.3 Техническое решение	13
2 Расчетная часть.....	15
2.1 Выбор схемы утилизации тепла	15
2.1.1 Расчет ВВТО.....	15
2.1.2 Расчет ВЭК низкого давления	19
2.2 Расчет тепловой схемы до реконструкции	22
2.2.3 Расчет установки по подогреву сетевой воды	25
2.2.4 Определение расхода пара на турбину	26
2.2.5 Баланс пара и конденсата	29
2.2.6 Расчёт регенеративной схемы ПВД	30
2.2.7 Расчёт деаэратора.....	32
2.2.8 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)	33
2.2.9 Составление теплового и материального баланса.....	34
2.2.10 Расчет технико-экономических показателей работы станции	36
2.3 Расчет реконструированной схемы	39
2.3.1 Расчёт реконструированной регенеративной схемы ПНД при внедрении ВВТО	39
2.3.2 Составление теплового и материального баланса.....	43
2.3.3 Расчет технико-экономических показателей работы станции	45
2.3.4 Расчёт реконструированной регенеративной схемы ПНД при включении ВЭК низкого давления.....	49
2.3.5 Составление теплового и материального баланса.....	52
2.3.6 Расчет технико-экономических показателей работы станции	54
3 Экономическое сравнение вариантов	61
3.1 Показатели эффективности инвестиционного проекта при внедрении системы ВВТО.....	61
3.1.1 Расчет капитальных вложений для внедрения системы ВВТО	65

3.1.2	Расчет доходов от реализации проекта.....	65
3.2	Показатели эффективности инвестиционного проекта при внедрении ВЭК низкого давления.....	68
3.2.1	Расчет капитальных вложений для внедрения системы ВВТО	72
3.2.2	Расчет доходов от реализации проекта.....	72
4	Охрана окружающей среды	75
4.1	Определение выбросов вредных веществ в атмосферу	75
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	78

ВВЕДЕНИЕ

Активное развитие энергетики влечет за собой все большее использования природных ресурсов. Возникает потребность в разработке и внедрении новых технологий, которые позволят увеличить долю рационального использования природных богатств. Одновременно с экологическими проблемами, решаются и экономические вопросы, направленные на решение такой задачи, как уменьшение затрат на эксплуатацию используемого оборудования, в том числе, на уменьшение температуры уходящих газов для повышения экономичности котлоагрегата.

Так же рассматриваемые методы позволят увеличить КПД котельного агрегата и КПД цикла.

Целью данной работы является внедрение второго контура системы ВВТО котельного агрегата П-67 БГРЭС-1 с увеличенными параметрами, позволяющие снизить расход пара на ПНД, что позволит снизить расход потребляемого топлива на станции.

1 Актуальность проекта.

1.1 Краткая характеристика турбины

При разработке проекта, к установке принята одновальная пятицилиндровая турбина типа К-800-240-5

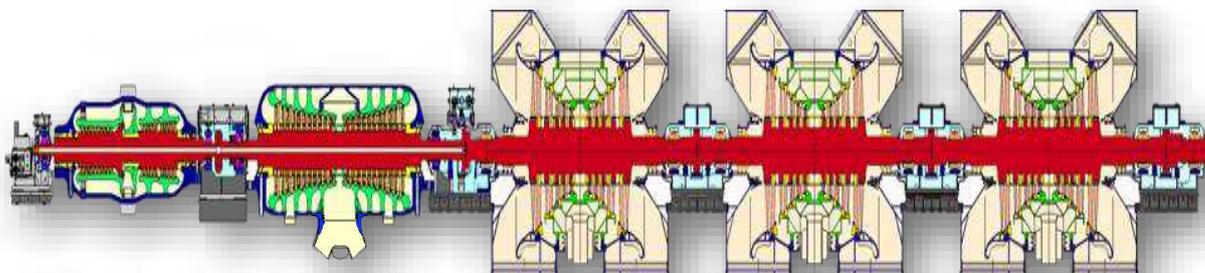


Рисунок 1.1 – Турбина К-800-240-5

Начальные параметры пара: $P_0 = 23,54$ МПа, $t_0 = 540$ °С, промперегрев пара производится при $P_{\text{пр}} = 3,41$ МПа до $t_{\text{пр}} = 540$ °С. Расчетная величина конечного давления $P_k = 0,00343$ МПа при $t_{\text{кв}} = 12$ °С. Частота вращения турбины $n = 50$ Гц. Турбина состоит из пяти цилиндров: ЦВД, выполненный по петлевой схеме; ЦСД двухпоточный; и трех двухпоточных ЦНД. Парораспределение сопловое. Свежий пар подается к четырем параллельно включенным стопорным клапанам, расположенным по два с каждой стороны. К коробкам стопорного клапана приварены по две коробки регулирующих клапанов.

От регулирующих клапанов по восьми трубам пар направляется к четырем паровпускным патрубкам, приваренным к наружному корпусу ЦВД и имеющим подвижное соединение с сопловыми камерами, вваренными во внутренний корпус ЦВД.

Роторы высокого и среднего давления турбины полностью цельнокованные; роторы ЦНД – с насадными дисками. Все соединительные муфты между роторами выполнены жесткими. Упорный подшипник располагается между ЦВД ЦСД. Система корпусов турбины имеет три мертвые точки: для ЦВД, ЦСД и первого ЦНД она находится на их передних фундаментных рамах. В турбине применены сегментные опорные подшипники.

Основные технические характеристики турбины представлены в таблице 1.1 [1].

Таблица 1.1 – Основные технические характеристики турбины

Наименование	Величина
Номинальная мощность, МВт	800
Температура свежего пара перед стопорными клапанами, °С	540
Абсолютное давление свежего пара перед стопорными клапанами, МПа	23,5
Давление пара на выходе из ЦВД при номинальной мощности, МПа	3,77
Максимальное давление на выхлопе из ЦВД, МПа	3,85
Температура пара на выхлопе из ЦВД при номинальной мощности, °С	289
Абсолютное давление пара перед стопорными клапанами ЦСД, МПа	3,41
Максимальное давление пара перед стопорными клапанами ЦСД, МПа	3,66
Температура пара перед стопорными клапанами ЦСД, °С	540
Расчетное абсолютное давление в конденсаторе турбины, МПа при температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор 12°С	0,00336
Количество нерегулируемых отборов, шт.	8
Парораспределение	Сопловое
Количество блоков распределения, шт.	2
Число регулирующих клапанов ЦВД, шт.	2*2
Число регулирующих клапанов ЦСД, шт.	4
Число цилиндров, шт.	5

1.2 Краткая характеристика котельного агрегата П-67

Прямоточный однокорпусный котел Пп-2650/255 (П-67) (рисунок 1.2) предназначен для работы в блоке 800 МВт с одновальной турбиной К-800-240-5 и рассчитан на сжигание бурых углей Канско-Ачинского бассейна.

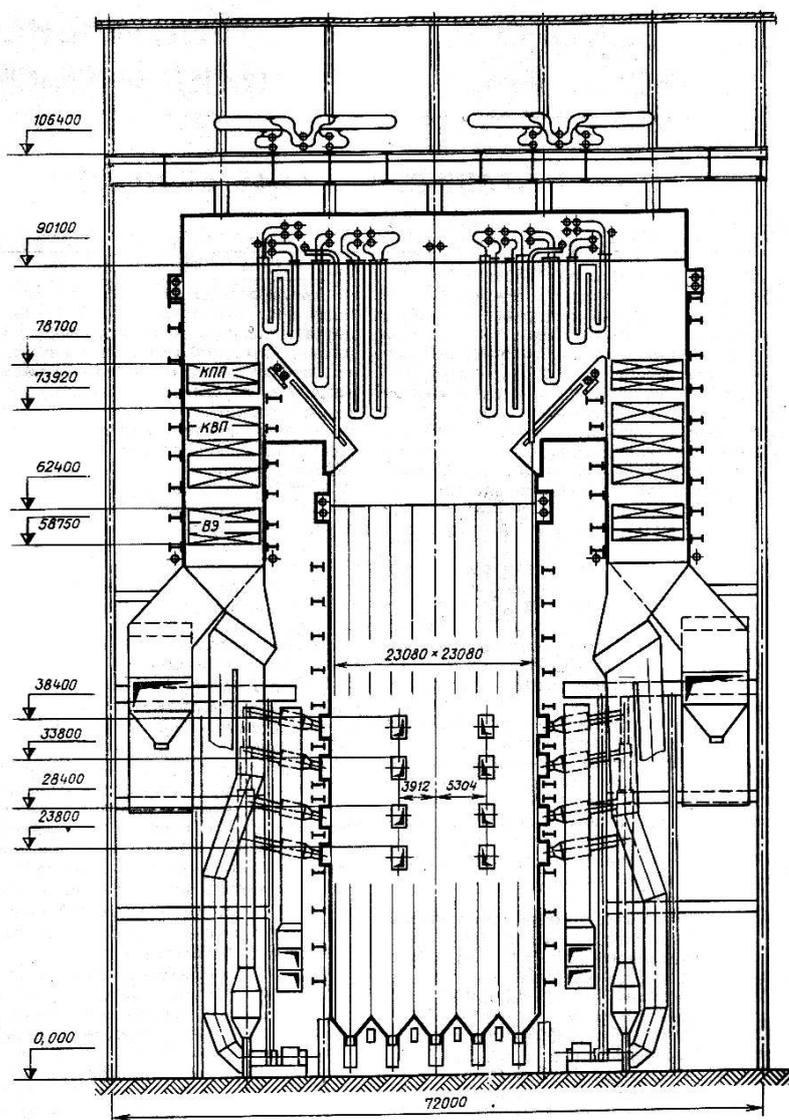


Рисунок 1.2 – Поперечный разрез котельного агрегата Пп-2650/255 (П-67)

Завод-изготовитель – Подольский машиностроительный завод им. Орджоникидзе.

Основные расчётные параметры котла при номинальной нагрузке и гарантийном топливе (Березовский бурый уголь $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 15660$ кДж/кг (3740 ккал/кг)) представлены в таблице 1.2:

Таблица 1.2 - Основные расчётные параметры котла

Наименование	Величина
Паропроизводительность, кг/с (т/ч)	736,1 (2650)
Давление свежего пара, МПа (кгс/см ²)	25 (255)
Температура свежего пара, °С	545
Расход пара через вторичный пароперегреватель, кг/с (т/ч)	607,2 (2186)
Давление вторичного пара, МПа (кгс/см ²)	3,6 (36,8)
Температура вторичного пара, °С	545
Температура уходящих газов, °С	177,7
Температура горячего воздуха, °С	335
КПД котла (брутто), %	90,55

Котельный агрегат П-67 однокорпусный, выполнен по Т-образной компоновке газоходов и состоит из топочной камеры, двух горизонтальных газоходов и двух конвективных шахт.

Топочная камера имеет призматическую форму с размером по осям труб в плане 23080x23080 мм и отметкой по осям труб потолка 90100 мм.

Все стены топки, соединительных газоходов и конвективных шахт экранированы газоплотными панелями.

В нижней части топочной камеры расположены 32 щелевые горелки, расположенные в 4 яруса. Для создания вихревого факела горения топлива горелки установлены тангенциально к условной окружности в центре топки диаметром 2,3 м. Для растопки котла служат мазутные форсунки, расположенные на нулевом, первом и третьем ярусах горелок котла блока № 1 и на первом, третьем и четвертом ярусах горелок котла блока № 2.

Для уменьшения шлакования стен топки в котле принято "низкотемпературное" горение топлива, при котором температура ядра факела 1250-1300 °С достигается за счет рассредоточения горелок по высоте топки, газовой сушки топлива в пылесистемах и подачи через горелки в зону горения рециркулирующих газов с температурой 360 °С. Горелки установлены на

каркасе здания, для уплотнения мест примыкания горелок к фланцам амбразур горелок предусмотрены специальные уплотнения горелок.

На выходе из топки в горизонтальных газоходах расположены последовательно по ходу газов ширмы 2 и 3 ступеней пароперегревателя первичного тракта, фестон боковых стен топки, ширмы 1 ступени и ширмы вторичного пароперегревателя, подвесные трубы ВРЧ и подвесные трубы экранов конвективной шахты.

В опускных газоходах (КШ) сверху вниз последовательно по ходу газов расположены 2 яруса пакетов конвективного первичного пароперегревателя (выходная ступень), 3 яруса пакетов конвективного вторичного пароперегревателя и 2 яруса пакетов мембранного экономайзера.

Опускные газоходы отличаются наличием в середине каждого из них особого канала, выделенного двухсветными мембранными панелями, по которому газы из поворотной камеры направляются в пылесистемы с МВ.

Во вторичном тракте регулирование температуры перегрева осуществляется за счет изменения количества впрыскиваемой воды в пароохладителях, расположенных перед ширмовой ступенью вторичного пароперегревателя.

Золоудаление твердое. Удаление шлака, выпадающего в холодную воронку из топочной камеры, производится цепным скребковым конвейером.

После экономайзера дымовые газы направляются в трубчатый воздухоподогреватель (ТВП), расположенный в отдельном помещении главного корпуса. Часть газов до ТВП забирается посредством дымососов рециркуляции в систему рециркуляции газов для подачи их в специальные каналы горелок и в пылесистемы. Перед этими дымососами имеются золоуловители с циклонами $\varnothing 530$ мм.

Для снижения температуры уходящих из котла газов с 160-170 °С до 140 °С, необходимых для поддержания высокого КПД электрофильтров, на котле предусмотрена установка системы избыточного воздуха со своими вентиляторами и воздушно – водяными теплообменниками (ВВТО), позволяющими отдавать тепло газов в теплофикационную сеть блока (станции). В задачу этой же системы входит и поддержание постоянной температуры воздуха (40 °С) на входе в ТВП.

Холодный воздух забирается из верхней части котельного отделения и двумя вентиляторами подается на вход в ТВП через смесители, в которые поступает горячий воздух из системы избыточного воздуха.

Для уменьшения температуры воздуха в пространстве между топкой и КШ из верхней части пазух осуществляется забор воздуха на всас вентиляторов.

Пройдя ТВП, воздух из общего короба поступает к горелкам, в нижнюю часть топки (холодную воронку), в пылесистему и часть его идет на систему избыточного воздуха (рециркуляцию).

В качестве размольных устройств приняты мельницы-вентиляторы, работа которых не ограничивается влажностью сырого топлива.

Сушка топлива производится дымовыми газами: "горячими", забираемыми из поворотной камеры, с добавлением "холодных", забираемых после водяного экономайзера.

Котлоагрегат П-67 оборудован восемью пылесистемами, каждая из которых состоит из бункера сырого угля, ленточного питателя сырого угля, мельницы-вентилятора с сепаратором, делителем пыли и горелочным блоком – четыре прямоточно-щелевые горелки.

Номинальная производительность системы пылеприготовления по сырому углю расчетного качества около 70 т/ч.

На энергоблоках ст. № 1 и 2 Березовской ГРЭС установлено два дутьевых вентилятора ВДН-36х23, три осевых дымососа ДОД-43-500, четыре вентилятора рециркуляции горячего воздуха ГД-31 и два дымососа рециркуляции газов ДРГ-29х2.

На котлах блоков № 1 и 2 установлен комплекс очистки поверхностей нагрева от золовых отложений, включающий в себя: маловыдвижные обдувочные аппараты водяной очистки экранов ОВМ, глубоководыдвижные обдувочные аппараты водяной очистки экранов ОВГ и аппараты WLB для очистки топочной камеры;

- глубоководыдвижные обдувочные аппараты РК-SL для обдувки ширм;
- многосопловые аппараты РК-SB для обдувки КПП, КВП, ВЭК.

Для снижения температуры уходящих из котла газов со 160-170 °С до 140 °С, необходимых по условиям обеспечения достаточно высокого КПД эл/фильтров, на котле предусмотрена установка системы избыточного воздуха со своими вентиляторами и воздушноводяными теплообменниками (ВВТО), позволяющими отдавать тепло газов в теплофикационную сеть блока (станции). В задачу этой же системы входит и поддержание постоянной температуры воздуха (40 °С) на входе в ТВП.

1.3 Техническое решение

Предлагается выполнить:

А) Внедрение системы ВВТО запитанную основным конденсатом с байпасированием ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3.

Б) Внедрение ВЭК низкого давления запитанного основным конденсатом с байпасированием ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 и возможностью запитки сетевой водой.

Вариант А.

Часть основного конденсата направляется в ПТО, в который поступает воздух из модернизированного ВВТО обладающего большей площадью поверхности, после ПТО основной конденсат поступает в байпасную линию ПНД-1, ПНД-2 и ПНД-3

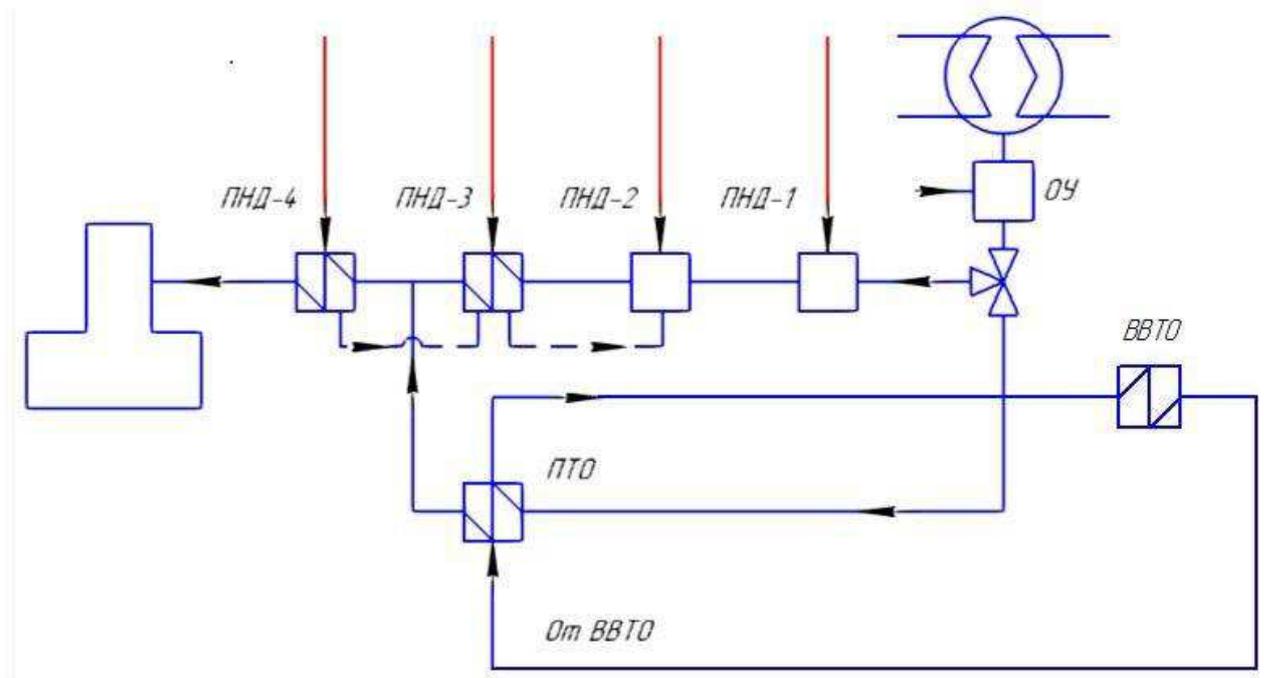


Рисунок 1.3 – Вариант А

Вариант Б.

Доля основного конденсата направляется в водяной экономайзер низкого давления, после чего поступает в байпасирующую линию ПНД-1, ПНД-2 и ПНД-3

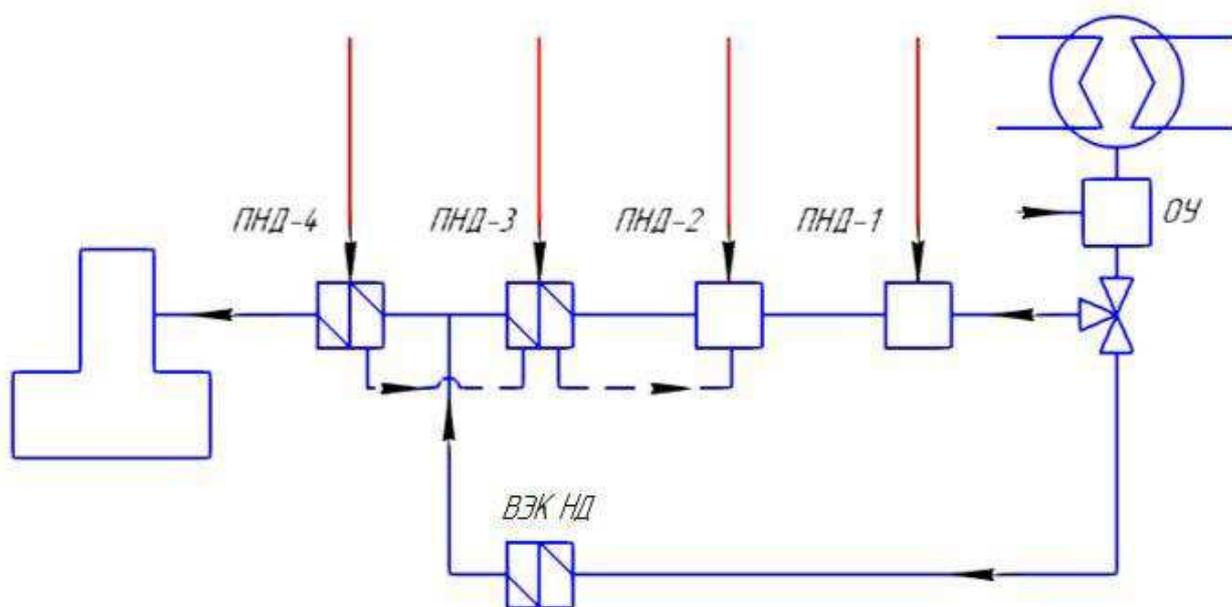


Рисунок 1.4 – Вариант Б

2 Расчетная часть

2.1 Выбор схемы утилизации тепла

2.1.1 Расчет ВВТО

С помощью методического пособия [1] выбираем основные конструктивные характеристики воздухоподогревателя первой ступени и заносим данные в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Конструктивные характеристики воздухоподогревателя первой ступени

Наружный диаметр труб d_n , м	Внутренний диаметр труб $d_{вн}$, м	Средний диаметр труб $d_{ср}$, м	Толщина стенки труб $\delta_{ст}$, м	Поперечный шаг труб s_1 , м	Продольный шаг труб s_2 , м
0,04	0,038	0,0385	0,0016	0,054	0,0404

Тепловосприятие модернизированного воздухоподогревателя, кДж/кг:

$$Q_{взп} = \left(\beta''_{взп} + \frac{\Delta\alpha_{взп}}{2} \right) \cdot (H'''_{взп} - H^{\circ}_{хв}), \quad (1)$$

$$Q_{взп} = \left(1,055 + \frac{0,03}{2} \right) \cdot (11865 - 271,51) = 1705,741$$

Разница между $Q_{взп}$ модернизированного варианта и $Q_{взписх}$, кДж/кг,:

$$\Delta Q_{взп} = Q_{взп} - Q_{взписх} = 368448,882 - 231880,961 = 136567,861$$

В виду того, что работа выполняется для уже действующего предприятия- задаем актуальными параметрами:

$$H'_{взп} = 3666,369$$

Температура газов ВЗП, °С:

$$\vartheta'_{взп} = 433$$

Среднелогарифмический температурный напор, °С, определяется по формуле:

$$\Delta t_{прт} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{2,3 \cdot \log \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}}, \quad (2)$$

$$\Delta t_{\text{прт}} = \frac{70-98}{\log_{98}^{70}} = 83,216$$

Температурный напор воздухоподогревателя, °С:

$$\Delta t_{\text{взп}} = 0,9 \cdot \Delta t_{\text{прт}}, \quad (3)$$

$$\Delta t_{\text{взп}} = 0,9 \cdot 83,216 = 78,056$$

Для определения коэффициента теплопередачи принимаем скорость газов $\omega_{\text{Г}} = 9$ м/с, а скорость воздуха $\omega_{\text{В}} = 4,5$ м/с.

Полное число труб для воздухоподогревателя для прохода газов, шт:

$$z_{\text{тр}} = \frac{B_{\text{р}} \cdot V_{\text{Г}} \cdot (\vartheta_{\text{ср}} + 273)}{273 \cdot \omega_{\text{Г}} \cdot f_{\text{вп}}^{\text{Г}}}, \quad (4)$$

$f_{\text{вп}}^{\text{Г}}$ – внутреннее сечение трубы для прохода газа в воздухоподогревателе, м²:

$$f_{\text{вп}}^{\text{Г}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2, \quad (5)$$

где $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр труб, м (см. таблицу 11);

$$f_{\text{вп}}^{\text{Г}} = 0,785 \cdot 0,037^2 = 0,00107.$$

$$z_{\text{тр}} = \frac{122,396 \cdot 5,873 \cdot (276,5 + 273)}{273 \cdot 9 \cdot 0,00107} = 151225,3$$

Округляем полученное значение до целого числа: $z_{\text{тр}} = 151226$.

Число труб в одном ряду по ширине воздухоподогревателя, шт:

$$z_1 = \frac{b_{\text{Т}}}{s_1} - 1, \quad (6)$$

$$z_1 = \frac{23,08}{0,054} - 1 = 426,407$$

Полученное значение округляется до целого: $z_1 = 427$.

Число рядов труб по глубине конвективной шахты, шт:

$$z_2 = \frac{z_{\text{тр}}}{z_1}, \quad (7)$$

$$z_2 = \frac{151226}{427} = 354,158$$

Полученное значение округляем до целого: $z_2 = 355$.

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, Вт/(м²·К):

$$\alpha_1 = \alpha_n \cdot C_\phi, \quad (8)$$

где α_n – нормативный коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К), находится по скорости газов и диаметру труб из рисунка 10.2 учебного пособия [1, с.82];

C_ϕ – поправочный коэффициент, находится по температуре газов из рисунка 10.3 учебного пособия [1, с.83].

$$\alpha_1 = 47,464$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемому воздуху, Вт/(м²·К):

$$\alpha_2 = \alpha_n \cdot C_\phi \cdot C_s, \quad (9)$$

где α_n – нормативный коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К), находится по скорости воздуха и диаметру труб из рисунка 10.4 учебного пособия [1, с.84];

C_ϕ – поправочный коэффициент, находится по температуре воздуха из рисунка 10.5 учебного пособия [1, с.85];

C_s – поправочный коэффициент, зависит от шагов труб и находится из рисунка 10.5 учебного пособия [1].

$$\alpha_2 = 52,973$$

Коэффициент теплопередачи в воздухоподогревателе, Вт/(м²·К):

$$k_{\text{взп}} = \xi \cdot \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}, \quad (10)$$

где ξ – коэффициент использования, учитывающий уменьшение тепловосприятости поверхности нагрева вследствие неравномерности ее омывания газами, для бурых углей принимается равным: $\xi = 0,8$;

$$k_{\text{взп}} = 0,8 \cdot \frac{52,973 \cdot 47,464}{52,973 + 47,464} = 19,53$$

Поверхность нагрева воздухоподогревателя, м²:

$$F_{\text{взп}} = \frac{B_p \cdot Q_{\text{взп}}}{k_{\text{взп}} \cdot \Delta t_{\text{взп}}} \cdot 10^3, \quad (11)$$

$$F_{\text{взп}} = \frac{122,396 \cdot 1705,7}{19,53 \cdot 79,056} \cdot 10^3 = 152490,407$$

Разница между модернизированной площадью и исходной, м²:

$$\Delta F_{\text{взп}} = F_{\text{взп}} - F_{\text{взписх}} = 152490,407 - 106847,619 = 45642,788$$

Необходимая полная высота воздухоподогревателя, м:

$$h_{\text{взп}} = \frac{F_{\text{взп}}}{\pi \cdot d_{\text{ср}} \cdot z_{\text{тр}}}, \quad (12)$$

$$h_{\text{взп}} = \frac{152490,407}{3,14 \cdot 0,0384 \cdot 151226} = 8,359$$

Высота одного хода воздухоподогревателя, м:

$$h_x = \frac{B_p \cdot \beta''_{\text{взп}} \cdot V_B^\circ \cdot (t_B^{\text{ср}} + 273)}{273 \cdot (b_T - z_1 \cdot d_H) \cdot \omega_B \cdot n_{\text{пот}}}, \quad (13)$$

$$h_x = \frac{122,396 \cdot 1,055 \cdot 4,26 \cdot (192,5 + 273)}{273 \cdot (23,08 - 427 \cdot 0,032) \cdot 4,5 \cdot 21 \cdot 4} = 6,24$$

Число ходов воздуха, шт:

$$z_{\text{ход}} = \frac{h_{\text{взп}}}{h_x}, \quad (14)$$

$$z_{\text{ход}} = \frac{8,359}{6,24} = 1,339$$

Округляем полученное значение до целого числа: $z_{\text{ход}} = 2$ и уточняем высоту одного хода воздухоподогревателя, м:

$$h_x = \frac{h_{\text{взп}}}{z_{\text{ход}}}, \quad (15)$$

$$h_x = \frac{6,24}{2} = 3,12$$

Уточняем скорость воздуха в воздухоподогревателе, м/с:

$$\omega_B = \frac{B_p \cdot \beta''_{\text{взп}} \cdot V_B^\circ \cdot (t_B^{\text{ср}} + 273)}{273 \cdot (b_T - z_1 \cdot d_H) \cdot h_x \cdot n_{\text{пот}}}, \quad (16)$$

$$\omega_B = \frac{122,396 \cdot 1,055 \cdot 4,26 \cdot (192,5 + 273)}{273 \cdot (23,08 - 427 \cdot 0,032) \cdot 6,24 \cdot 21 \cdot 4} = 4,71$$

Полученная скорость воздуха сравнивается с заданной скоростью воздуха путем определения расчетной погрешности – $\delta \omega_B$:

$$\delta \omega_B = \frac{|\omega_B^3 - \omega_B^p|}{\omega_B^p} \cdot 100\% < 10\% \quad (17)$$

$$\delta \omega_B = \frac{|4,71 - 4,5|}{4,5} \cdot 100\% = 4,66\%$$

2.1.2 Расчет ВЭК низкого давления

Расчету теплообмена в экономайзере предшествует конструктивная и компоновочная проработка поверхности. С помощью методического пособия [1] выбираем основные конструктивные характеристики водяного экономайзера первой ступени и заносим данные в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Конструктивные характеристики водяного экономайзера первой ступени

Наружный диаметр труб d_n , м	Средний диаметр труб d_{cp} , м	Толщина стенки труб $\delta_{ст}$, м	Поперечный шаг труб s_1 , м	Продольный шаг труб s_2 , м	Ширина конвективной шахты $a_{кш}$, м
0,042	0,037	0,005	0,105	0,063	19,362

Число труб в одном ряду пакета экономайзера, шт:

$$z_1 = \frac{a_{кш}}{s_1} - 1, \quad (18)$$

$$z_1 = \frac{19,362}{0,105} - 1 = 184,396$$

Полученное значение округляется до целого числа: $z_1 = 185$.

В виду того, что работа выполняется для уже существующей станцией-задаем актуальными параметрами с предприятия:

$$\vartheta'_{вЭК} = 443,$$

По найденной температуре определяется энтальпия газов на входе в водяной экономайзер, кДж/кг:

$$H'_{вЭК} = 3666,37$$

Исходя из поставленных задач задаем температуру газов после водяного экономайзера:

$$\vartheta''_{вЭК} = \vartheta'_{вЭК} - (193 - 120) = 360 \quad (19)$$

По найденной температуре определяется энтальпия газов на входе в водяной экономайзер, кДж/кг,:

$$H''_{вЭК} = 3005,24$$

Тепловосприятие водяного экономайзера, кДж/кг:

$$Q_{вЭК}^6 = \varphi \cdot (H'_{вЭК-1} - H''_{вЭК} + \Delta\alpha_{вЭК} \cdot H_{хв}^{\circ}), \quad (20)$$

$$Q_{\text{ВЭК}}^{\text{б}} = 0,996 \cdot (3666,37 - 3005,24 + 0,02 \cdot 168) = 81980,178$$

Энтальпия воды на выходе из водяного экономайзера, кДж/кг:

$$h''_{\text{ВЭК}} = 550,66,$$

Температура воды на выходе из водяного экономайзера, °С:

$$t''_{\text{ВЭК}-1} = 131$$

Энтальпия воды на входе в водяной экономайзер, кДж/кг:

$$h'_{\text{ВЭК}} = 293,01$$

Температура воды на входе в водяной экономайзер, °С:

$$t'_{\text{ВЭК}} = 33$$

Температурный напор в водяном экономайзере первой ступени, °С:

$$\Delta t_{\text{ВЭК}} = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\log \frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}}}, \quad (21)$$

где $\Delta t_{\text{б}}$, $\Delta t_{\text{м}}$ – соответственно большая и меньшая разности температур теплоносителей, °С, которые определяются для противоточной схемы теплоносителей следующим образом $\Delta t_{\text{б}} = \vartheta' - t''$, $\Delta t_{\text{м}} = \vartheta'' - t'$, при этом индекс «б» ставится у большего из двух температурного напора, а «м» – у которого температурный напор меньше; следовательно: $\Delta t_{\text{б}} = 433 - 131 = 302$, $\Delta t_{\text{м}} = 360 - 33 = 327$.

$$\Delta t_{\text{ВЭК}} = \frac{302 - 327}{\log \frac{302}{327}} = 314,334 \quad (22)$$

Скорость дымовых газов, м/с:

$$\omega_{\Gamma} = \frac{B_{\text{р}} \cdot V_{\Gamma} \cdot (\vartheta_{\text{ср}} + 273)}{273 \cdot f_{\text{ВЭК}-1}^{\Gamma}}, \quad (23)$$

где $\vartheta_{\text{ср}}$ – расчетная средняя температура газов в водяном экономайзере, °С,

$$\vartheta_{\text{ср}} = \frac{\vartheta'_{\text{ВЭК}} + \vartheta''_{\text{ВЭК}}}{2} = 396,5;$$

$f_{\text{ВЭК}}^{\Gamma}$ – площадь живого сечения для прохода газов, м²:

$$f_{\text{ВЭК}}^{\Gamma} = a_{\text{кш}} \cdot b_{\text{т}} - d_{\text{н}} \cdot b_{\text{т}} \cdot z_1, \quad (24)$$

$$f_{\text{ВЭК}}^{\Gamma} = 19,362 \cdot 23,08 - 0,042 \cdot 23,08 \cdot 185 = 267,534.$$

$$\omega_{\Gamma} = \frac{123,5 \cdot 6,047 \cdot (396,5 + 273)}{273 \cdot 267,534} = 6,845$$

Коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К), в водяном экономайзере первой ступени:

$$k_{\text{ВЭК}} = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1}, \quad (25)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи от греющей среде к стенке, Вт/(м²·К);
 ε – коэффициент загрязнения конвективной поверхности, (м²·К)/Вт,
 который определяется по рисунку 9.3 учебного пособия [1].

$$k_{\text{ВЭК}} = \frac{67,67}{1 + 0,00528 \cdot 67,67} = 48,863$$

Размеры поверхности нагрева, м², обеспечивающей получение необходимого тепловосприятия:

$$F_{\text{ВЭК}} = \frac{Q_{\text{ВЭК}}^{\text{б}} \cdot 10^3}{k_{\text{ВЭК}} \cdot \Delta t_{\text{ВЭК}}}, \quad (26)$$

$$F_{\text{ВЭК}} = \frac{81649,555}{49,863 \cdot 314,334} = 5209,389$$

Длина каждого змеевика, м:

$$l_{\text{ЗМ}}^{\text{ВЭК}} = \frac{F_{\text{ВЭК}}}{\pi \cdot d_{\text{ср}} \cdot z_1}, \quad (27)$$

$$l_{\text{ЗМ}}^{\text{ВЭК}} = \frac{5209,389}{3,14 \cdot 0,042 \cdot 185} = 213,519$$

Число рядов по ходу газов (число петель), шт:

$$z_2 = \frac{l_{\text{ЗМ}}^{\text{ВЭК}}}{b_{\text{T}}}, \quad (28)$$

$$z_2 = \frac{213,519}{23,8} = 9,251$$

Полученное значение округляем до целого: $z_2 = 10$.

Полная высота пакета водяного экономайзера, м:

$$h_{\text{ВЭК}} = z_2 \cdot s_2, \quad (29)$$

$$h_{\text{ВЭК}} = 10 \cdot 0,063 = 0,63$$

2.2 Расчет тепловой схемы до реконструкции

Установленная мощность – 800 МВт, полная тепловая нагрузка – 152 МВт, район размещения – г. Шарыпово, топливо – Березовский бурый уголь.

Тепловая схема второго энергоблока представлена на рисунке 2.1. Выполнена в виде моноблока турбины К-800-240-5 и котлоагрегата П-67.

Турбина К-800-240-5 [3] мощностью 800 МВт, давление острого пара 23,5 МПа, рассчитана на сверхкритические параметры пара с одноступенчатым промежуточным перегревом. Турбина имеет пять цилиндров: ЦВД выполнен “петлевым”, ЦСД и ЦНД выполнены двухпоточными. Свежий пар с параметрами 23,5 МПа и температурой 540°С через группу стопорных и регулирующих клапанов поступает в двухкорпусный ЦВД, после чего направляется в промежуточный перегреватель парового котла при давлении 3,77 МПа и температуре 289 °С. После промежуточного перегрева пар с давлением 3,24 МПа и температуре 540 °С подводится через стопорные и регулирующие клапаны в середину двухпоточного ЦСД, из ЦСД отводится в три двухпоточных цилиндра низкого давления, Конечное давление в двухсекционном конденсаторе составляет 0,0034 МПа.

Турбина восемь регулирующих отборов пара: два из ЦВД, четыре из ЦСД и два из ЦНД.

Конденсационная группа состоит из двух продольно расположенных в фундаменте однородных конденсаторов типа 800 КЦС-5. Для отсоса паровоздушной смеси установлены три водоструйных эжектора типа ЭВ-7-1000, обеспечивающих протекание нормального теплообмена в конденсаторах.

Конденсационная установка имеет три конденсационных насоса типа КСВ-1000-95 предназначенных для откачки конденсата из конденсатора и подачи его на БОУ.

Охлаждающая вода в конденсаторы подается двумя циркуляционными насосами типа ОВ-2-185.

Регенеративная схема предназначена для подогрева питательной воды паром до температуры 271°С, отбираемым из промежуточных ступеней турбины. В состав регенеративной установки входят следующие

оборудование: ПВД, деаэратор, ПНД, охладитель пара из уплотнений, конденсатные насосы.

Питательная установка имеет конденсационный турбопривод, питаемый паром из третьего отбора. Конденсат турбопривода конденсатным насосом направляется в основной конденсатор.

Особенностью тепловой схемы энергоблока с турбиной К-800-240 пятой модификации является применение смешивающих подогревателей низкого давления, в которых вместо конденсатных насосов используется сила гравитации. Для этого подогреватели устанавливаются на разных высотах так, чтобы разность давлений уравнивалась массой столба воды в водоперепускной трубе между смежными аппаратами.

Система регенерации высокого давления предназначена для подогрева питательной воды, подаваемыми насосами из деаэратора в котлоагрегат.

Деаэрационная установка блока 800МВт состоит из деаэрационной колонки и аккумуляторного бака, и предназначена для удаления из питательной воды коррозионно-агрессивных газов, для подогрева питательной воды и для создания рабочего резерва воды в баке аккумуляторе.

В схеме предусмотрена установка по подогреву сетевой воды. Для подогрева сетевой воды используется пар из четвертого и шестого отборов турбины с параметрами $P_5=0,578$ МПа и $i_5=3081$ кДж/кг, $P_6=0,28$ МПа и $i_6=2928$ кДж/кг.

Чтобы выдержать тепловой график сети температура выхода воды из верхнего сетевого подогревателя 150°C . Температура за нижней ступенью сетевой установки равна 125°C . Температура обратной сетевой воды 70°C . Конденсат греющего пара из пятого шестого отборов сливается в деаэратор.

Температура химически очищенной воды 30°C .

Подогрев в сальниковом подогревателе 5°C .

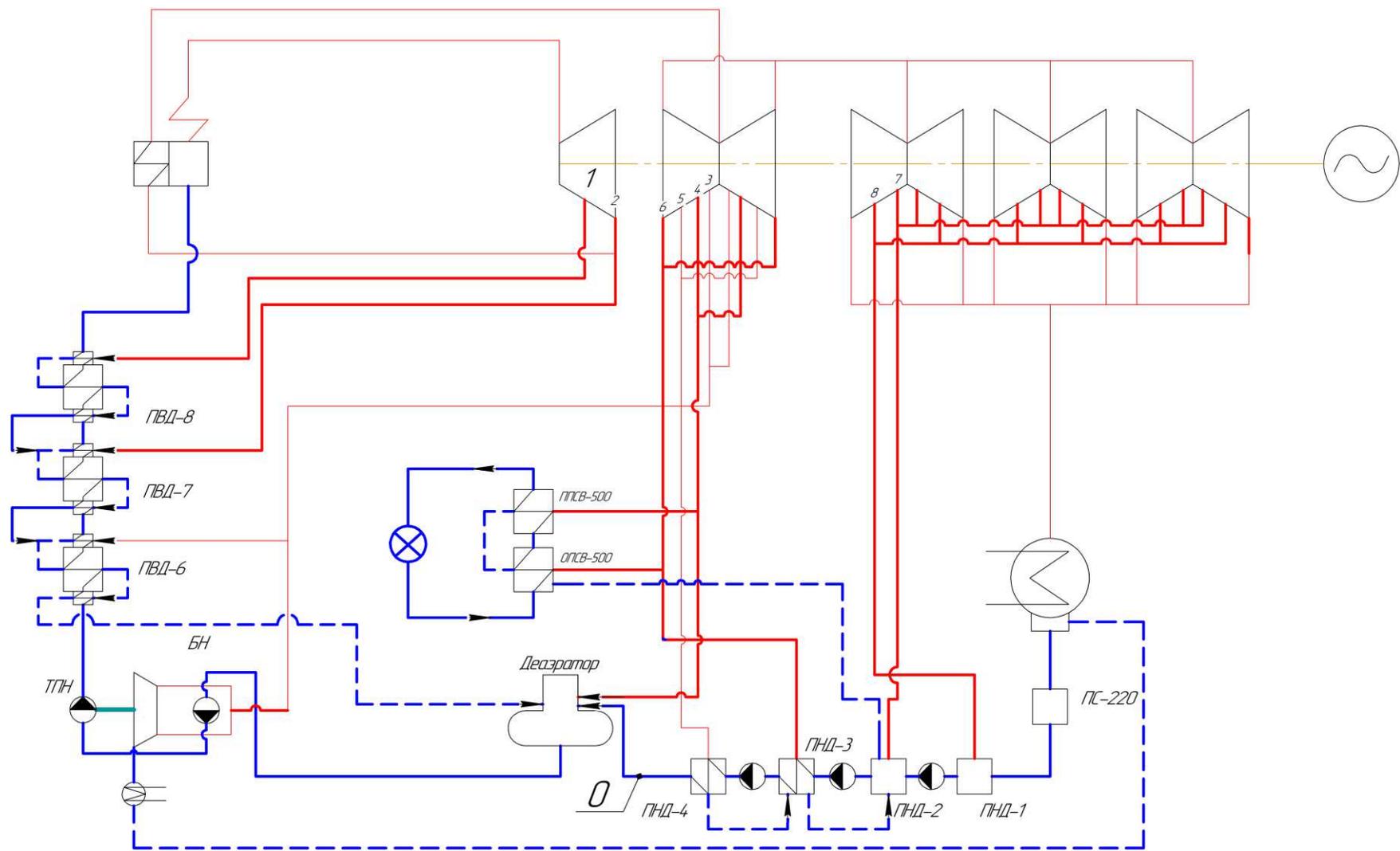


Рисунок 2.1 – Расчетная тепловая схема до реконструкции

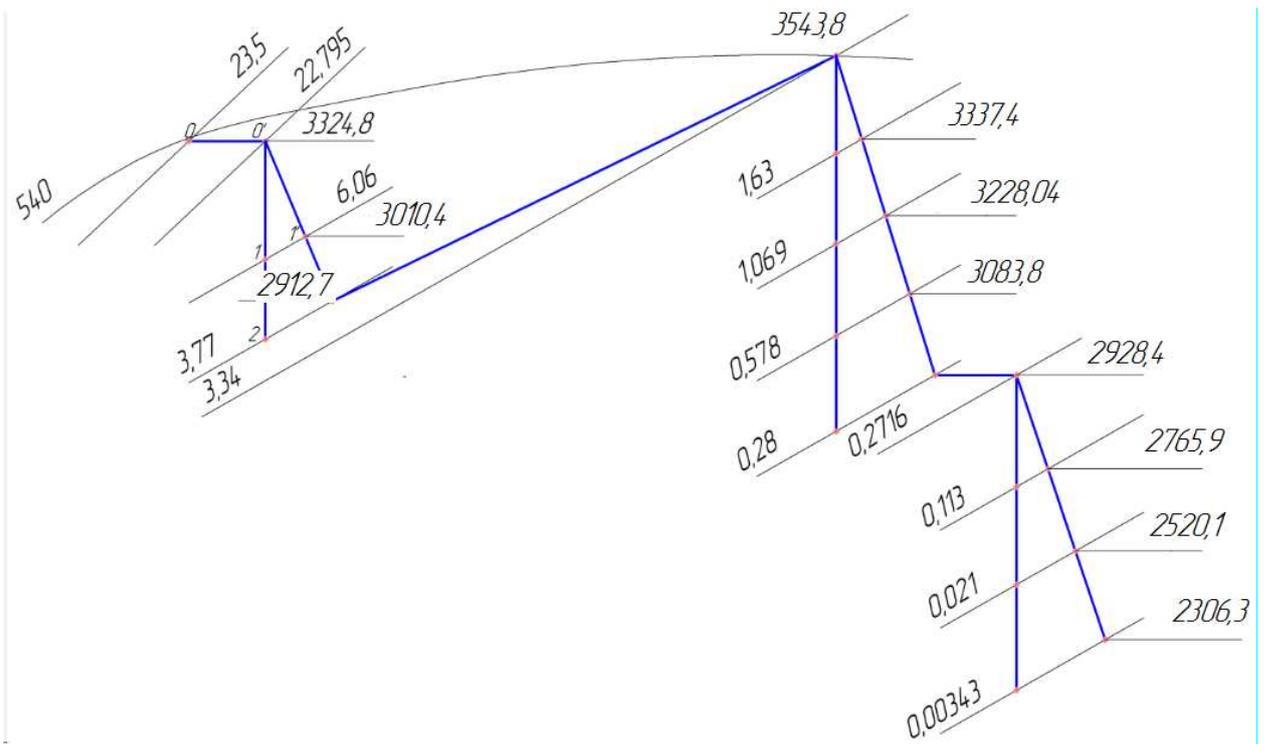


Рисунок 2.2 – Процесс расширения пара в турбине

2.2.3 Расчет установки по подогреву сетевой воды

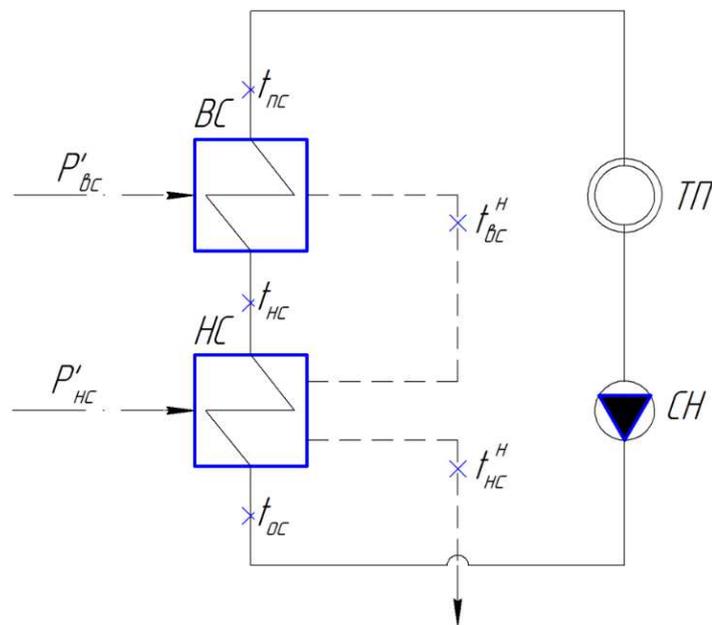


Рисунок 2.3 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{\text{СВ}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{турб}}}{c_{\text{в}} \cdot (t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}})} \quad (30)$$

где $c_{\text{в}}$ – теплоемкость воды, кДж/кг.

$$G_{\text{СВ}} = \frac{140000}{4,186 \cdot (130 - 70)} = 455,032$$

Энтальпия насыщения конденсирующегося пара верхнего и нижнего СП, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{ВС}}^{\text{H}} = 659,078$$

$$\bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}} = 461,363$$

Расход пара на ВС, кг/с:

$$D_{\text{ВС}} = \frac{G_{\text{СВ}} \cdot (\bar{t}_{\text{пс}} - \bar{t}_{\text{НС}})}{(i_{\text{ВС}} - \bar{t}_{\text{ВС}}^{\text{H}}) \cdot \eta} \quad (31)$$

где $\bar{t}_{\text{пс}} = t_{\text{пс}} \cdot c_{\text{в}} = 130 \cdot 4,186 = 610,694$ – энтальпия прямой сетевой воды, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{НС}} = t_{\text{НС}} \cdot c_{\text{в}} = 110,215 \cdot 4,186 = 461,363$ – энтальпия сетевой воды после нижнего СП, кДж/кг.

$$D_{\text{ВС}} = \frac{455,032 \cdot (610,694 - 461,363)}{(3084 - 659,078) \cdot 0,98} = 28,595$$

Расход пара на НС, кг/с:

$$D_{\text{НС}} = \frac{G_{\text{СВ}} \cdot (\bar{t}_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{ос}}) - D_{\text{ВС}} \cdot (\bar{t}_{\text{ВС}}^{\text{H}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}}) \cdot \eta}{(i_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}}) \cdot \eta} \quad (32)$$

где $\bar{t}_{\text{ос}} = t_{\text{ос}} \cdot c_{\text{в}} = 70 \cdot 4,186 = 293,018$ – энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг.

$$D_{\text{НС}} = \frac{455,032 \cdot (461,363 - 293,018) - 28,595 \cdot (659,078 - 428,349) \cdot 0,98}{(2766 - 428,349) \cdot 0,98} = 30,559.$$

2.2.4 Определение расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на верхний СП:

$$y_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \quad (33)$$

где $i_{\text{вс}}$ – энтальпия отопительного отбора на верхний СП, по таблице 2.1, кДж/кг;

$i_{\text{к}}$ – энтальпия конденсата, по таблице 2.1, кДж/кг;

i_0 – начальная энтальпия, кДж/кг.

$$y_{\text{вс}} = \frac{3084 - 2306}{3324,8 - 2306,1 + 626,9} = 0,473$$

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на нижний СП:

$$y_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \quad (34)$$

где $i_{\text{нс}}$ – энтальпия отопительного отбора на нижний СП, по таблице 2.1, кДж/кг;

$$y_{\text{нс}} = \frac{2766 - 2306}{3324,8 - 2306,1 + 626,9} = 0,279$$

Принимаем коэффициент регенерации $k_{\text{рег}} = 1,28$, расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_{\text{т}} = k_{\text{рег}} \cdot \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{вс}} \cdot D_{\text{вс}} + y_{\text{нс}} \cdot D_{\text{нс}} \right) \quad (35)$$

где H_i – располагаемый теплоперепад, кДж/кг.

$$D_{\text{т}} = 1,28 \cdot \left(\frac{800000}{1645,6 \cdot 0,98} + 0,473 \cdot 28,595 + 0,279 \cdot 30,559 \right) = 693,008 .$$

Таблица 2.3 – Параметры по элементам схемы

Наименование параметра	Элементы схемы										
	ПВД8	ПВД7	ПВД6	Д	ПНД4	ПНД3	ПНД2	ПНД1	ВС	НС	К
Давление пара в отборе, бар	60,6	37,7	16,3	10,69	5,78	2,7	1,13	0,21	5,78	2,8	0,035
Давление пара у подогревателя, бар	58,78	36,57	15,81	7	5,61	2,63	1,1	0,2	5,61	1,1	0,035
Температура конденсата греющего пара	274,3	245,09	200,8	164,95	156,2	129,07	102,19	60,45	156,2	102,19	26,7
Энтальпия конденсата греющего пара	1206,8	1061,9	856,03	697,1	659,08	542,4	428,35	253,06	659,078	428,35	111,84
Температура питательной воды за подогревателем	272,3	243,09	198,8	164,95	151,2	124,08	97,19	55,45	145	110	26,7
Энтальпия питательной воды за подогревателем	1196,6	1052,3	847,02	697,1	637,44	521,12	407,25	232,15	610,7	461,4	111,84
Энтальпия греющего пара	3010,4	2912,7	3337,4	3228,04	3083,83	2928,37	2765,9	2521,1	3083,83	2765,9	2306,3
Использованный теплоперепад	314,45	412,143	614,29	723,69	867,9	1023,35	1185,83	1430,63	867,9	1185,83	1645,43

2.2.5 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_{\text{Т}} = 0,005 \cdot 693,008 = 3,465.$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_{\text{Т}} = 0,01 \cdot 693,008 = 6,93$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ут}}}{100} \cdot D_{\text{Т}} = \frac{2}{100} \cdot 693,008 = 13,86$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{МЗ}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{ПГ}}}{100} \cdot D_{\text{Т}} = \frac{1,2 + 1,25}{100} \cdot 693,008 = 16,979$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{Т}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} \quad (36)$$

$$D_{\text{пе}} = 693,008 + 3,465 + 6,93 + 13,86 + 16,979 = 710,334$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пе}} = 710,334$$

2.2.6 Расчёт регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 2.4.

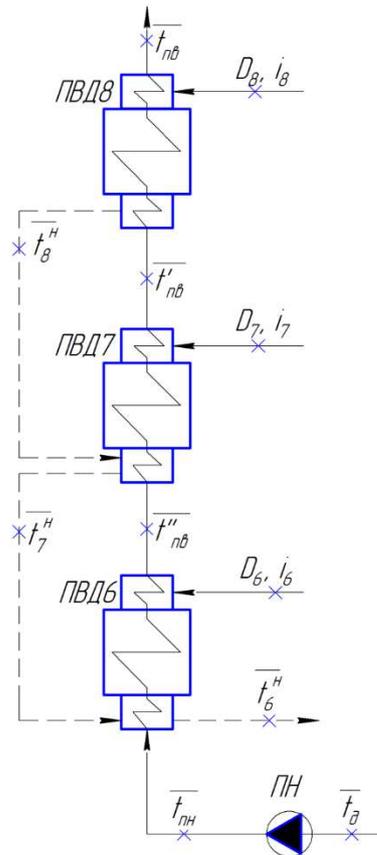


Рисунок 2.4 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-8:

$$D_8 = (i_8 - \bar{t}_8^H)\eta = G_{\text{ПВД}}(\bar{t}_{\text{ПВД}} - \bar{t}'_{\text{ПВД}}), \quad (37)$$

Отсюда расход пара на ПВД-8, кг/с:

$$D_8 = \frac{G_{\text{ПВД}}(\bar{t}_{\text{ПВД}} + \bar{t}'_{\text{ПВД}})}{(i_8 - \bar{t}_8^H)\eta} = \frac{710,334 \cdot (1201 - 1062)}{(3010,4 - 1207) \cdot 0,98} = 59,617$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7(i_7 - \bar{t}_7^H)\eta + D_8(\bar{t}_8^H - \bar{t}_7^H)\eta = G_{\text{ПВД}}(\bar{t}'_{\text{ПВД}} - \bar{t}''_{\text{ПВД}}) \quad (38)$$

Отсюда расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot (\bar{t}'_{\text{ПВ}} - \bar{t}''_{\text{ПВ}}) - D_8 \cdot (\bar{t}_8^{\text{H}} - \bar{t}_7^{\text{H}}) \cdot \eta}{(i_7 - \bar{t}_7^{\text{H}}) \cdot \eta} = \frac{710,334 \cdot (1052 - 847) - 59,617 \cdot (1207 - 1062) \cdot 0,98}{(2913 - 1062) \cdot 0,98} = 75,646$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$D_6(i_6 - \bar{t}_{\text{H6}})\eta + (D_7 + D_8)(\bar{t}_{\text{H7}} - \bar{t}_{\text{H6}})\eta = G_{\text{ПВ}}(\bar{t}''_{\text{ПВ}} - \bar{t}_{\text{ПН}}) \quad (39)$$

Расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{\text{ПВ}}(\bar{t}''_{\text{ПВ}} - \bar{t}_{\text{ПН}}) - (D_7 + D_8)(\bar{t}_{\text{H7}} - \bar{t}_{\text{H6}})\eta}{(i_6 - \bar{t}_{\text{H6}})\eta} = \frac{710,334 \cdot (847 - 747,1) - (59,617 + 75,646)(1062 - 856) \cdot 0,98}{(3337 - 856) \cdot 0,98} = 17,965$$

где $\bar{t}_{\text{ПН}}$ – энтальпия питательной воды на входе в ПВД – 6 с учетом нагрева в питательном насосе, кДж/кг

$$\bar{t}_{\text{ПН}} = h_{\text{д}} + \frac{\Delta P_{\text{ПН}} \cdot V}{\eta_{\text{H}}} \quad (40)$$

где $\Delta P_{\text{ПН}}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, Па;

$V = 0,00113$ м³/кг – удельный объем питательной воды;

$\eta_{\text{H}} = 0,75$ – КПД питательного насоса.

$$\bar{t}_{\text{ПН}} = 697,1 + \frac{(3,4 - 0,7) \cdot 10^6 \cdot 0,00113}{0,75 \cdot 10^3} = 747,093$$

2.2.7 Расчёт деаэратора

Расчетная схема деаэратора представлена на рисунке 2.5.

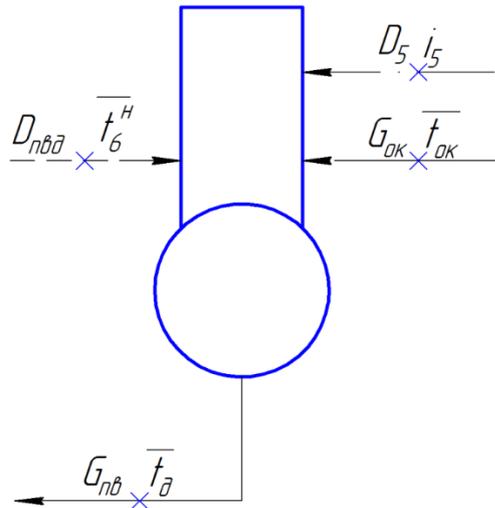


Рисунок 2.5 - Схема включения деаэратора

Уравнение материального баланса:

$$G_{пв} + D_{ут} = (D_8 + D_7 + D_6) + D_5 + G_{ок} + G_{ховв} + D_{вс} + D_{нс} \quad (41)$$

Уравнение теплового баланса:

$$(G_{пв} + D_{ут}) \cdot \bar{t}_д = (D_8 + D_7 + D_6) \cdot \bar{t}_{н6} + D_5 \cdot i_5 + G_{ок} \cdot \bar{t}_{ок} + G_{ховв} \cdot \bar{t}_{ховв} + (D_{вс} + D_{нс}) \cdot \bar{t}_{нс} \quad (42)$$

Подставим значения:

$$710,33 + 13,86 = (59,617 + 75,646 + 17,865) + D_5 + G_{ок} + 23,909 + 28,595 + 30,559$$

$$745,517 \cdot 697,1 = (59,617 + 75,646 + 17,865) \cdot 856 + D_5 \cdot 3228 + G_{ок} \cdot 637,4 + 23,909 \cdot 125,5 + 59,15 \cdot 428,349$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_5 = 13,261 \text{ кг/с}$$

$$G_{ок} = 474,642 \text{ кг/с}$$

2.2.8 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)

Расчетная схема регенеративной схемы (ПНД) представлена на рисунке 2.6.

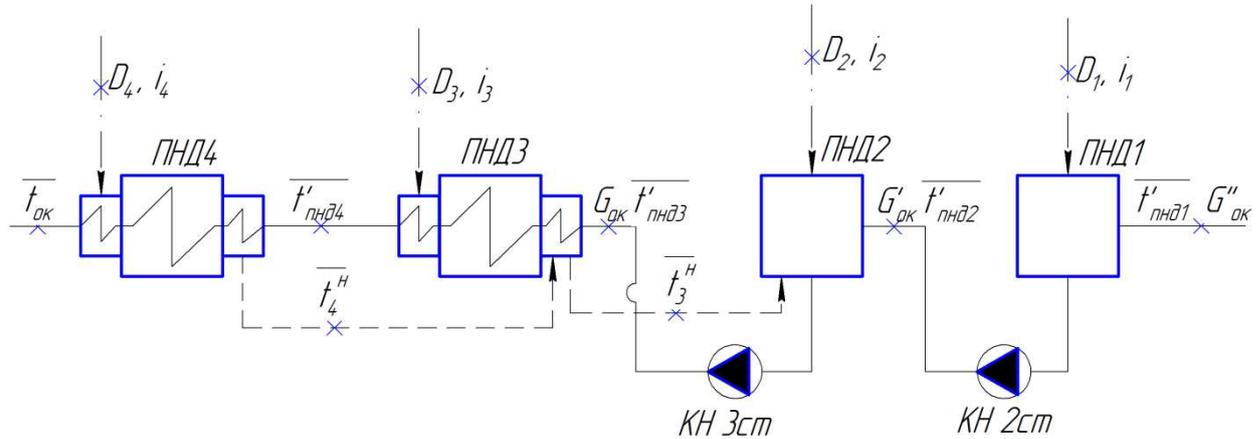


Рисунок 2.6 - Схема включения регенеративной схемы (ПНД)

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_4^H) \cdot \eta = G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}_{\text{ок}} - \bar{t}'_{\text{пнд4}}) \quad (43)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{\text{ок}}(\bar{t}'_{\text{пнд4}} + \bar{t}_{\text{пнд4}})}{(i_4 - \bar{t}_4^H)\eta} = \frac{474,642 \cdot (637,4 - 521,1)}{(3084 - 659,1) \cdot 0,98} = 23,233$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_3(i_3 - \bar{t}_3^H)\eta + D_4(\bar{t}_4^H - \bar{t}_3^H)\eta = G_{\text{ок}}(\bar{t}'_{\text{пнд4}} - \bar{t}'_{\text{пнд3}}) \quad (44)$$

Отсюда расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$\begin{aligned} D_3 &= \frac{G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пнд4}} - \bar{t}'_{\text{пнд3}}) - D_4 \cdot (\bar{t}_4^H - \bar{t}_3^H) \cdot \eta}{(i_3 - \bar{t}_3^H) \cdot \eta} = \\ &= \frac{474,642 \cdot (637,4 - 521,1) - 23,233 \cdot (637,4 - 521,1) \cdot 0,98}{(2928,8 - 542,4) \cdot 0,98} = 21,959 \end{aligned}$$

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$G_{\text{ок}} = D_2 + D_3 + D_4 + G'_{\text{ок}} \quad (45)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_2^{\text{H}} = D_2 \cdot i_2 + (D_3 + D_4) \cdot \bar{t}_3^{\text{H}} + G'_{\text{ок}} \cdot \bar{t}'_{\text{пнд}2} \quad (46)$$

Подставим значения:

$$474,642 = D_2 + 21,959 + 23,233 + G'_{\text{ок}}$$

$$474,642 \cdot 407,25 = D_2 \cdot 2766 + (21,95 + 23,233) \cdot 542,4 + G'_{\text{ок}} \cdot 232,1$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_2 = 27,212 \text{ кг/с}$$

$$G'_{\text{ок}} = 402,182 \text{ кг/с}$$

Уравнение материального баланса для ПНД-1:

$$G'_{\text{ок}} = D_1 + G''_{\text{ок}} \quad (47)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$G'_{\text{ок}} \cdot \bar{t}^{\text{H}}_{\text{пнд}1} = D_1 \cdot i_1 + G''_{\text{ок}} \cdot \bar{t}'_{\text{пнд}1} \quad (48)$$

где $\bar{t}'_{\text{пнд}1} = 125,7$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата перед ПНД-1;

Подставим значения:

$$402,182 = D_1 + G''_{\text{ок}}$$

$$402,182 \cdot 232,1 = D_1 \cdot 2521 + G''_{\text{ок}} \cdot 125,7$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_1 = 17,865 \text{ кг/с}$$

$$G''_{\text{ок}} = 384,318 \text{ кг/с}$$

2.2.9 Составление теплового и материального баланса

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$D_{\text{к}} = G''_{\text{ок}} - (D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{тпн}}) \quad (49)$$

$$D_{\text{к}} = 384,318 - (3,465 + 6,93 + 34,05) = 339,873$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_T = D_K + D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_{BC} + D_{HC} + D_{ТПН}$$

$$D_T = 339,873 - (17,865 + 27,268 + 21,959 + 23,233 + 13,261 + 17,965 + 75,646 + 59,617 + 28,595 + 30,559 + 34,05) = 689,89$$

Что совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по балансу мощности:

$$W_э = \left[\sum_{i=1}^8 D_i^{отб} \cdot h_i^{отб} + H_i \cdot D_K \right] \cdot \eta_{эм} (50)$$

$$800000 = (59,617 \cdot 314,4 + 75,646 \cdot 412,143 + (17,965 + 34,05) \cdot 614,294 + 13,261 \cdot 723,694 + (23,233 + 28,596) \cdot 867,9 + 21,959 \cdot 1023 + (27,268 + 30,559) \cdot 1186 + 17,865 \cdot 1431 + 339,873 \cdot 1645) \cdot 0,98$$

$$800000 = 796048,426$$

Несоответствие заданной мощности $\Delta W_э$:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{800000 - 796048,426}{800000} \right| \cdot 100 = 0,494\%$$

Что допустимо пределом погрешности 2%.

2.2.10 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТУ}} &= D_{\text{T}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПП}} \cdot (i''_{\text{ПП}} - i'_{\text{ПП}}) \\ Q_{\text{ТУ}} &= 689,89 \cdot (3325,8 - 1201) + 520,293 \cdot (3539,6 - 2913) = \\ &= 1791608,787 \end{aligned} \quad (51)$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{T}} &= D_{\text{ВС}} \cdot (i_{\text{ВС}} - \bar{t}_{\text{ВС}}^{\text{H}}) + D_{\text{НС}} \cdot (i_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}}) \\ Q_{\text{T}} &= 28,59 \cdot (3084 - 659,1) + 30,559 \cdot (2755 - 428,3) \\ &= 140770,247 \end{aligned} \quad (52)$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} &= Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{T}} \\ Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} &= 1791608,787 - 140770,247 = 1650838,54 \end{aligned} \quad (53)$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пе}} &= D_{\text{пе}}(i_{\text{пе}} - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПП}}(i''_{\text{ПП}} - i'_{\text{ПП}}) \\ Q_{\text{пе}} &= 689,89 \cdot (3325 - 1201) + 520,293 \cdot (3539,6 - 2913) = \\ &= 1791608,79 \end{aligned} \quad (54)$$

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПГ}}} = \frac{1791608,79}{15660 \cdot 0,92} = 124,335$$

где Q_{H}^{P} - теплотворная способность Березовского угля Канско – Ачинского бассейна, кДж/кг.

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B_{\text{усл}} = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПГ}}} = \frac{1791608,79}{29310 \cdot 0,92} = 66,442$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \frac{W_{\text{от}}}{W - W_{\text{э}}^{\text{CH}}} \quad (55)$$

где W - полный расход топлива на блок, кг/с;

K_9 – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{\text{отп}}$ – отпущенная мощность, кВт;

W_9 – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$W_{99}^{\text{сн}}$ – мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии.

Принимая мощность собственных нужд блока 5%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{\text{отп}} = W_9 - e_{\text{сн}} \cdot W = 800000 - 0,05 \cdot 800000 = 736000$$

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

$$W_{99}^{\text{сн}} = e_{99}^{\text{сн}} \cdot W_9 = 0,05 \cdot 800000 = 40000$$

где $e_{99}^{\text{сн}}$ - доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_9 = \frac{Q_{\text{мг}}^9 + Q_{\text{мг}}^{\text{сн}} + \Delta Q_{\text{отб}}}{Q_{\text{мг}}^9 + Q_{\text{мг}}^{\text{сн}} + \Delta Q_{\text{отб}} + Q_{\text{мг}}^{\text{м}}} \quad (56)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кВт:

$$\Delta Q_{\text{отб}} = [Q_{\text{вс}} \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + Q_{\text{нс}} \cdot (1 - \xi_{\text{нс}})] \cdot \frac{Q_{\text{т}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{т}}^{\text{т}}} \quad (57)$$

где $Q_{\text{вс}}$, $Q_{\text{нс}}$ – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов, кВт.

Отношение $\frac{Q_{\text{т}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{т}}^{\text{т}}}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{BC} = \frac{i_{BC} - i_K}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \cdot \left(1 + K \frac{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_{от64})}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \right) \quad (58)$$

$$\xi_{BC} = \frac{3228 - 2325}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{(3325 - 2913) + (3539,6 - 3228)}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \right) = 0,664$$

$$\xi_{HC} = \frac{i_{HC} - i_K}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \cdot \left(1 + K \frac{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_{от66})}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \right) \quad (59)$$

$$\xi_{HC} = \frac{2928 - 2325}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2928)}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \right) = 0,477$$

K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,42 из [2].

$$\Delta Q_{отб} = 69336,9 \cdot (1 - 0,664) + 71433,3 \cdot (1 - 0,477) = 60693,388$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, [2], кДж:

$$Q_{my}^{CH} = 0,05 \cdot Q_{my} = 0,05 \cdot 1898011,931 = 87278,381$$

$$K_9 = \frac{1706178,948 + 85812,849 + 93552,653}{1706178,948 + 85812,849 + 93552,653 + 164874,111} = 0,926$$

Подставив полученные значения в формулу для расхода топлива на выработку электроэнергии, будем иметь, кг/с:

$$B_9 = 124,335 \cdot 0,92 \cdot \frac{736000}{800000 - 40000} = 111,666 \text{ кг/с}$$

$$B_9^{ysl} = 66,442 \cdot 0,92 \cdot \frac{728000}{800000 - 40000} = 59,662 \text{ кг/с}$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_m = B - B_9 \quad (60)$$

$$B_T = 124,335 - 111,666 = 12,689$$

$$B_T^{ysl} = 66,442 - 59,662 = 6,779$$

Фактическое значение удельных расходов натурального топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_9 = \frac{B_9 \cdot 3600}{W_{отп}} = \frac{111,66 \cdot 3600}{736000} = 0,546 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_T = \frac{B_T \cdot 10^6}{Q_{от}} = \frac{12,689 \cdot 10^6}{140000} = 90,634 \text{ кг/ГДж}$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_{\text{э}}^{\text{усл}} = \frac{B_{\text{э}}^{\text{усл}} \cdot 3600}{W_{\text{отп}}} = \frac{64,748 \cdot 3600}{728000} = 0,292 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_{\text{т}}^{\text{усл}} = \frac{B_{\text{т}}^{\text{усл}} \cdot 10^6}{Q_{\text{от}}} = \frac{7,019 \cdot 10^6}{140000} = 48,425 \text{ кг/ГДж}$$

2.3 Расчет реконструированной схемы

Реконструированная схема отличается, от действующей в настоящее время, добавленным пластинчатым теплообменником, который позволит байпасировать ПНД-3, ПНД-2 и ПНД-1. Так же в схеме дополнительно имеется распределительное устройство, которое позволяет осуществлять направление основного конденсата как на байпасирование регенеративной схемы, так и на сами ПНД.

2.3.1 Расчёт реконструированной регенеративной схемы ПНД при внедрении ВВТО

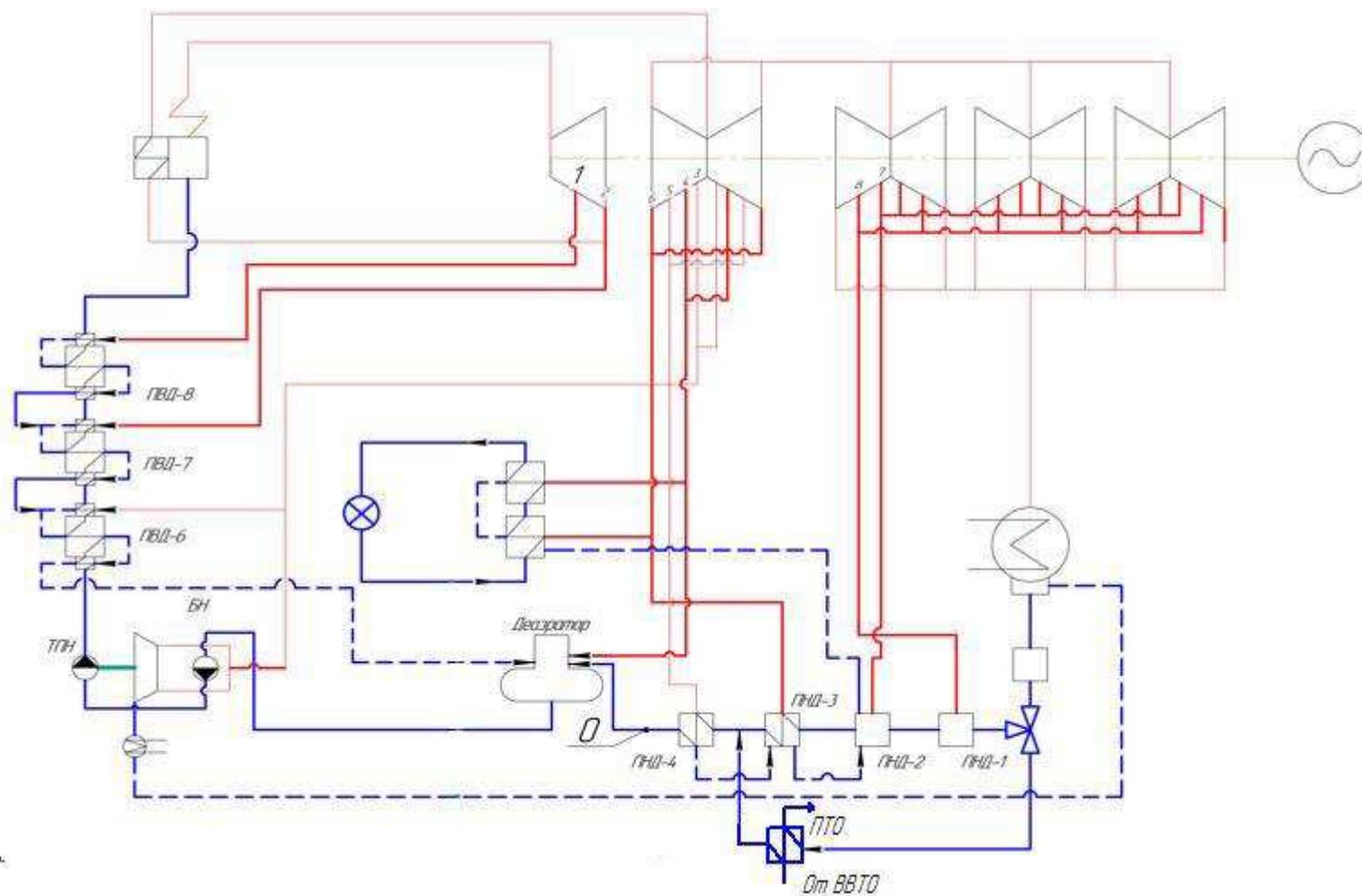


Рисунок 2.7 – Расчетная реконструированная тепловая схема с внедрением ВВТО

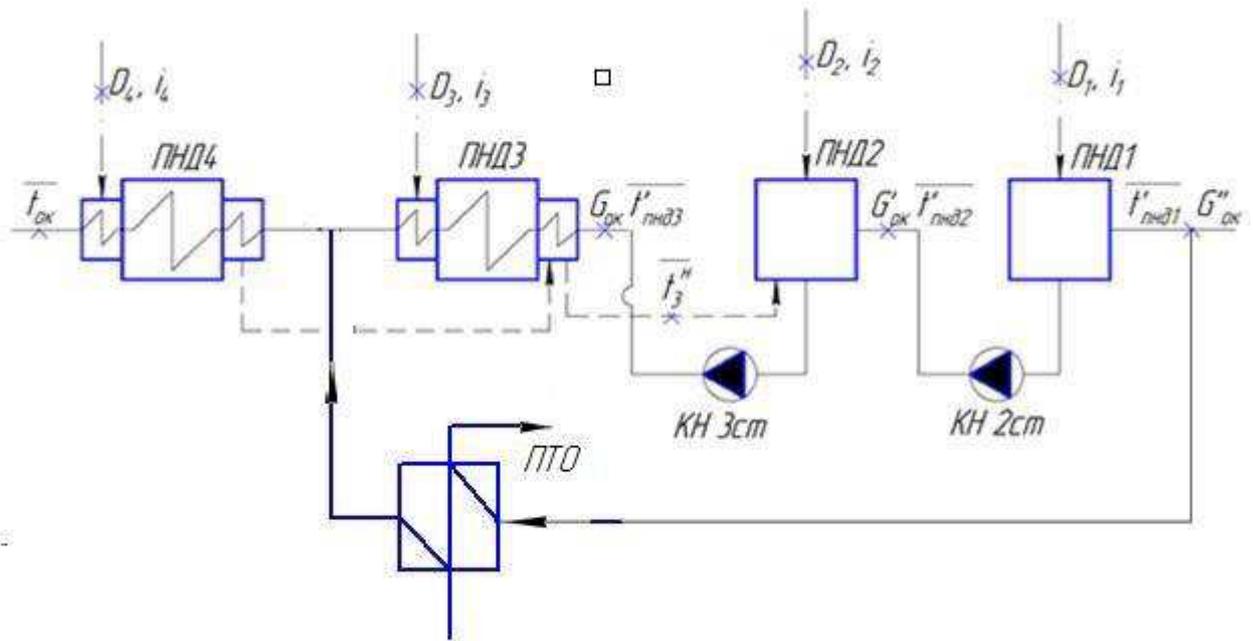


Рисунок 2.8 - Схема включения регенеративной схемы (ПНД)

Расчет коэффициентов, определяющих долю расхода конденсата через ПНД и ПТО:

$$x = \frac{\Delta Q_{\text{вп.г}}}{Q_{\text{ПНД123}}} \quad (61)$$

где $\Delta Q_{\text{вп.г}} = Q_{\text{вп.г.реконс.}} - Q_{\text{вп.г}} = 369,45 - 231,88 = 123,57$ МВт

$$Q_{\text{ПНД123}} = G_{\text{ок}} \cdot (t''_{\text{ПНД3}} - t''_{\text{ОУ}}) = 504,188 \cdot (512,124 - 125,745) = 199,345 \text{ МВт}$$

x – коэффициент определяющий долю расхода конденсата через ПТО.

$$x = \frac{123,57}{199,345} = 0,69$$

Коэффициент определяющий долю расхода конденсата через ПНД-1,2,3:

$$y = 1 - x = 1 - 0,69 = 0,31$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_4^H) \cdot \eta = G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}_{\text{ок}} - \bar{t}'_{\text{ПНД4}}) \quad (62)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{\text{ок}}(\bar{t}'_{\text{ПНД4}} + \bar{t}'_{\text{ПНД4}})}{(i_4 - \bar{t}_4^H)\eta} = \frac{504,188 \cdot (637,4 - 521,1)}{(3084 - 659,1) \cdot 0,98} = 24,679$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_3(i_3 - \bar{t}_3^H)\eta + D_4(\bar{t}_4^H - \bar{t}_3^H)\eta = G_{\text{ок}}(\bar{t}'_{\text{ПНД4}} - \bar{t}'_{\text{ПНД3}}) \quad (63)$$

Исходя из условия, что в данной варианте принято решение байпасировать ПНД-1,2,3, мы учитываем y - коэффициент определяющий долю расхода конденсата через ПНД-1,2,3, то есть пересчитываем $G_{\text{ок}}$:

$$G_{\text{ок}} = G_{\text{ок}} \cdot y = 504,188 \cdot 0,31 = 156,298 \quad (64)$$

Отсюда расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}'_{\text{ПНД4}} - \bar{t}'_{\text{ПНД3}}) - D_4 \cdot (\bar{t}_4^H - \bar{t}_3^H) \cdot \eta}{(i_3 - \bar{t}_3^H) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{156,298 \cdot (512,1 - 407,3) - 24,679 \cdot (637,4 - 521,1) \cdot 0,98}{(2928,8 - 542,4) \cdot 0,98} = 6,383$$

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$G_{\text{ок}} = D_2 + D_3 + D_4 + G'_{\text{ок}} \quad (65)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_2^H = D_2 \cdot i_2 + (D_3 + D_4) \cdot \bar{t}_3^H + G'_{\text{ок}} \cdot \bar{t}'_{\text{ПНД2}} \quad (66)$$

Подставим значения:

$$156,238 = D_2 + 6,383 + 24,679 + G'_{\text{ок}}$$

$$156,238 \cdot 407,3 = D_2 \cdot 2766 + (6,384 + 24,679) \cdot 542,4 + G'_{\text{ок}} \cdot 232,1$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_2 = 6,998 \text{ кг/с}$$

$$G'_{\text{ок}} = 118,238 \text{ кг/с}$$

Уравнение материального баланса для ПНД-1:

$$G'_{\text{ок}} = D_1 + G''_{\text{ок}} \quad (67)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$G'_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_1^{\text{H}} = D_1 \cdot i_1 + G''_{\text{ок}} \cdot \bar{t}'_{\text{ПНД1}} \quad (68)$$

где $\bar{t}'_{\text{ПНД1}} = 125,745 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия основного конденсата перед ПНД-1;

Подставим значения:

$$118,238 = D_1 + G''_{\text{ок}}$$

$$118,238 \cdot 232,1 = D_1 \cdot 2521 + G''_{\text{ок}} \cdot 125,7$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_1 = 5,252 \text{ кг/с}$$

$$G''_{\text{ок}} = 112,986 \text{ кг/с}$$

2.3.2 Составление теплового и материального баланса

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$D_{\text{к}} = D_{\text{т}} - (D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{тпн}} + D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_{\text{вс}} + D_{\text{нс}}) \quad (69)$$

$$D_{\text{к}} = 731,026 - (3,655 + 7,31 + 34,05 + 5,252 + 6,99 + 6,383 + 24,67 + 13,726 + 18,95 + 79,78 + 62,88 + 28,595 + 30,559) = 374,13$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_{\text{т}} = D_{\text{к}} + D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_{\text{вс}} + D_{\text{нс}} + D_{\text{тпн}}$$

$$D_{\text{т}} = 374,13 + 3,655 + 7,31 + 34,05 + 5,252 + 6,99 + 6,383 + 24,67 + 13,726 + 18,95 + 79,78 + 62,88 + 28,595 + 30,559 = 686,011$$

Что совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по балансу мощности:

$$W_{\text{э}} = \left[\sum_{i=1}^8 D_i^{\text{отб}} \cdot h_i^{\text{отб}} + H_i \cdot D_{\text{к}} \right] \cdot \eta_{\text{эм}} (70)$$

$$800000 = (59,617 \cdot 314,4 + 75,646 \cdot 412,143 + (17,965 + 34,05) \cdot 614,294 + 13,261 \cdot 723,694 + (23,233 + 28,596) \cdot 867,9 + 21,959 \cdot 1023 + (27,268 + 30,559) \cdot 1186 + 17,865 \cdot 1431 + 339,873 \cdot 1645) \cdot 0,98$$

$$800000 = 799273,543$$

Несоответствие заданной мощности $\Delta W_{\text{э}}$:

$$\delta = \left| \frac{W - W_{\text{п}}}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{800000 - 799273,543}{800000} \right| \cdot 100 = 0,091\%$$

Что допустимо пределом погрешности 2%.

$$K_{\text{пер}} = 1,335$$

2.3.3 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТУ}} &= D_{\text{T}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПП}} \cdot (i''_{\text{ПП}} - i'_{\text{ПП}}) \\ Q_{\text{ТУ}} &= 689,01 \cdot (3325,8 - 1201) + 512,87 \cdot (3539,6 - 2913) = \\ &= 1778716,994 \end{aligned} \quad (71)$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{T}} &= D_{\text{ВС}} \cdot (i_{\text{ВС}} - \bar{t}_{\text{ВС}}^{\text{H}}) + D_{\text{НС}} \cdot (i_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}}) \\ Q_{\text{T}} &= 28,59 \cdot (3084 - 659,1) + 30,559 \cdot (2766 - 428,3) \\ &= 140770,247 \end{aligned} \quad (72)$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} &= Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{T}} \\ Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} &= 1778716,994 - 140770,247 = 1637946,747 \end{aligned} \quad (73)$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пе}} &= D_{\text{пе}}(i_{\text{пе}} - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПП}}(i''_{\text{ПП}} - i'_{\text{ПП}}) \\ Q_{\text{пе}} &= 689,89 \cdot (3325 - 1201) + 520,293 \cdot (3539,6 - 2913) = \\ &= 1791608,79 \end{aligned} \quad (74)$$

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПГ}}} = \frac{1791608,79}{15660 \cdot 0,92} = 122,396$$

где Q_{H}^{P} - теплотворная способность Березовского угля Канско – Ачинского бассейна, кДж/кг.

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B_{\text{усл}} = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПГ}}} = \frac{1791608,79}{29310 \cdot 0,92} = 65,39$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \frac{W_{\text{от}}}{W - W_{\text{э}}^{\text{CH}}} \quad (75)$$

где W - полный расход топлива на блок, кг/с;

K_9 – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{отп}$ – отпущенная мощность, кВт;

W_9 – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$W_{99}^{сн}$ – мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии.

Принимая мощность собственных нужд блока 5%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{отп} = W_9 - e_{сн} \cdot W = 800000 - 0,05 \cdot 800000 = 736000$$

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

$$W_{99}^{сн} = e_{99}^{сн} \cdot W_9 = 0,05 \cdot 800000 = 40000$$

где $e_{99}^{сн}$ - доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_9 = \frac{Q_{му}^9 + Q_{му}^{сн} + \Delta Q_{отб}}{Q_{му}^9 + Q_{му}^{сн} + \Delta Q_{отб} + Q_{му}^m} \quad (76)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кВт:

$$\Delta Q_{отб} = [Q_{вс} \cdot (1 - \xi_{вс}) + Q_{нс} \cdot (1 - \xi_{нс})] \cdot \frac{Q_{т}^{отб}}{Q_{ту}^т} \quad (77)$$

где $Q_{вс}$, $Q_{нс}$ – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов, кВт.

Отношение $\frac{Q_{т}^{отб}}{Q_{ту}^т}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{BC} = \frac{i_{BC} - i_K}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \cdot \left(1 + K \frac{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_{от64})}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \right) \quad (78)$$

$$\xi_{BC} = \frac{3228 - 2325}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{(3325 - 2913) + (3539,6 - 3228)}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \right) = 0,664$$

$$\xi_{HC} = \frac{i_{HC} - i_K}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \cdot \left(1 + K \frac{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_{от66})}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \right) \quad (79)$$

$$\xi_{HC} = \frac{2928 - 2325}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2928)}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \right) = 0,477$$

K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,42 из [2].

$$\Delta Q_{отб} = 69336,9 \cdot (1 - 0,664) + 71433,3 \cdot (1 - 0,477) = 60693,388$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, [2], кДж:

$$Q_{ТУ}^{CH} = 0,05 \cdot Q_{ТУ} = 0,05 \cdot 1637946,747 = 81897,337$$

$$K_3 = \frac{1637946,747 + 81897,337 + 60693,388}{1637946,747 + 81897,337 + 60693,388 + 140770,247} = 0,927$$

Подставив полученные значения в формулу для расхода топлива на выработку электроэнергии, будем иметь, кг/с:

$$B_3 = 122,396 \cdot 0,92 \cdot \frac{736000}{800000 - 40000} = 109,846 \text{ кг/с}$$

$$B_3^{усл} = 68,788 \cdot 0,92 \cdot \frac{728000}{800000 - 40000} = 58,69 \text{ кг/с}$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T = B - B_3 \quad (80)$$

$$B_T = 122,396 - 109,846 = 12,55$$

$$B_T^{усл} = 65,539 - 58,69 = 6,705$$

Фактическое значение удельных расходов натурального топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_3 = \frac{B_3 \cdot 3600}{W_{отп}} = \frac{109,846 \cdot 3600}{736000} = 0,537 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_T = \frac{B_T \cdot 10^6}{Q_{от}} = \frac{12,55 \cdot 10^6}{140000} = 89,64 \text{ кг/ГДж}$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_{\text{э}}^{\text{усл}} = \frac{B_{\text{э}}^{\text{усл}} \cdot 3600}{W_{\text{отп}}} = \frac{65,39 \cdot 3600}{728000} = 0,287 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_{\text{т}}^{\text{усл}} = \frac{B_{\text{т}}^{\text{усл}} \cdot 10^6}{Q_{\text{от}}} = \frac{5,869 \cdot 10^6}{140000} = 47,894 \text{ кг/ГДж}$$

После проведения модернизации, энергоблок необходимо снабдить модернизированным ВВТО, который будет располагаться в новой ячейке трубчатого воздухоподогревателя.

2.3.4 Расчёт реконструированной регенеративной схемы ПНД при включении ВЭК низкого давления

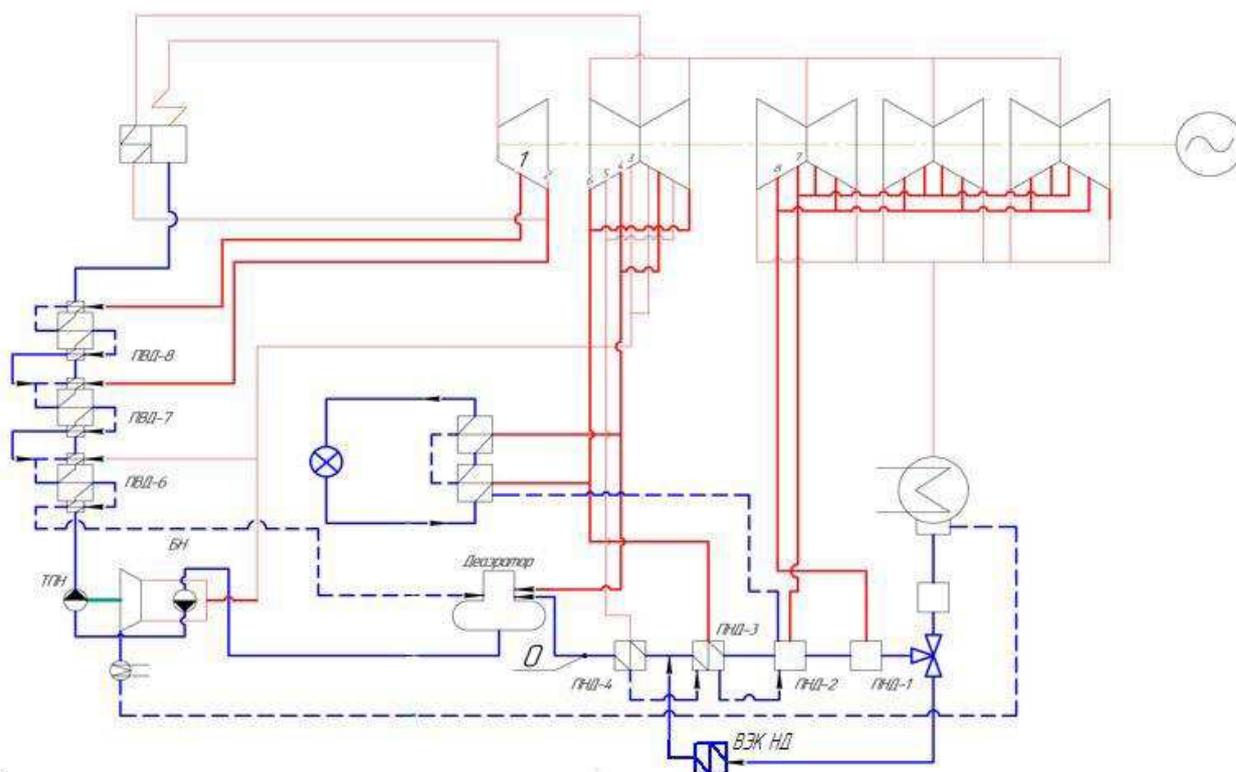


Рисунок 2.9- схема регенеративной схемы ПНД.

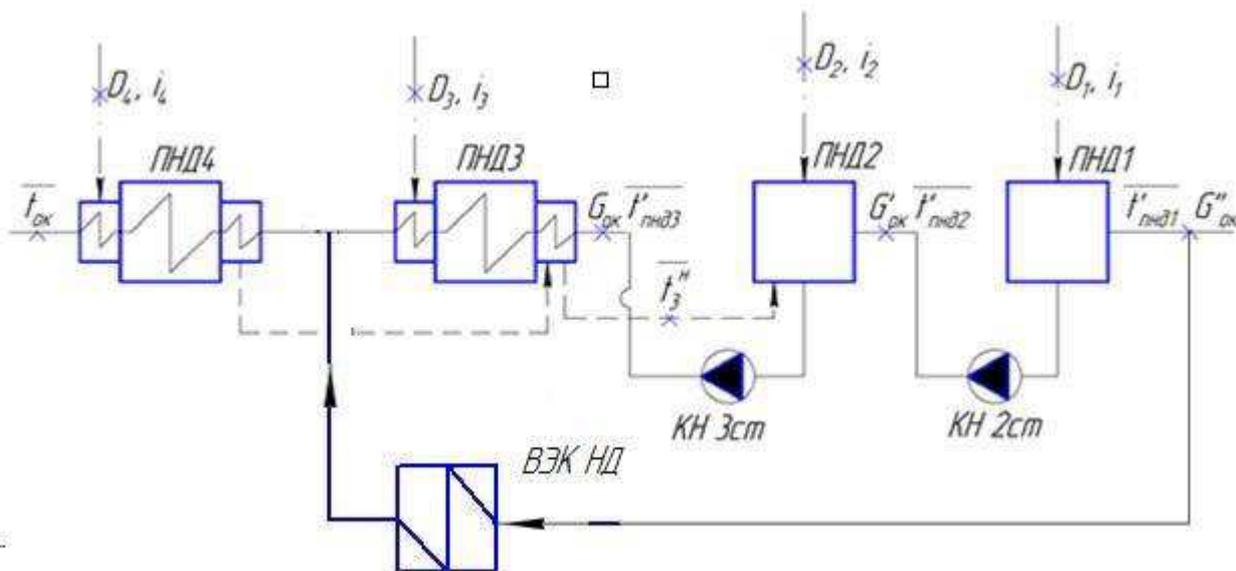


Рисунок 2.10 - Схема включения регенеративной схемы (ПНД)

Расчет коэффициентов определяющих долю расхода конденсата через ПНД и ПТО:

$$x = \frac{Q_{\text{ВЭК.Г}}}{Q_{\text{ПНД123}}} \quad (81)$$

где $\Delta Q_{\text{ВЭК.Г}} = 81,649$ МВт

$$Q_{\text{ПНД123}} = G_{\text{ок}} \cdot (t''_{\text{ПНД3}} - t''_{\text{ОУ}}) = 510,477 \cdot (521,1 - 125,745) = 201,83 \text{ МВт}$$

x – коэффициент определяющий долю расхода конденсата через ВЭК низкого давления.

$$x = \frac{81,649}{201,83} = 0,407$$

Коэффициент определяющий долю расхода конденсата через ПНД-1,2,3:

$$y = 1 - x = 1 - 0,407 = 0,593$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_4^H) \cdot \eta = G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}_{\text{ок}} - \bar{t}'_{\text{ПНД4}}) \quad (82)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{\text{ок}}(\bar{t}'_{\text{ПНД4}} + \bar{t}'_{\text{ПНД4}})}{(i_4 - \bar{t}_4^H)\eta} = \frac{510,477 \cdot (637,4 - 521,1)}{(3084 - 659,1) \cdot 0,98} = 24,987$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_3(i_3 - \bar{t}_3^H)\eta + D_4(\bar{t}_4^H - \bar{t}_3^H)\eta = G_{\text{ок}}(\bar{t}'_{\text{ПНД4}} - \bar{t}'_{\text{ПНД3}}) \quad (83)$$

Исходя из условия, что в данной варианте принято решение байпасировать ПНД-1,2,3, мы учитываем y - коэффициент определяющий долю расхода конденсата через ПНД-1,2,3, то есть пересчитываем $G_{\text{ок}}$:

$$G_{\text{ок}} = G_{\text{ок}} \cdot y = 510,477 \cdot 0,593 = 302,61 \quad (84)$$

Отсюда расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пнд4}} - \bar{t}'_{\text{пнд3}}) - D_4 \cdot (\bar{t}_4^{\text{H}} - \bar{t}_3^{\text{H}}) \cdot \eta}{(i_3 - \bar{t}_3^{\text{H}}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{156,298 \cdot (512,1 - 407,3) - 24,679 \cdot (637,4 - 521,1) \cdot 0,98}{(2928,8 - 542,4) \cdot 0,98} = 13,494$$

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$G_{\text{ок}} = D_2 + D_3 + D_4 + G'_{\text{ок}} \quad (85)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_2^{\text{H}} = D_2 \cdot i_2 + (D_3 + D_4) \cdot \bar{t}_3^{\text{H}} + G'_{\text{ок}} \cdot \bar{t}'_{\text{пнд2}} \quad (86)$$

Подставим значения:

$$302,61 = D_2 + 13,494 + 24,987 + G'_{\text{ок}}$$

$$302,61 \cdot 407,3 = D_2 \cdot 2766 + (13,494 + 24,987) \cdot 542,4 + G'_{\text{ок}} \cdot 232,1$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_2 = 16,201 \text{ кг/с}$$

$$G'_{\text{ок}} = 247,929 \text{ кг/с}$$

Уравнение материального баланса для ПНД-1:

$$G'_{\text{ок}} = D_1 + G''_{\text{ок}} \quad (87)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$G'_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_1^{\text{H}} = D_1 \cdot i_1 + G''_{\text{ок}} \cdot \bar{t}'_{\text{пнд1}} \quad (88)$$

где $\bar{t}'_{\text{пнд1}} = 125,745$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата перед ПНД-1;

Подставим значения:

$$247,929 = D_1 + G''_{\text{ок}}$$

$$247,929 \cdot 232,1 = D_1 \cdot 2521 + G''_{\text{ок}} \cdot 125,7$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_1 = 11,013 \text{ кг/с}$$

$$G''_{\text{ок}} = 236,916 \text{ кг/с}$$

2.3.5 Составление теплового и материального баланса

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$D_K = D_T - (D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{тпн}} + D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_{\text{вс}} + D_{\text{нс}}) \quad (89)$$

$$D_K = 739,119 - (3,696 + 7,391 + 34,05 + 11,013 + 16,201 + 13,494 + 24,987 + 13,825 + 19,16 + 80,69 + 63,584 + 28,595 + 30,559) = 357,835$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_T = D_K + D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_{\text{вс}} + D_{\text{нс}} + D_{\text{тпн}}$$

$$D_T = 357,835 + 3,655 + 11,013 + 16,201 + 13,494 + 24,987 + 13,825 + 19,16 + 80,69 + 63,584 + 28,595 + 30,559 + 34,05 = 693,982$$

Что совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по балансу мощности:

$$W_9 = \left[\sum_{i=1}^8 D_i^{\text{отб}} \cdot h_i^{\text{отб}} + H_i \cdot D_K \right] \cdot \eta_{\text{эм}} \quad (90)$$

$$800000 = (63,584 \cdot 314,4 + 80,679 \cdot 412,143 + (19,16 + 34,05) \cdot 614,294 + 13,825 \cdot 723,694 + (24,987 + 28,596) \cdot 867,9 + 13,494 \cdot 1023 + (16,201 + 30,559) \cdot 1186 + 11,013 \cdot 1431 + 257,835 \cdot 1645) \cdot 0,98$$

$$800000 = 799922,972$$

Несоответствие заданной мощности $\Delta W_{\text{э}}$:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{800000 - 799922,972}{800000} \right| \cdot 100 = 0,0096\%$$

Что допустимо пределом погрешности 2%.

$$K_{\text{пер}} = 1,37$$

2.3.6 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТУ}} &= D_{\text{T}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПП}} \cdot (i''_{\text{ПП}} - i'_{\text{ПП}}) \\ Q_{\text{ТУ}} &= 693,982 \cdot (3325,8 - 1201) + 512,87 \cdot (3539,6 - 2913) = \\ &= 1794658,894 \end{aligned} \quad (91)$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{T}} &= D_{\text{ВС}} \cdot (i_{\text{ВС}} - \bar{t}_{\text{ВС}}^{\text{H}}) + D_{\text{НС}} \cdot (i_{\text{НС}} - \bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}}) \\ Q_{\text{T}} &= 28,59 \cdot (3084 - 659,1) + 30,559 \cdot (2766 - 428,3) \\ &= 140770,247 \end{aligned} \quad (92)$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} &= Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{T}} \\ Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} &= 1794658,894 - 140770,247 = 1653888,647 \end{aligned} \quad (93)$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пе}} &= D_{\text{пе}}(i_{\text{пе}} - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПП}}(i''_{\text{ПП}} - i'_{\text{ПП}}) \\ Q_{\text{пе}} &= 693,98 \cdot (3325 - 1201) + 511,293 \cdot (3539,59 - 2913) = \\ &= 1794659,89 \end{aligned} \quad (94)$$

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПГ}}} = \frac{1794659,89}{15660 \cdot 0,92} = 123,493$$

где Q_{H}^{P} - теплотворная способность Березовского угля Канско – Ачинского бассейна, кДж/кг.

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B_{\text{усл}} = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПГ}}} = \frac{1791608,79}{29310 \cdot 0,92} = 65,981$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \frac{W_{\text{от}}}{W - W_{\text{э}}^{\text{CH}}} \quad (95)$$

где W - полный расход топлива на блок, кг/с;

K_9 – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{\text{отп}}$ – отпущенная мощность, кВт;

W_9 – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$W_{99}^{\text{сн}}$ – мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии.

Принимая мощность собственных нужд блока 5%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{\text{отп}} = W_9 - e_{\text{сн}} \cdot W = 800000 - 0,05 \cdot 800000 = 736000$$

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

$$W_{99}^{\text{сн}} = e_{99}^{\text{сн}} \cdot W_9 = 0,05 \cdot 800000 = 40000$$

где $e_{99}^{\text{сн}}$ - доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_9 = \frac{Q_{\text{мг}}^9 + Q_{\text{мг}}^{\text{сн}} + \Delta Q_{\text{отб}}}{Q_{\text{мг}}^9 + Q_{\text{мг}}^{\text{сн}} + \Delta Q_{\text{отб}} + Q_{\text{мг}}^{\text{м}}} \quad (96)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кВт:

$$\Delta Q_{\text{отб}} = [Q_{\text{вс}} \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + Q_{\text{нс}} \cdot (1 - \xi_{\text{нс}})] \cdot \frac{Q_{\text{т}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{т}}^{\text{т}}} \quad (97)$$

где $Q_{\text{вс}}$, $Q_{\text{нс}}$ – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов, кВт.

Отношение $\frac{Q_{\text{т}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{т}}^{\text{т}}}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{BC} = \frac{i_{BC} - i_K}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \cdot \left(1 + K \frac{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_{от64})}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \right) \quad (98)$$

$$\xi_{BC} = \frac{3228 - 2325}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{(3325 - 2913) + (3539,6 - 3228)}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \right) = 0,664$$

$$\xi_{HC} = \frac{i_{HC} - i_K}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \cdot \left(1 + K \frac{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_{от66})}{(i_0 - i_{от62}) + (i_{пп} - i_K)} \right) \quad (99)$$

$$\xi_{HC} = \frac{2928 - 2325}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2928)}{(3325 - 2913) + (3539,6 - 2306)} \right) = 0,477$$

K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,42 из [2].

$$\Delta Q_{отб} = 69336,9 \cdot (1 - 0,664) + 71433,3 \cdot (1 - 0,477) = 60693,388$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, [2], кДж:

$$Q_{ТУ}^{CH} = 0,05 \cdot Q_{ТУ} = 0,05 \cdot 1653888,647 = 82694,432$$

$$K_3 = \frac{1637946,747 + 81897,337 + 60693,388}{1637946,747 + 81897,337 + 60693,388 + 140770,247} = 0,927$$

Подставив полученные значения в формулу для расхода топлива на выработку электроэнергии, будем иметь, кг/с:

$$B_3 = 123,493 \cdot 0,92 \cdot \frac{736000}{800000 - 40000} = 123,493 \text{ кг/с}$$

$$B_3^{усл} = 68,788 \cdot 0,92 \cdot \frac{728000}{800000 - 40000} = 59,256 \text{ кг/с}$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T = B - B_3 \quad (100)$$

$$B_T = 123,493 - 123,493 = 12,586$$

$$B_T^{усл} = 65,539 - 59,256 = 6,7255$$

Фактическое значение удельных расходов натурального топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_3 = \frac{B_3 \cdot 3600}{W_{отп}} = \frac{110,907 \cdot 3600}{736000} = 0,542 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_T = \frac{B_T \cdot 10^6}{Q_{от}} = \frac{12,586 \cdot 10^6}{140000} = 89,903 \text{ кг/ГДж}$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_{\text{э}}^{\text{усл}} = \frac{B_{\text{э}}^{\text{усл}} \cdot 3600}{W_{\text{отп}}} = \frac{59,256 \cdot 3600}{728000} = 0,2898 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_{\text{т}}^{\text{усл}} = \frac{B_{\text{т}}^{\text{усл}} \cdot 10^6}{Q_{\text{от}}} = \frac{6,725 \cdot 10^6}{140000} = 48,034 \text{ кг/ГДж}$$

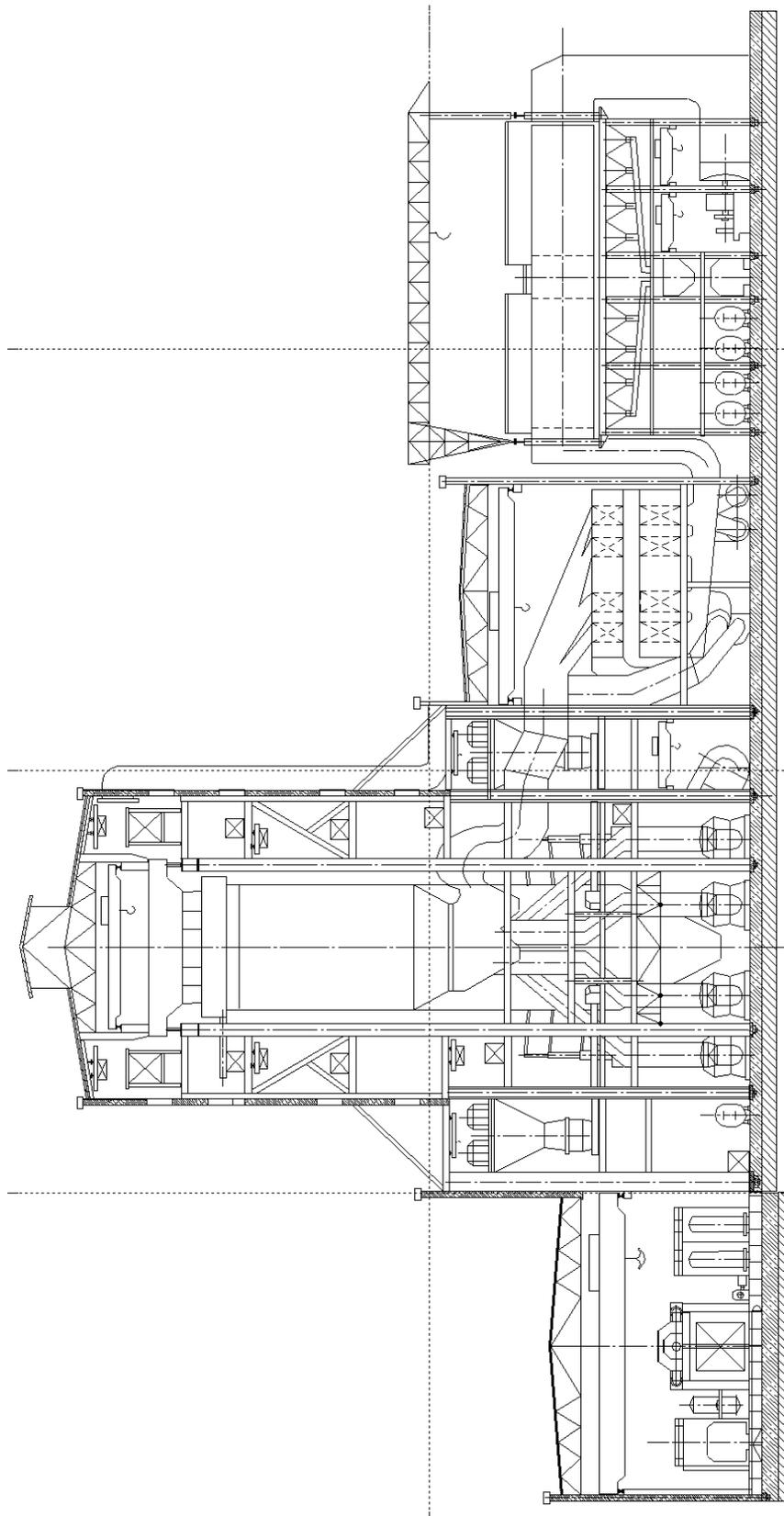


Рисунок 2.11 – Продольный разрез главного корпуса до реконструкции

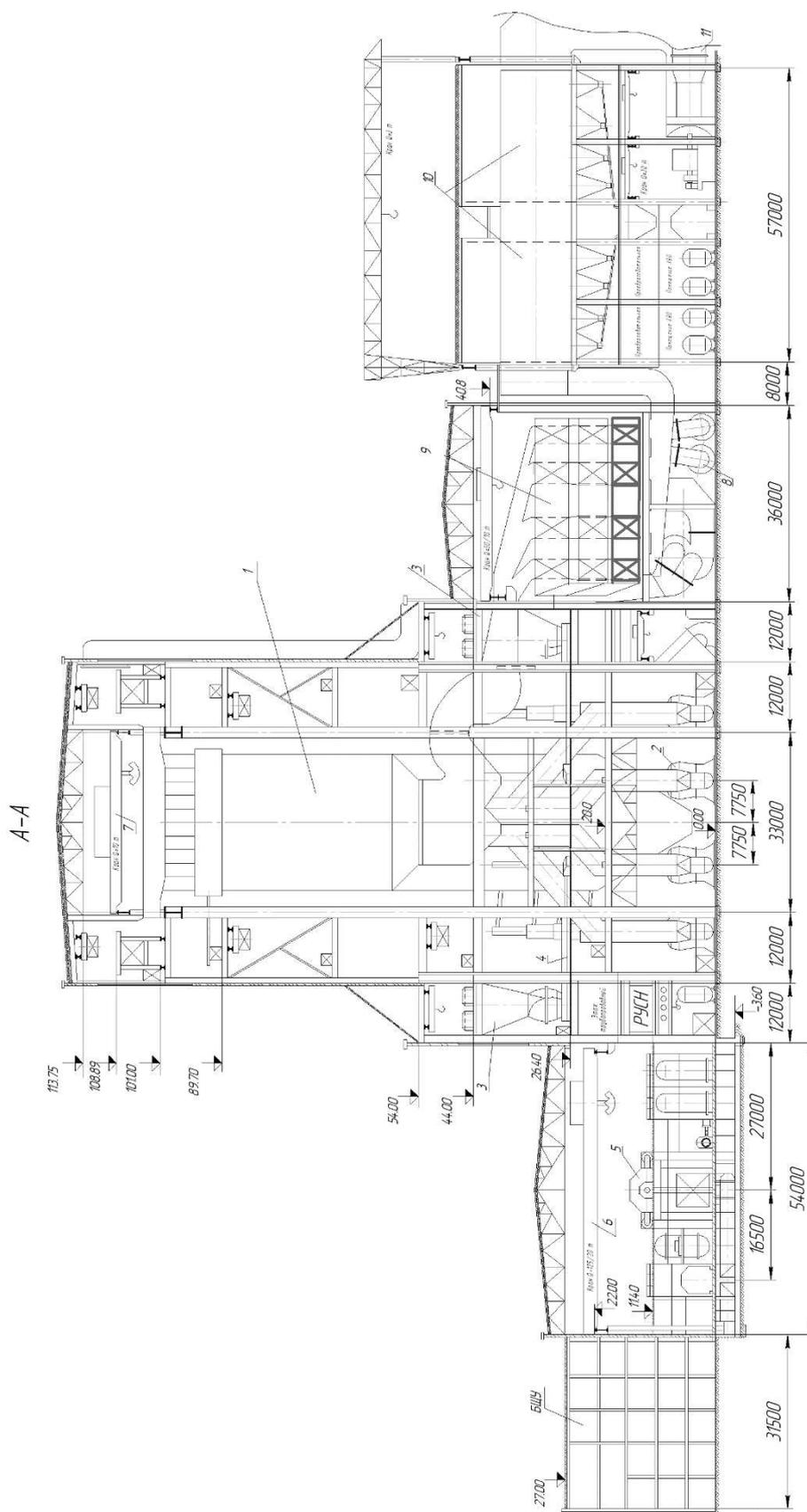


Рисунок 2.12 – Продольный разрез главного корпуса после реконструкции с внедрением ВВТО

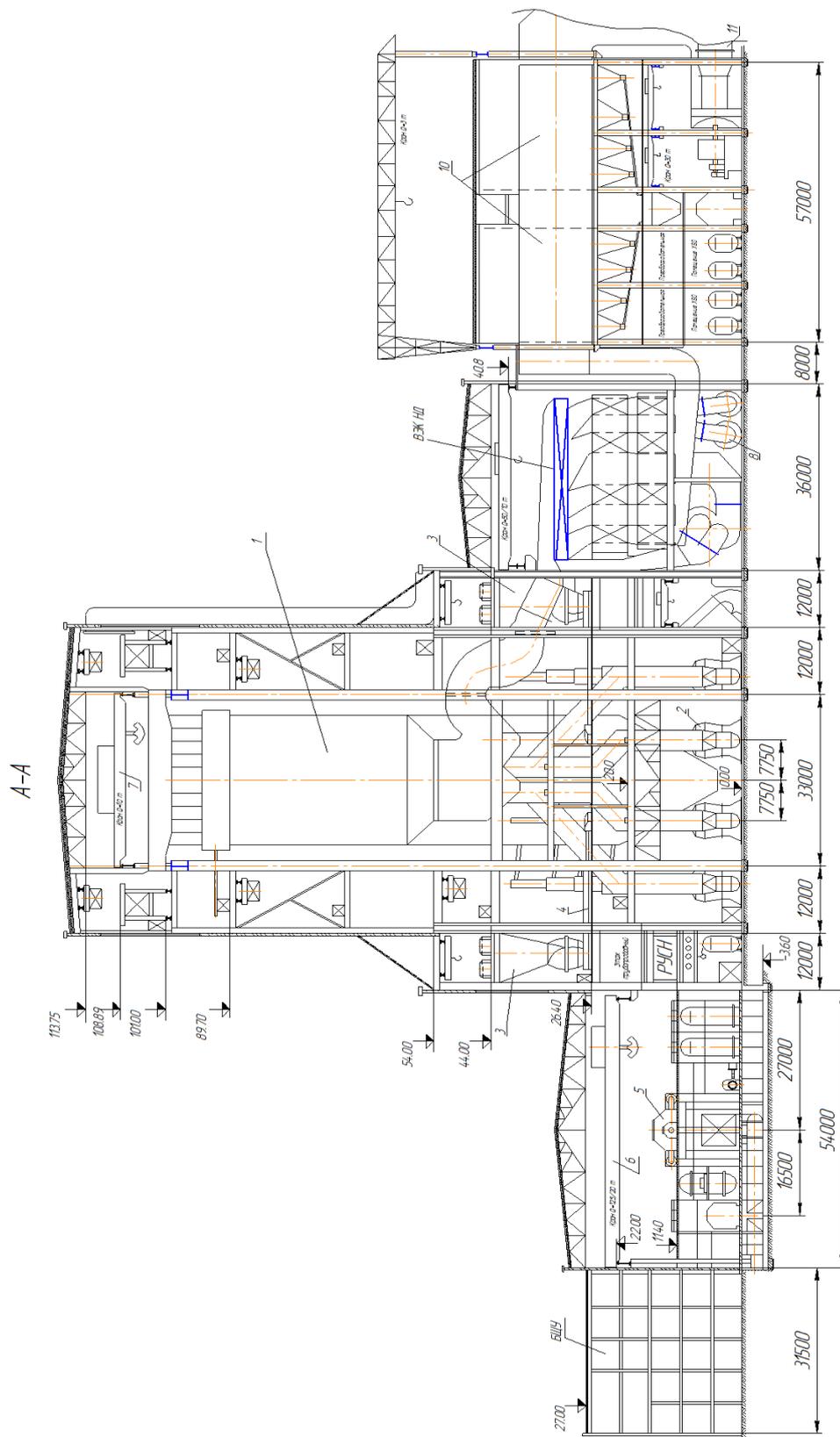


Рисунок 2.13 – Продольный разрез главного корпуса после реконструкции с внедрением ВЭК НД

3 Экономическое сравнение вариантов

3.1 Показатели эффективности инвестиционного проекта при внедрении системы ВВТО

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

$$T_p = 8760 - T_{\text{РЕМ}}, \quad (101)$$

где $T_{\text{РЕМ}}$ – время простоя в ремонте, ч;

$$T_p = 8760 - 1160 = 7600$$

Выработка электроэнергии на КЭС, МВт ч:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}, \quad (102)$$

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

$T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности, ч. Задаётся режимами работы оборудования;

$$W = 800 \cdot 7200 = 5760000$$

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P = \frac{W}{T_p}, \quad (103)$$

где T_p – число часов фактической работы, ч;

$$P = \frac{5760000}{7600} = 757,9 \quad (104)$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{P}{n_{\text{БЛ}}}, \quad (105)$$

где $n_{\text{БЛ}}$ – число блоков;

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{757,9}{1} = 757,9 \quad (106)$$

Таблица 3.1 – Основные технико-экономические показатели станции

Наименование показателя	Значение показателя	
	До модернизации	После Модернизации ВВВТО
Установленная мощность, кВт	800000	800000
Состав основного оборудования	К-800	К-800
Число часов использования установленной мощности, час	7600	7600
Годовая выработка электроэнергии на ГРЭС, кВт ч	5760000000	5760000000
Годовая выработка тепла на ГРЭС, Гкал	1015488	1015488
Годовой отпуск энергии с шин станции, кВт ч	5500800000	5500800000
Годовая выработка электроэнергии на ГРЭС, кВт ч	5760000000	5760000000
Полный расход топлива, кг/с	124,355	122,396
Экономия топлива в год, кг	-	61779024

Продолжение таблицы 3.1

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с	111,666	109,846
Расход топлива на выработку тепла, кг/с	12,689	12,55
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч	0,546	0,537
Удельный расход топлива на выработку тепла, кг/ГДж, кг/ГДж	90,63	89,64
Экономия денежных средств в год, Руб./год	67956926,4	

Выгода от уменьшения расхода топлива в процессе эксплуатации, млн.руб:

$$Pr = (\Delta B_1 - \Delta B_2) \cdot T \cdot C_m \cdot 10^{-6}, \quad (107)$$

где ΔB_1 – увеличение полного расхода топлива до реконструкции, т/ч;

ΔB_2 – увеличение полного расхода топлива после реконструкции, т/ч;

$T = 7600$ – число часов работы оборудования в год с учетом затрат времени на плановый ремонт, ч/год;

$C_T = 1100$ – цена топлива, руб/т.

$$Pr = (124,355 - 122,396) \cdot 7600 \cdot 1100 = 16377240.$$

Таким образом, в процессе эксплуатации котельного агрегата после реконструкции с учетом снижения коэффициента тепловой эффективности получаем выгоду на экономии топлива 67,95 млн. руб/год

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

Для оценки коммерческой эффективности рассчитываются показатели, устанавливающие соотношения финансовых затрат и результатов, обусловленных реализацией инвестиций инвестиционного проекта: чистый доход, срок окупаемости, рентабельность, внутренняя норма доходности.

Показатели эффективности определяются методом дисконтирования, который позволяет учесть неравноценность одинаковых сумм поступлений и платежей, относящихся к разным периодам времени осуществления проекта.

Первый в системе показателей коммерческой эффективности – чистый доход, который определяется как превышение интегральных результатов над интегральными затратами.

С учетом разграничения общей суммы затрат, стоимостной оценкой результата является, во-первых, прирост прибыли, достигаемый при внедрении тех или иных мероприятий, а также, «амортизационные отчисления», являющиеся не статьей расхода, а наравне с прибылью – внутренним источником финансирования.

В качестве основного подхода к расчету результата от внедрения мероприятий по реконструкции предлагается использовать расчленение полного (интегрального) результата на отдельные составляющие. Так, прирост прибыли предприятия наблюдается как вследствие увеличения выручки от реализации продукции основного производства, так и вследствие экономии текущих затрат по производству продукции.

Оценка планируемых затрат и результатов осуществляется в пределах расчетного периода, включающего продолжительность процесса инвестиций и продолжительность периода отдачи от инвестиций.

3.1.1 Расчет капитальных вложений для внедрения системы ВВТО

Капитальные вложения по проекту реконструкции определяются на основании сметной стоимости конструктивных работ по разделам: стоимость работ, стоимость материалов, стоимость использования машин.

Смета затрат на реконструкцию приведена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Смета затрат на реконструкцию

Наименование работ и затрат	Единица измерения	Кол – во единиц	Стоимость единицы, руб	Стоимость общая, руб
Работы				
Монтаж трубопроводов		670	4 000	2 680 000,0
Монтаж ВВТО		1	26368335	26368335
Монтаж ПТО		1	598000	598000
Гидравлическое опробование	-		314989,88	254 292,85
Материалы				
Теплообменник пластинчатый ЭТ-121с-25-211	шт	1	1300000	1300000
ВВТО	шт	1	58596300	58596300
Трубопроводы	шт	670	4700	3149000
Коэффициент удорожания сметной стоимости				3,965
Итого по смете с учетом стоимости проекта				232516592

3.1.2 Расчет доходов от реализации проекта

При расчете прибыли от реализации проекта будем учитывать прибыль от экономии топлива.

Денежный поток от экономии топлива, млн.руб./год:

$$П_m = (B_{op} - B_{np}) \cdot T \cdot Ц_m, \quad (108)$$

где B_{op} – полный расход топлива до реконструкции, т/ч;

B_{np} – полный расход топлива после реконструкции, т/ч;

$T = 7600$ – число часов работы оборудования в год с учетом затрат времени на плановый ремонт, ч/год;

$Ц_t = 1100$ – цена топлива, руб/т.

$$П = (124,355 - 122,396) \cdot 7600 \cdot 1100 = 67956926,4 \text{ млн.руб/год.}$$

Размер амортизационных отчислений, млн.руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a, \quad (109)$$

где K – капитальные вложения, млн.руб.;

$H_a = 6,7\%$ – норма амортизации.

$$U_a = 232,5 \cdot \frac{6,7}{100} = 15,51 \text{ млн.руб./год.}$$

Денежный поток с учетом налога на прибыль, млн.руб./год:

$$П = П_m \cdot 0,8 + U_a. \quad (110)$$

$$П = 67,95 \cdot 0,8 + 15,51 = 69,87 \text{ млн.руб./год.}$$

Далее проводим расчеты показателей экономической эффективности.

Чистый дисконтированный доход, млн.руб:

$$ЧДД = \sum_{n=0}^{10} \frac{П}{(1+E)^n} - K, \quad (111)$$

где $E = 0,1$ – ставка дисконта;

n – порядковый номер года.

Результаты расчета срока окупаемости капитальных вложений в реконструкцию котельного агрегата П – 67 и тепловой схемы второго энергоблока Березовской ГРЭС сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Срок окупаемости капитальных вложений

Показатели	Расчетный период (год)								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Денежный поток от инвестиционной деятельности, млн.руб	-232,51	55,85	55,85	55,85	55,85	55,85	55,85	55,85	55,85
Денежный поток с учетом налога млн/р		44,684	44,684	44,684	44,684	44,684	44,684	44,684	44,684
Чистый денежный поток, млн.руб.		60,19	60,19	60,19	60,19	60,19	60,19	60,19	60,19
Дисконтированный денежный поток, млн.руб.		40,6218	36,9289	33,5717	30,5197	27,7452	25,2223	22,9299	20,8454
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн.руб.	-232,51	-191,894	-154,965	-121,394	-90,842	-63,129	-37,906	-14,976	5,8693

По результату расчета на 7 – й год эксплуатации все затраты по проекту окупаются доходами. Соответственно данный проект рентабельный.

3.2 Показатели эффективности инвестиционного проекта при внедрении ВЭК низкого давления

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

$$T_p = 8760 - T_{\text{РЕМ}}, \quad (62)$$

где $T_{\text{РЕМ}}$ – время простоя в ремонте, ч;

$$T_p = 8760 - 1160 = 7600$$

Выработка электроэнергии на КЭС, МВт ч:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}, \quad (63)$$

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

$T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности, ч. Задаётся режимами работы оборудования;

$$W = 800 \cdot 7200 = 5760000$$

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P = \frac{W}{T_p}, \quad (64)$$

где T_p – число часов фактической работы, ч;

$$P = \frac{5760000}{7600} = 757,9 \quad (65)$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{P}{n_{\text{БЛ}}}, \quad (66)$$

где $n_{\text{БЛ}}$ – число блоков;

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{757,9}{1} = 757,9 \quad (67)$$

Результаты расчётов двух вариантов сводим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Основные технико-экономические показатели станции

Наименование показателя	Значение показателя	
	До модернизации	После Модернизации С ВЭК НД
Установленная мощность, кВт	800000	800000
Состав основного оборудования	К-800	К-800
Число часов использования установленной мощности, час	7600	7600
Годовая выработка электроэнергии на ГРЭС, кВт ч	5760000000	5760000000
Годовая выработка тепла на ГРЭС, Гкал	1015488	1015488
Годовой отпуск энергии с шин станции, кВт ч	5500800000	5500800000
Годовая выработка электроэнергии на ГРЭС, кВт ч	5760000000	5760000000
Полный расход топлива, кг/сек	124,355	123,493
Экономия топлива в год, кг	-	27184032
Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/сек	111,666	110,907

Продолжение таблицы 3.4

Расход топлива на выработку тепла, кг/сек	12,689	12,586
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч	0,546	0,542
Удельный расход топлива на выработку тепла, кг/ГДж	90,63	89,903
Экономия денежных средств в год, Руб./год	29902435,2	

Выгода от уменьшения расхода топлива в процессе эксплуатации, млн.руб:

$$Pr = (\Delta B_1 - \Delta B_2) \cdot T \cdot C_m \cdot 10^{-6}, \quad (68)$$

где ΔB_1 – увеличение полного расхода топлива до реконструкции, т/ч;

ΔB_2 – увеличение полного расхода топлива после реконструкции, т/ч;

$T = 7600$ – число часов работы оборудования в год с учетом затрат времени на плановый ремонт, ч/год;

$C_T = 1100$ – цена топлива, руб/т.

$$Pr = (124,355 - 123,493) \cdot 7600 \cdot 1100 = 7206320.$$

Таким образом, в процессе эксплуатации котельного агрегата после реконструкции с учетом снижения коэффициента тепловой эффективности получаем выгоду на экономии топлива 67,95 млн. руб/год

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

Для оценки коммерческой эффективности рассчитываются показатели, устанавливающие соотношения финансовых затрат и результатов,

обусловленных реализацией инвестиций инвестиционного проекта: чистый доход, срок окупаемости, рентабельность, внутренняя норма доходности.

Показатели эффективности определяются методом дисконтирования, который позволяет учесть неравноценность одинаковых сумм поступлений и платежей, относящихся к разным периодам времени осуществления проекта.

Первый в системе показателей коммерческой эффективности – чистый доход, который определяется как превышение интегральных результатов над интегральными затратами.

С учетом разграничения общей суммы затрат, стоимостной оценкой результата является, во-первых, прирост прибыли, достигаемый при внедрении тех или иных мероприятий, а также, «амортизационные отчисления», являющиеся не статьей расхода, а наравне с прибылью – внутренним источником финансирования.

В качестве основного подхода к расчету результата от внедрения мероприятий по реконструкции предлагается использовать расчленение полного (интегрального) результата на отдельные составляющие. Так, прирост прибыли предприятия наблюдается как вследствие увеличения выручки от реализации продукции основного производства, так и вследствие экономии текущих затрат по производству продукции.

Оценка планируемых затрат и результатов осуществляется в пределах расчетного периода, включающего продолжительность процесса инвестиций и продолжительность периода отдачи от инвестиций.

3.2.1 Расчет капитальных вложений для внедрения ВЭК НД

Капитальные вложения по проекту реконструкции определяются на основании сметной стоимости конструктивных работ по разделам: стоимость работ, стоимость материалов, стоимость использования машин.

Смета затрат на реконструкцию приведена в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Смета затрат на реконструкцию

Наименование работ и затрат	Единица измерения	Кол – во единиц	Стоимость единицы, руб	Стоимость общая, руб
Работы				
Монтаж трубопроводов		600	4 000	2400000
Монтаж теплообменников		1	21900375	21900375
Гидравлическое опробование	-		330000	330000
Материалы				
ВЭК НД	шт	1	48667500	48667500
Трубопроводы	шт	600	4700	2820000
Итого по смете с учетом стоимости проекта				76117875

3.2.2 Расчет доходов от реализации проекта

При расчете прибыли от реализации проекта будем учитывать прибыль от экономии топлива.

Денежный поток от экономии топлива, млн.руб./год:

$$P_m = (B_{op} - B_{np}) \cdot T \cdot C_m, \quad (112)$$

где B_{op} – полный расход топлива до реконструкции, т/ч;

B_{np} – полный расход топлива после реконструкции, т/ч;

$T = 7600$ – число часов работы оборудования в год с учетом затрат времени на плановый ремонт, ч/год;

$C_T = 1100$ – цена топлива, руб/т.

$\Pi = (124,355 - 123,493) \cdot 7600 \cdot 1100 = 7206320$ руб/год.

Размер амортизационных отчислений, млн.руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a, \quad (113)$$

где K – капитальные вложения, млн.руб.;

$H_a = 6,7\%$ – норма амортизации.

$$U_a = 76,11 \cdot \frac{6,7}{100} = 5,08 \text{ млн.руб./год.}$$

Денежный поток с учетом налога на прибыль, млн.руб./год:

$$\Pi = \Pi_m \cdot 0,8 + U_a, \quad (114)$$

$$\Pi = 72,06 \cdot 0,8 + 5,08 = 62,727 \text{ млн.руб./год.}$$

Далее проводим расчеты показателей экономической эффективности.

Чистый дисконтированный доход, млн.руб:

$$ЧДД = \sum_{n=0}^{10} \frac{\Pi}{(1+E)^n} - K, \quad (115)$$

где $E = 0,1$ – ставка дисконта;

n – порядковый номер года.

Результаты расчета срока окупаемости капитальных вложений в реконструкцию котельного агрегата $\Pi - 67$ и тепловой схемы второго энергоблока Березовской ГРЭС сведены в таблицу 5.3.

Таблица 3.5 – Срок окупаемости капитальных вложений

Показатели	Расчетный период (год)								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Денежный поток от инвестиционной деятельности, млн.руб	-76,1178	24,5773	24,5773	24,5773	24,5773	24,5773	24,5773	24,5773	24,5773
Денежный поток с учетом налога млн/р		19,6618	19,6618	19,6618	19,6618	19,6618	19,6618	19,6618	19,6618
Чистый денежный поток, млн.руб.		24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74
Дисконтированный денежный поток, млн.руб.		17,8744	16,2494	14,7722	13,4293	12,2084	11,0986	10,0896	9,1724
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн.руб.	-76,1178	-58,2434	-41,9939	-27,2217	-13,7923	-1,58389	9,51471	19,6043	28,7767

По результату расчета на 5 – й год эксплуатации все затраты по проекту окупаются доходами. Соответственно данный проект рентабельный.

4 Охрана окружающей среды

Тепловые электрические станции наравне с другими тяжелыми и грязными производствами являются источниками загрязнения окружающей нас среды. Природное топливо в органической части содержит вещества, такие как азот, сера, которые при окислении преобразуются в опасные, для человека и разрушительными для азотного слоя Земли, газы. Кроме опасных соединений, в дымовых газах так же присутствует зола, не уловленная в золоуловителях, и являющаяся радиационным загрязнителем. По этой причине на тепловые станции налагаются крупные штрафы за превышение установленных для каждой территории максимально допустимых выбросов.

4.1 Определение выбросов вредных веществ в атмосферу

Расчет содержания оксидов серы в дымовых газах:

Масса диоксида серы, г/с:

$$M_{SO_2} = 2 \cdot \frac{S^p}{100} \cdot B_p \cdot (1 - \eta_{SO_2}^I) \cdot (1 - \eta_{SO_2}^{II}) \quad (116)$$

где S^p - содержание серы в исходном топливе, %;

B_p - расход топлива на котел, кг/с;

$\eta_{SO_2}^I = 0$ - удержание серы летучей золой в газоходах;

$\eta_{SO_2}^{II} = 0,2$ - доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе;

$$M_{SO_2} = 2 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,2}{100} \cdot 123,493 \cdot (1 - 0) \cdot (1 - 0,2) = 395,178$$

Р асчет содержания твердых частиц в дымовых газах:

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

$$M_{зол} = 10^3 \cdot \alpha_{ун} \frac{A^p + q_4 \cdot \frac{Q_H^p}{327}}{100} \cdot B_p \cdot (1 - \eta_{зy}) \quad (117)$$

где $\eta_{зy} = 0,99$ - степень улавливания частиц;

$\alpha_{ун} = 0,95$ - доля уноса золы с дымовыми газами;

q_4 - потери с механическим недожогом;

$$M_{\text{зол}} = 10^3 \cdot 0,95 \frac{4,3+0,5 \cdot \frac{15,66}{32,7}}{100} \cdot 123,493 \cdot (1 - 0,99) = 5,3$$

Расчет содержания окислов азота в дымовых газах:

$$M_{NOx} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B_p \cdot Q_n^D \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \xi_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \xi_2$$

где $K = 10,725$ - коэффициент, характеризующий выход оксидов на 1 тонну сожженного условного топлива, кг/с ;

$$\beta_1 = 0,178 + 0,45 \cdot 1,9 = 1,033$$

$$\beta_1 = 0,178 + 0,45 \cdot 1,9 = 1,033$$

$\beta_2 = 0,85$ - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$\beta_3 = 1$ - коэффициент, учитывающий температурный уровень в камере горения;

$\xi_1 = 0,75$ - коэффициент, учитывающий способ ввода газов в топку;

$$M_{NOx} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 10,725 \cdot 123,493 \cdot 15,66 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) \cdot 1,033 \cdot (1 - 0,01 \cdot 20) \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,75 = 359,661$$

Суммарные массовые выбросы:

$$M = M_{\text{зол}} + M_{SO_2} + M_{NOx} \cdot \frac{\text{ПДК}_{SO_2}}{\text{ПДК}_{NOx}} \quad (118)$$

$$M = \left(5,3 + 395,178 + 359,661 \cdot \frac{0,5}{0,85}\right) \cdot 4 = 1602$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа обосновывает реконструкцию котельного агрегата П – 67 Березовской ГРЭС – 1 с целью повышения эффективности его работы и понижением температуры уходящих газов.

В проекте были проведены расчеты, которые позволяют сделать техническое и экономическое обоснование проекта реконструкции котельного агрегата П – 67 БГРЭС – 1.

Был выполнен тепловой расчет котельного агрегата до и после реконструкции, который показал преимущество реконструированного варианта по полному расходу топлива.

Экономическая часть проекта содержит расчет капитальных затрат на реконструкцию и срока окупаемости предлагаемого проекта реконструкции по которым становится понятно, что данная реконструкция актуальная для БГРЭС – 1.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

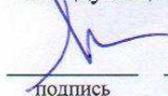
- 1) Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : КрПИ, 1991. – 43 с.
- 2). Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции : учеб. пособие для вузов / В. Я. Рыжкин – М. : Энергоатомиздат, 1967. – 315.
- 3) Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования ФЕРм – 2001 – 06. Теплосиловое оборудование. М.: Госстрой России, 2003. – 94 с.
- 4) Государственные сметные нормативы. Федеральные Единичные расценки на монтаж оборудования. ФЕРм 81-03-ОП-2001 Общие положения. Москва : 2014. – 58 с.
- 5) Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : КрПИ, 1991. – 43 с.
- 6) Производственная инструкция по эксплуатации паровой турбины К-800-240-5*. Введ. 10.01.2010. - Распоряжением Главного инженера филиала «Берёзовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия», 2011. 64с.
- 7) Производственная инструкция по эксплуатации котельного агрегата П-67*. Введ. 9.12.2009. - Распоряжением Главного инженера филиала «Берёзовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия», 2011. 57с.
- 8) Ривкин, С.Л. «Теплофизические свойства воды и водяного пара» / С.Л. Ривкин, А.А. Александров- Москва : Энергоатомиздат, 1984 – 408 с.
- 9) Деринг, И.С «Котельный агрегат» / И.С. Деринг, В.А. Дубровский, Т.И. Охорзина Т.И.- Методические указания – Красноярск : 1997 – 52 с.
- 10) Липов, Ю.М «Компоновка и тепловой расчет парового котла» - учебное пособие для ВУЗов – Ю.М. Липов, Ю.Ф. Самойлов, Т.В. Виленский – Москва : Энергоатомиздат, 1988 – 208 с.
- 11) Рыжкин, В.Я. «Тепловые электрические станции» Я.В. Рыжкин- Москва : Энергоатомиздат, 1987 – 448 с.

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

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой



подпись

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

« 05 »

07

2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект реконструкции БГРЭС-1

тема

Руководитель


подпись, дата

ст. преподаватель
должность, ученая степень

Д.И. Карабарин
инициалы, фамилия

Консультант


подпись, дата

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

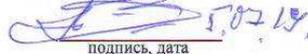
Е.А. Бойко
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Д.А. Коржов
инициалы, фамилия

Тех. контроль


подпись, дата

С.А. Михайленко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

П.В. Шишмарев
инициалы, фамилия

Красноярск 2019

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

1 Я, Кортков Дмитрий Анатольевич

фамилия, имя, отчество полностью

студент (ка) Механического института, группы ФЭ15-02Б
институт/ группа

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

выпускную квалификационную работу бакалавра
указать выпускную квалификационную работу бакалавра, дипломную работу специалиста, дипломный проект специалиста, магистерскую диссертацию
на тему: Проект реконструкции БГРЭС-1

название работы

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

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

« 5 » июля 2019


подпись

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

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« 05 » 2019 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Коржову Дмитрию Анатольевичу
фамилия, имя, отчество студента

Группа ФЭ15-02Б Направление 13.03.01
номер код

Теплоэнергетика и теплотехника
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект реконструкции БГРЭС-1

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

Руководитель ВКР Д.И. Карабарин, ст. преподаватель, кафедра ТЭС
фамилия, инициалы, ученое звание, должность и место работы

Исходные данные для ВКР г.Шарыпово БГРЭС-1 электрическая мощность 1600 МВт, тепловая мощность - 893 Гкал/ч, топливо-бурый уголь

Перечень разделов ВКР вводная часть, экономическая часть, расчетная часть.

Перечень графического материала:
Лист 1. Принципиальная тепловая схема турбины К-800-240;
Лист 2. Чертеж ВЭК низкого давления;
Лист 3. Разрез главного корпуса;
Лист 4. Экономические показатели;

Руководитель ВКР  Д.И. Карабарин
подпись инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению  Д.А. Коржов
подпись инициалы, фамилия

« 17 » 06 2019 г.

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»

Политехнический институт

ОТЗЫВ

руководителя на выпускную квалификационную работу (бакалаврская работа)

бакалавра факультета Энергетики ФЭ 15-02Б группа

Кортова Дмитрий Анатольевич
(Ф.И.О. бакалавра)

1. Выпускная квалификационная работа выполнена в виде бакалаврской работы по заданию кафедры «Тепловые электрические станции».

2. В выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

Защитана термодинамическая схема турбины К-800-240 с учетом
утилизации тепла уходящих газов от котла П-69,
кросс-связи барометрических утилизаций от ВВТ04
ВТН и котла савельева, оценены энергетические балансы от
энергии топлива и электрической мощности

3. Замечания и предложения

Оценить затраты на монтажные работы по установке
ВТН КД более реально, провести анализ рентабельности
утилизации

4. Оценка отл

Руководитель ВКР

Игорь

Подпись

Керадарин Д.Ч

(Ф.И.О.)