

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

« » 2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект реконструкции Железногорской ТЭЦ

тема

Руководитель

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

подпись, дата

С.Р. Янов

инициалы, фамилия

Выпускник

А.С. Попов

инициалы, фамилия

Тех. контроль

профессор, д.т.н.

должность, ученая степень

подпись, дата

С.А. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтроль

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2018

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

« _____ » 2018г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
по форме бакалаврской работы

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект реконструкции Железнодорожной ТЭЦ» содержит 62 страниц текстового документа, 12 использованных источников, 5 листов графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ПАРОВАЯ ТУРБИНА, КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ, ОБЪЕКТ, ИНФОРМАЦИЯ, ОТЧЕТ, ВАРИАНТЫ РЕШЕНИЯ.

Объект реконструкции – Железнодорожная ТЭЦ.

Цели реконструкции:

- повышение эффективности теплоснабжения узла г. Железнодорожска и г. Сосновоборска;
- снижение тарифа на теплоэнергию;

В данной бакалаврской работе представлен проект реконструкции Железнодорожной ТЭЦ. Бакалаврская работа состоит из:

1. Техничко-экономическое обоснование в результате которого было подобрано оптимальное решение проблемы;
2. Тепловой расчет оптимальной схемы теплоснабжения и выбор основного и вспомогательного оборудования;
3. Расчет технико-экономических показателей варианта;
4. Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение..... | 7 |
| 1 Актуальность ВКР..... | 8 |
| 2 Описание объекта..... | 9 |
| 2.1 Описание Железногорской ТЭЦ..... | 9 |
| 2.2 Описание основного оборудования..... | 10 |
| 3 Экономическая часть..... | 11 |
| 3.1 Расчет схемы с помощью добавления паровых котлов..... | 11 |
| 3.2 Расчет схемы с установкой турбин с паровыми котлоагрегатами..... | 13 |
| 3.2.1 Расчет технико-экономических показателей варианта..... | 14 |
| 3.2.2 Расчет финансовых показателей проекта..... | 16 |
| 3.3 Расчет схемы с установкой энергоблока..... | 18 |
| 3.3.1 Расчет технико-экономических показателей..... | 20 |
| 3.3.2 Расчет финансовых показателей проекта..... | 23 |
| 3.4 Выбор оптимального варианта..... | 25 |
| 4 Расчетная часть..... | 27 |
| 4.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту..... | 27 |
| 4.2 Определение давления в регулируемых отборах пара на сетевые подогреватели..... | 29 |
| 4.3 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме..... | 31 |
| 4.4 Определение параметров по элементам схемы..... | 32 |
| 4.5 Расчет установки по подогреву сетевой воды..... | 34 |
| 4.6 Определение предварительного расхода пара на турбину..... | 35 |
| 4.7 Баланс пара и воды..... | 35 |
| 4.8 Расчёт сепараторов непрерывной продувки..... | 36 |
| 4.9 Расчет регенеративной схемы..... | 38 |
| 4.9.1 Расчет ПВД..... | 38 |
| 4.9.2 Расчет деаэратора..... | 40 |
| 4.9.3 Расчет ПНД..... | 41 |
| 4.10 Составление теплового и материального баланса..... | 42 |
| 4.11 Расчет технико-экономических показателей работы станции..... | 42 |
| 4.12 Выбор основного оборудования ТЭЦ..... | 46 |
| 4.12.1 Регенеративные подогреватели..... | 46 |
| 4.12.2 Деаэратор..... | 46 |
| 4.12.3 Сетевые подогреватели..... | 46 |
| 4.12.4 Насосы..... | 47 |
| 4.13 Проектирование топливного хозяйства ТЭЦ..... | 50 |
| 4.13.1 Определение расхода топлива на ТЭЦ..... | 51 |
| 4.13.2 Приемные разгрузочные устройства..... | 51 |
| 4.13.3 Ленточные конвейеры..... | 51 |
| 4.13.4 Дробилки..... | 53 |
| 4.13.5 Топливные склады..... | 53 |
| 4.13.6 Выбор механизмов системы пылеприготовления..... | 54 |
| 4.13.7 Дутьевые вентиляторы и дымососы..... | 54 |

| | |
|----------------------------------------|----|
| 4.14 Золоулавливание..... | 56 |
| 4.15 Золоудаление..... | 56 |
| 4.16 Генеральный план..... | 57 |
| 5 Охрана окружающей среды | 59 |
| Заключение | 65 |
| Список использованных источников | 66 |

ВВЕДЕНИЕ

Главная цель — повышение эффективности теплоснабжения узла и понижение тарифа для Железногорска и Сосновоборска, недопуская в то же время снижения надежности его теплоснабжения, неограничивая его дальнейшего развития. Высокий тариф на тепло в Железногорске сложился из-за того, что в городе есть несколько котельных, работающих на мазуте. Причем ряд их находится в отдельных посёлках, входящих в состав ЗАТО. Они и дают удорожание среднего взвешенного показателя стоимости гигакалории. При этом, что тариф, который в нынешнем году выдает Железногорская ТЭЦ, — 1 400 рублей, средний тариф в ЗАТО — 2355 рублей за 1 Гкал. Не только мазутные котельные являются причиной влияющих на стоимость тарифа тепловой энергии. Необходимо найти решения для снижения тарифа на тепло.

Обсуждение вопроса о создании и функционировании единого теплового узла ЗАТО Железногорска и Сосновоборска депутаты начали во время знакомства с ТЭЦ. Генеральный директор АО «Красноярская региональная энергетическая компания» Николай Зуев подробно, с цифрами рассказал парламентариям о том, что удалось сделать за год. Железногорская ТЭЦ начала эксплуатироваться «КрасЭКо» весной прошлого года, она находится на территории Сосновоборской ТЭЦ. Две эти станции создают единый комплекс, который обеспечивает теплом Железногорск и Сосновоборск. Энергетики работают над снижением издержек производства, находят внутренние резервы для этого.

1 Актуальность ВКР

Одной из проблем на Железнодорожной ТЭЦ является нехватка тепловой мощности для обогрева г. Железнодорожск и г. Сосновоборск. Зимой при температуре ниже 17 градусов выработку тепловой энергии подхватывает котельная, которая работает на мазуте. Мазут очень дорогой, из этого следует что целесообразнее увеличить мощность станции в г. Железнодорожск, чтобы работа ТЭЦ была эффективнее и тем самым закрыть котельную ГХК . Для того чтобы устранить эту проблему руководство КРАСЭКО рассматривает все возможные варианты для повышения тепловой нагрузки на станции.

2 Описание объекта

2.1 Описание Железногорской ТЭЦ

Решение о строительстве Железногорской ТЭЦ было принято в 1996 г. Само строительство ТЭЦ началось только в 2007 г. в рамках заключенного между Россией и США правительственного соглашения о прекращении производства плутония в действующем ядерном реакторе АДЭ-2, также расположенном в Железногорске. Объект являлся последним в мире производителем оружейного плутония и обеспечивал необходимое централизованное теплоснабжение и производство электроэнергии для нужд ЗАТО.

Энергоисточник должен был начать работу в 2010 г., после остановки атомного реактора АДЭ-2 в Железногорске, но сроки сдачи объекта в эксплуатацию постоянно переносились. Из-за этого две зимы город Железногорск и Сосновоборск обеспечивались теплом и горячей водой от мазутной котельной.

На первом этапе заработали котел № 1 и № 2, суммарная мощность составляет порядка 120 Гкал/ч. Мощности двух котлов было недостаточно для обеспечения теплом всего Железногорска, поэтому мазутная котельная, принадлежащая Горно-химическому комбинату, продолжила работу. Лишь после запуска второй очереди тепловой электростанции котельная ГХК была переведена в режим резервного источника теплоснабжения.

В мае 2011 г. в Железногорске завершился первый отопительный сезон в режиме «без реактора». Пуско-наладочные работы проводились весь отопительный сезон 2011—2012 гг. 10 октября 2012 г. Железногорская ТЭЦ была введена в эксплуатацию.

Работы по развитию инфраструктуры, повышающей безопасность эксплуатации Железногорской ТЭЦ, продолжаются в 2014 г. В планах — значительное увеличение мощности ТЭЦ, что позволит закрыть все мазутные котельные в Железногорске и поселках ЗАТО.

28 апреля 2018 года «Железногорская ТЭЦ» официально начала эксплуатироваться «КРАСЭКО». Тепловая станция, находящаяся на территории города Сосновоборска, была построена и принята в эксплуатацию в 2012 году с целью компенсирования остановки ядерных реакторов на Горно-химическом комбинате, которые ранее снабжали жителей Железногорска теплом. В 2015 году Железногорская ТЭЦ и Красноярская ТЭЦ-4 фактически стали единым комплексом, который сейчас находится в собственности АО «КРАСЭКО» по договору аренды. Комплекс станцией обеспечивает теплом города Железногорск и Сосновоборск с помощью установленных четырёх паровых котлов, мощность каждого из которых составляет 95 Гкал/час. Ручной труд на станции сведен к минимуму, практически все процессы автоматизированы, однако внушительный размер комплекса требует наличие значительной штатной численности. Около пятисот работников станции теперь являются сотрудниками «КРАСЭКО».

2.2 Описание основного оборудования

На Железногорской ТЭЦ в данный момент вырабатывают тепловую энергию котлы БКЗ–160–2,4–250 для обеспечения теплом и горячим водоснабжением города Железногорск и Сосновоборск. Общее количество этих котлов составляет 4 штуки.

Таблица 1 – Параметры котла БКЗ–160–2,4–250

| Наименование характеристик | Значения |
|-----------------------------------------|----------|
| Номинальная паропроизводительность, т/ч | 160 |
| Температура острого пара, °С | 250 |
| Давление пара, МПа | 2,4 |
| Тепловая нагрузка, Гкал/ч | 95 |

Основным топливом для котлов является бурый уголь Бородинского разреза. Растопочным топливом являются сжиженный газ и мазут.

Таблица 2 – Характеристика угля

| Бассейн, месторождение | Марка топлива | Рабочая масса топлива, % | | | | | | | Выходлетучих, V^p , % | Теплота сгорания Q_H^p , кДж/кг | Температуры плавления золы, °С | | |
|------------------------|---------------|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-----|-------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|-------|-------|
| | | W^p | A^p | S^p | C^p | H^p | N | O^p | | | t_1 | t_2 | t_3 |
| Ирша-Бородинский | 2Б | 33 | 7,4 | 0,2 | 42,6 | 2,9 | 3 | 13,2 | 47 | 15280 | 1180 | 1210 | 1230 |

3 Экономическая часть

3.1 Расчет схемы с помощью добавления паровых котлов

Данный вариант рассчитан на добавление двух котлов БКЗ–160–2,4–250 к текущим котельным агрегатам.

Общая тепловая нагрузка на четыре имеющихся котла и добавочных двух котлов составит 550 Гкал/ч.

Расход топлива на один котел рассчитывается по формуле, кг/с:

$$B_{\text{тэ}} = \frac{Q}{h}, \quad (1)$$

$$B_{\text{тэ}} = \frac{110200}{2802,43} = 39,32.$$

Расход на 6 котлов БКЗ–160–2,4–250 составит $B_{\text{тэ}} = 235,92$ кг/с.

Значения удельных расходов натурального топлива на отпущенное тепло вычисляется по формуле:

$$b_{\text{тэ}} = 3600 \cdot \frac{B_{\text{тэ}}}{\sum[Q_{Ti} \cdot \eta_{Ti}]}, \quad (2)$$

$$b_{\text{тэ}} = 3600 \cdot \frac{235,92}{550 \cdot 0,98} = 1576.$$

Расход топлива на котлы в год составит, тонн/год:

$$B_{\text{т}} = b_{\text{тэ}} \cdot Q \cdot \frac{\tau_{\text{год}}^{\text{ээ}}}{1000}, \quad (3)$$

где Q –тепловая энергия выделяемая 6 котлами, Гкал/ч.

$$B_{\text{т}} = 1576 \cdot 550 \cdot \frac{5880}{1000} = 5096000.$$

Затраты на выработку энергии определяются по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{топл}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{з.п.}} + I_{\text{т.р.}} + I_{\text{пр}}, \quad (4)$$

где $I_{\text{топл}}$ – топливная составляющая по сумме затрат на выработку электроэнергии и тепла, млн/год:

$$I_{\text{топл.котл.}} = \frac{B_{\text{т}} \cdot C_{\text{т}}}{10^6}, \quad (5)$$

где $C_{\text{т}} = 1250$ – стоимость тонны угля, руб.

$$I_{\text{топл.котл.}} = \frac{5096000 \cdot 1250}{10^6} = 6370.$$

Капитальные затраты на установку двух дополнительных котельных агрегатов рассчитывается по формуле, млрд:

$$K = 9 \cdot Q, \quad (6)$$

где Q —тепловая нагрузка для двух дополнительных котлов, Гкал/ч.

$$K = 9 \cdot 190 = 1710.$$

Так как на Железнодорожной ТЭЦ отсутствует собственная выработка на собственные нужды электроэнергии. То в этом случае предусматривается постройка резервной линии электропередач. Стоимость прокладки новой ЛЭП составит 1 миллиард рублей. Следовательно, капитальные затраты составят 2 миллиарда 710 миллионов рублей.

Затраты на амортизацию, млн. руб.:

$$I_{ам} = K \cdot H_{ам}, \quad (7)$$

где K —капиталовложения для схем с выработкой тепловой и энергии.
 $K = 2710$ млрд.

$$I_{ам} = 2710 \cdot 0,06 = 162,6.$$

Затраты на заработную плату для схем с выработкой тепловой энергией, руб.:

$$I_{з.п.} = n_{шт} \cdot Q \cdot \Phi, \quad (8)$$

где $n_{шт} = 0,25$ —коэффициент штатного персонала, чел/Гкал.

$\Phi = \Phi_{мес} \cdot 12 = 37145 \cdot 12 = 445748$ —годовой фонд заработной платы одного работника.

$$I_{з.п.} = 0,25 \cdot 550 \cdot 445748 = 61290000. \quad (9)$$

Затраты на текущий ремонт:

$$I_{т.р.} = H_{тр} \cdot I_{ам}, \quad (10)$$

$$I_{т.р.} = 0,25 \cdot 162,6 = 40,65.$$

Прочие расходы:

$$I_{пр} = 0,3 \cdot (I_{ам} + \frac{I_{з.п.}}{10^6} + I_{т.р.}), \quad (11)$$

$$I_{пр} = 0,3 \cdot (162,6 + 61,29 + 40,65) = 79,362.$$

$$I_{\Sigma} = 6370 + 162,6 + 61,29 + 40,65 + 79,362 = 6714.$$

В этом варианте капитальные затраты получились равные 4 миллиарда 400 миллионов рублей. Эксплуатационные затраты в год составят 6 миллиардов 714 миллионов рублей.

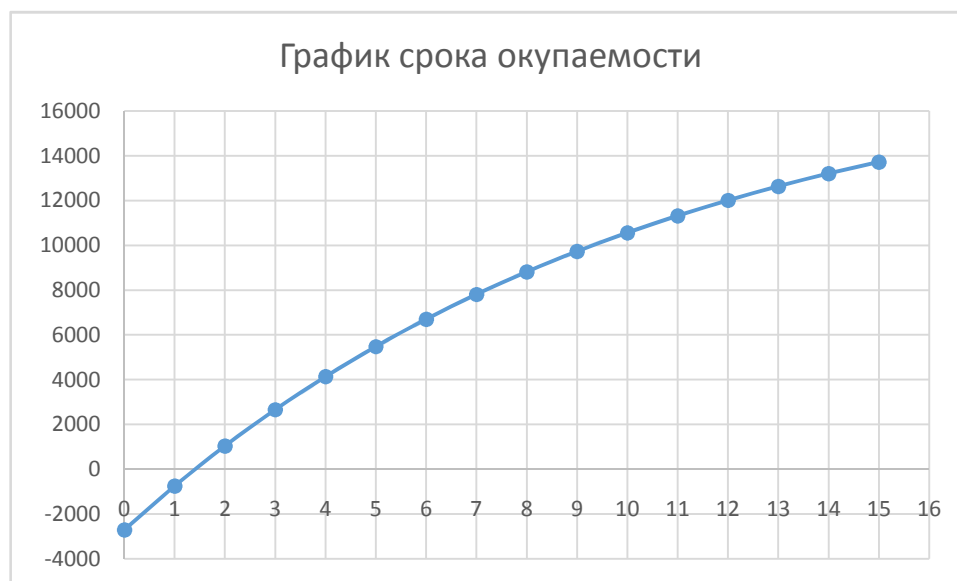


Рисунок 1–График срока окупаемости решения

Из данного графика видно, что этот вариант окупается значительно быстро всего за 1 год и 3 месяца. Но этот вариант является рискованным так как выработки электроэнергии на собственные нужды отсутствуют, из за этого нужно строить резервную линию электропередачи. Но это не самая главная проблема, при какой-либо аварии на ЛЭП станция не получает электроэнергию, вследствие этого может просто сесть на ноль.

3.2 Расчет схемы с установкой турбин с паровыми котлоагрегатами

Данный вариант рассчитан на установку конденсационных турбин в количестве двух штук марки К-10-1,3 и дополнительных котельных агрегатов БКЗ-160-2,4-250 к существующим паровым котлам на Железногорской ТЭЦ.

Схемы с паротурбинными установками могут вырабатывать только электрическую энергию (турбины К). Укрупненный расчет тепловой схемы, конечной целью которого является на данном этапе определение общего расхода топлива, выполняется по следующей методике.

Определяется энтальпия острого пара перед турбиной, кДж/кг:

$$h_0 = f(p_0, t_0). \quad (12)$$

$$h_0 = 2862,193.$$

По параметрам пара перед и за турбиной рассчитывается ее действительный теплоперепад, кДж/кг:

$$H = f(p_0, h_0, p_k, \eta_{oi}), \quad (13)$$

$$H = 2245,7.$$

где p_k – давление в конденсаторе – для расчета схемы с турбиной Р заменяется на давление пара, поступающего на теплофикацию (сетевой подогреватель) p_t , и энтальпия пара за турбиной, кДж/кг:

$$h_k = h_0 - H, \quad (14)$$

$$h_k = 2079,09.$$

Расход острого пара на турбину, кг/с:

$$D_0 = k_{\text{рег}} \cdot \left(\frac{W^{\text{раб}}}{H \cdot \eta_{\text{эм}}} \right), \quad (15)$$

где $k_{\text{рег}}$ – коэффициент регенерации, характеризующий долю пара, расходуемого на регенеративные подогреватели тепловой схемы паротурбинной установки. Определяется из расчета регенеративной схемы конкретной ПТУ и является для нее при номинальных параметрах постоянной величиной. Значение $k_{\text{рег}}$ в зависимости от схемы составляет 1,15- 1,3.

W – электрическая нагрузка, кВт. Для схем с турбинами К и Т используется заданное значение.

$$D_0 = 1,169 \cdot \left(\frac{10000}{783,103 \cdot 0,98} \right) = 15,232. \quad (16)$$

Общий расход натурального топлива, кг/с ($\text{м}^3/\text{с}$)

$$B = \frac{D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}})}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{п.к}}}, \quad (17)$$

где $h_{\text{пв}} = f(p_{\text{пв}}, t_{\text{пв}})$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг. Давление питательной воды $p_{\text{пв}}$ принимается равным $(1,3 - 1,4) \cdot p_0$;

$Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ – теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг;

$\eta_{\text{п.к}}$ – КПД парового котла, если не задано в исходных данных напрямую, рассчитывается методом обратного баланса через потери теплоты.

$$B = \frac{15,232 \cdot (2862,193 - 865,454)}{15280 \cdot 0,913} = 2,18.$$

Затем выполняется распределение расхода на электрическую энергию и определение удельных расходов топлива.

3.2.1 Расчет технико-экономических показателей варианта

Расчет технико-экономических показателей выполняется в соответствии с методикой ОРГРЭС, предусматривающей пропорциональное

распределение полученного для схем с комбинированной выработкой энергии общего расхода топлива B (кг/с или м³/с) на расходы, приходящиеся на выработку электрической и тепловой энергии.

Значения удельного расхода натурального топлива на отпущенную электроэнергию (кг/кВт·ч или м³/кВт·ч) определяется по формуле:

$$b_{\text{э}} = 3,6 \cdot \frac{B_{\text{э}}}{W_{\text{от}}}, \quad (18)$$

где $W_{\text{от}} = W^{\text{раб}} \cdot (1 - \alpha_{\text{сн}}^{\text{ээ}})$ – отпускаемая мощность, МВт;

$$b_{\text{э}} = 3,6 \cdot \frac{2,18}{0,92 \cdot 10} = 0,853.$$

Полученные значения позволяют при расчете финансовых показателей проекта определить затраты на топливо.

Далее произведен расчет для определения расхода топлива на текущие котлы БКЗ-160-2,4-250.

Расход на один котел рассчитывается по формуле, кг/с:

$$B = \frac{Q}{h}, \quad (19)$$

где Q – тепловая энергия выделяемая одним котлом, Гкал/ч (для нахождения расхода нужно из Гкал/ч перевести в кВт/ч);

h – энтальпия перегретого пара на выходе из котла, кДж/кг, равняется 2802,43 кДж/кг.

$$B = \frac{110200}{2802,43} = 39,32.$$

Так как на Железногорской ТЭЦ в настоящее время используются 4 одинаковых котла и к ним добавляется еще два котла такой же марки, то их общий расход составит $B = 235,92$ кг/с.

Значения удельных расходов натурального топлива на отпущенное тепло вычисляется по формуле:

$$b_{\text{тэ}} = 3600 \cdot \frac{B_{\text{тэ}}}{\sum [Q_{Ti} \cdot \eta_{Ti}]}, \quad (20)$$

$$b_{\text{тэ}} = 3600 \cdot \frac{235,92}{550 \cdot 0,98} = 1576.$$

Расход топлива на котлы в год составит, тонн/год:

$$B_{\text{ткотл}} = b_{\text{тэ}} \cdot Q \cdot \frac{\tau_{\text{год}}^{\text{ээ}}}{1000}, \quad (21)$$

где Q – тепловая энергия выделяемая 4 котлами, Гкал/ч.

$$B_{\text{котл}} = 1576 \cdot 550 \cdot \frac{5880}{1000} = 5096000.$$

Топливная составляющая по сумме затрат на выработку тепла котлов рассчитывается по формуле, млн/год:

$$I_{\text{топл.котл.}} = \frac{B_{\text{т}} \cdot C_{\text{т}}}{10^6}, \quad (22)$$

где $C_{\text{т}} = 1250$ – стоимость тонны угля, руб.

$$I_{\text{топл.котл.}} = \frac{5096000 \cdot 1250}{10^6} = 6370.$$

3.2.2 Расчет финансовых показателей проекта

Объектом калькуляции себестоимости на ТЭС является 1 кВт·ч отпущенной электрической энергии и 1 Гкал(ГДж) тепловой энергии, отпущенной потребителям.

В настоящее время применяется так называемый физический метод распределения затрат.

В соответствии с физическим методом затраты основных цехов ТЭС распределяются между электроэнергией и теплотой в зависимости от степени участия того или иного цеха в производстве электрической и тепловой энергии. Расчеты по калькулированию себестоимости на ТЭС с цеховой структурой управления выполняются в следующей последовательности:

Определяют абсолютные значения статей калькуляции на производство энергии в целом по ТЭС.

Затраты на выработку энергии определяются по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{топл}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{з.п.}} + I_{\text{т.р.}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{топл.котл.}} \quad (23)$$

где $I_{\text{топл}}$ – топливная составляющая по сумме затрат на выработку электроэнергии и тепла, млн/год:

$$I_{\text{топл}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} \cdot C_{\text{э}}, \quad (24)$$

где $B_{\text{э}}^{\text{год}} = b_{\text{э}} \cdot Q^{\text{раб}} \cdot \frac{\tau_{\text{год}}^{\text{э}}}{1000} = 46,922$, – годовые затраты на выработку электроэнергии, т н.т.(тысм³);

$C_{\text{э}}$ и $C_{\text{т}}$ – цены соответственно топлива, используемого для выработки электроэнергии и тепла. В случае комбинированной выработки значения одинаковы, при отдельной выработке возможно использование разных с разной ценой.

$$I_{\text{топл}} = 46,922 \cdot 1250 \cdot 2 = 117300.$$

Затраты на амортизацию, млн. руб.:

$$I_{\text{ам}} = K_{\text{эз}} \cdot H_{\text{ам}}, \quad (25)$$

где $K_{\text{эз}}$ – капиталовложения для схем с выработкой электрической энергией. $K_{\text{эз}} = 40 \text{ млн. руб} \cdot W_{\text{отп}} = 40 \cdot 20 = 800 \text{ млн. руб.}$

$$I_{\text{ам}} = 800 \cdot 0,06 = 48.$$

Затраты на заработную плату для схем с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла, руб.:

$$I_{\text{з.п.}} = n_{\text{шт}} \cdot W^{\text{уст}} \cdot \Phi, \quad (26)$$

где $n_{\text{шт}} = 0,25$ – коэффициент штатного персонала, чел/МВт.

$\Phi = \Phi_{\text{мес}} \cdot 12 = 37145 \cdot 12 = 445748$ – годовой фонд заработной платы одного работника.

$$I_{\text{з.п.}} = 0,25 \cdot 20 \cdot 445748 = 2229000.$$

Затраты на текущий ремонт:

$$I_{\text{т.р.}} = H_{\text{тр}} \cdot I_{\text{ам}}, \quad (27)$$

$$I_{\text{т.р.}} = 0,25 \cdot 48 = 12.$$

Прочие расходы:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ам}} + \frac{I_{\text{з.п.}}}{10^6} + I_{\text{т.р.}}), \quad (28)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (48 + 2,229 + 12) = 18,669.$$

$$I_{\Sigma} = 0,117 + 48 + 2,229 + 12 + 18,669 + 6370 = 6451.$$

Данный вариант рассчитан на то, что конденсационные турбины будут вырабатывать электрическую энергию на собственные нужды станции. Просчитав этот вариант капитальные затраты составляют 2 миллиарда 510 миллионов рублей, а эксплуатационные затраты равны 6 миллиардов 451 миллион рублей.

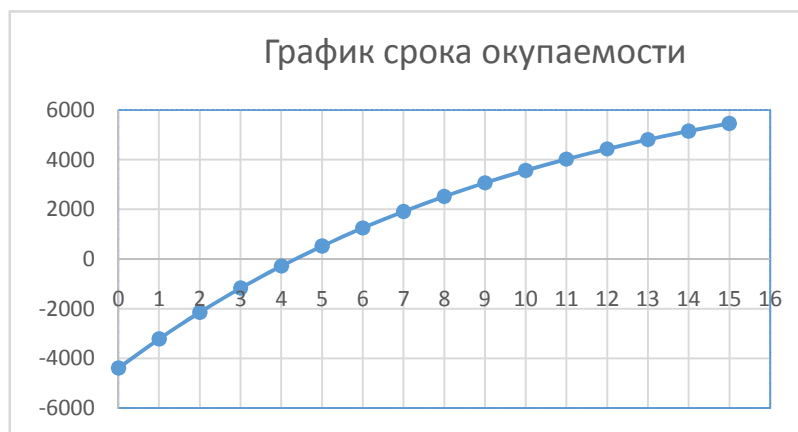


Рисунок 2 – График срока окупаемости решения

Из данного графика видно, что этот вариант окупается за 4 года и 3 месяца.

3.3 Расчет схемы с установкой энергоблока

Данный вариант предусматривает установку нового блока к существующим паровым котлам БКЗ-160-2,4-250 на Железнодорожной ТЭЦ. Предварительно выбрано основное оборудование состоящее из теплофикационной турбины марки Т-110-130 и котельного агрегата БКЗ-500-140 для повышения тепловой эффективности станции.

Схемы с паротурбинными установками могут вырабатывать либо только электрическую (турбины К), либо электрическую и тепловую энергию (турбины Т и Р). Укрупненный расчет тепловой схемы, конечной целью которого является на данном этапе определение общего расхода топлива, выполняется по следующей методике.

Определяется энтальпия острого пара перед турбиной, кДж/кг:

$$h_0 = f(p_0, t_0), \quad (29)$$

$$h_0 = 3487,013.$$

По параметрам пара перед и за турбиной рассчитывается ее действительный теплоперепад, кДж/кг:

$$H = f(p_0, h_0, p_k, \eta_{oi}), \quad (30)$$

$$H = 2245,7.$$

где p_k – давление в конденсаторе – для расчета схемы с турбиной Р заменяется на давление пара, поступающего на теплофикацию (сетевой подогреватель) p_t , и энтальпия пара за турбиной, кДж/кг:

$$h_k = h_0 - H, \quad (31)$$

$$h_k = 2245,7.$$

Для турбин Т и Р находятся параметры теплофикационного отбора:
 Действительный теплоперепад (от входа пара в турбину до теплофикационного отбора), кДж/кг:

$$H_T = f(p_0, h_0, p_T, \eta_{oi}), \quad (32)$$

Энтальпия пара в теплофикационном отборе, кДж/кг

$$h_T = h_0 - H_{отб}, \quad (33)$$

$$h_T = 3487,013 - 771,633 = 2715,38.$$

Коэффициент недовыработки энергии паром теплофикационного отбора

$$y_T = \frac{h_T - h_k}{h_0 - h_k}, \quad (34)$$

$$y_T = \frac{2715,38 - 2245,7}{3487,013 - 2245,7} = 0,378.$$

Энтальпия дренажа пара теплофикационного отбора, кДж/кг, определяемая исходя из наличия естественной зоны охлаждения дренажа в сетевом подогревателе через температуру обратной сетевой воды, поступающей в подогреватель

$$h_{д.т.} = (t_{oc} + (6 \div 10)^\circ) \cdot c_v; \quad (35)$$

Расход пара на теплофикационный отбор, кг/с

$$D_T = \frac{Q_T^{турб} \cdot 1164}{(h_T - h_{д.т.}) \cdot \eta_{та}}, \quad (36)$$

где $Q_T^{турб} = Q_T^{раб} \cdot \alpha_T$ - тепловая нагрузка отбора турбины, Гкал/ч;
 $\eta_{та}$ - КПД сетевого подогревателя.

$$D_T = \frac{175 \cdot 1164}{(2715,38 - 326,82) \cdot 0,98} = 87,022.$$

Расход острого пара на турбину, кг/с:

$$D_0 = k_{рег} \cdot \left(\frac{W^{раб}}{H \cdot \eta_{эм}} + y_T \cdot D_T \right), \quad (37)$$

где $k_{\text{рег}}$ – коэффициент регенерации, характеризующий долю пара, расходуемого на регенеративные подогреватели тепловой схемы паротурбинной установки. Определяется из расчета регенеративной схемы конкретной ПТУ и является для нее при номинальных параметрах постоянной величиной. Значение $k_{\text{рег}}$ в зависимости от схемы составляет 1,15–1,3.

W – электрическая нагрузка, кВт. Для схем с турбинами К и Т используется заданное значение, для турбин типа Р, в связи с жесткой связью выработки электрической и тепловой энергии, значение W предварительно уточняется по расходу пара, требуемому для обеспечения тепловой нагрузки:

$$W = D_T \cdot H_T \cdot \eta_{\text{ЭМ}}; \quad (38)$$

$$D_0 = 1,169 \cdot \left(\frac{110000}{1241 \cdot 0,98} + 0,378 \cdot 87,022 \right) = 144,197$$

Общий расход натурального топлива, кг/с ($\text{м}^3/\text{с}$)

$$B = \frac{D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{ПВ}})}{Q_{\text{Н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{П.К.}}}, \quad (39)$$

где $h_{\text{ПВ}} = f(p_{\text{ПВ}}, t_{\text{ПВ}})$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг. Давление питательной воды $p_{\text{ПВ}}$ принимается равным $(1,3 - 1,4) \cdot p_0$;

$Q_{\text{Н}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг;

$\eta_{\text{П.К.}}$ – КПД парового котла, если не задано в исходных данных напрямую, рассчитывается методом обратного баланса через потери теплоты.

$$B = \frac{144,197 \cdot (3487,013 - 1521,455)}{15280 \cdot 0,913} = 20,317.$$

Затем выполняется распределение расхода на электрическую и тепловую энергии и определение удельных расходов топлива.

3.3.1 Расчет технико-экономических показателей

Расчет технико-экономических показателей выполняется в соответствии с методикой ОРГРЭС, предусматривающей пропорциональное распределение полученного для схем с комбинированной выработкой энергии общего расхода топлива B (кг/с или $\text{м}^3/\text{с}$) на расходы, приходящиеся на выработку электрической и тепловой энергии.

В соответствии с этой методикой расход топлива на отпущенную электроэнергию вычисляется по формуле, кг/с ($\text{м}^3/\text{с}$):

$$B_{\text{Э}} = K_{\text{Э}} \cdot B \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W - W_{\text{Э.СН.}}}, \quad (40)$$

где $W, W_{\text{отп}}$ и $W_{\text{э.сн.}}$ – соответственно мощности вырабатываемая, отпускаемая и истраченная на собственные нужды, МВт. В данном расчетном задании принять значение дроби $\frac{W_{\text{отп}}}{W - W_{\text{э.сн.}}}$ равным 1.

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{э}} + Q_{\text{т.сн}} + \Delta Q_{\text{э}}}{Q_{\text{э}} + Q_{\text{т.сн}} + \Delta Q_{\text{э}} + \sum Q_{Ti}}, \quad (41)$$

где $Q_{\text{э}}$ – расход тепла острого пара на производство электроэнергии

$$Q_{\text{э}} = Q_0 - \sum Q_{Ti}, \quad (42)$$

где $Q_0 = B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{п.к.}} \cdot \frac{3600}{4,19 \cdot 10^6} = 242,72$ – затраченное количество теплоты, Гкал/ч;

$\sum Q_{Ti}$ – суммарное тепло, отбираемое из отборов турбины на нужды теплового потребителя, Гкал/ч. В данном расчетном задании принять равным $Q_{\text{т}}^{\text{турб}}$;

$$Q_{\text{э}} = 242,72 - 175 = 67,718.$$

$Q_{\text{т.сн}}$ – расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов, Гкал/ч

$$Q_{\text{т.сн}} = \sum Q_{Ti} \cdot \alpha_{\text{сн}}^{\text{тэ}}; \quad (43)$$

$$Q_{\text{т.сн}} = 175 \cdot 0,05 = 8,75.$$

$\Delta Q_{\text{э}}$ – дополнительный расход тепла, связанный с производством электроэнергии, учитывающий энергетическую ценность пара, отпущенного из отборов, Гкал/ч:

$$\Delta Q_{\text{э}} = \sum [Q_{Ti} \cdot (1 - \xi_i)], \quad (44)$$

где ξ – коэффициент ценности потоков пара, который определяется по формуле:

$$\xi = \frac{h_i - h_{\text{к}}}{h_0 - h_{\text{к}}} \cdot \left(1 + k \cdot \frac{h_0 - h_i}{h_0 - h_{\text{к}}} \right), \quad (45)$$

где h_0, h_i и $h_{\text{к}}$ – энтальпии соответственно острого пара, пара в месте отбора и в конденсаторе. При наличии в схемах ПТУ/ПГУ промежуточного перегрева пара необходимо учитывать при определении коэффициента ценности прирост энтальпии в промежуточном пароперегревателе;

k – коэффициент, учитывающий регенеративный подогрев питательной воды, имеет значения 0,25; 0,30; 0,40; 0,42 для турбин имеющих давление острого пара соответственно 35, 90, 130, 240 кгс/см².

$$\xi = \frac{2715,38 - 2245,7}{3487,013 - 2245,7} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3487,013 - 2715,38}{3487,013 - 2245,7} \right) = 0,472.$$

$$\Delta Q_3 = 175 \cdot (1 - 0,472) = 92,32.$$

Расход топлива на производство тепла определяется как разность:

$$B_{ТЭ} = B - B_3, \quad (46)$$

$$B_{ТЭ} = 20,317 - 9,975 = 10,342.$$

Значения удельных расходов натурального топлива на отпущенную электроэнергию (кг/кВт·ч или м³/кВт·ч) и тепло (кг/Гкал или м³/Гкал) определяется по формулам:

$$b_3 = 3,6 \cdot \frac{B_3}{W_{от}}, \quad (47)$$

где $W_{от} = W^{раб} \cdot (1 - \alpha_{сн}^{ээ})$ – отпущаемая мощность, МВт;

$$b_3 = 3,6 \cdot \frac{9,975}{0,92 \cdot 110} = 0,355.$$

$$b_{ТЭ} = 3600 \cdot \frac{B_{ТЭ}}{\sum [Q_{Ti} \cdot \eta_{Ti}]}, \quad (48)$$

где η_{Ti} – КПД турбоустановки по отпуску тепловой энергии. Принять в расчетах равным КПД сетевого подогревателя.

$$b_{ТЭ} = 3600 \cdot \frac{10,342}{175 \cdot 0,98} = 217,087.$$

Полученные значения позволяют при расчете финансовых показателей проекта определить затраты на топливо.

Далее произведен расчет для определения расхода топлива на текущие котлы БКЗ-160-2,4-250.

Расход на один котел рассчитан по формуле 19 $B=39,32$ кг/с:

Так как на Железнодорожной ТЭЦ в настоящее время используются 4 одинаковых котла, то их общий расход составит $B = 157,38$ кг/с.

Значения удельных расходов натурального топлива на отпущенное тепло вычисляется по формуле:

$$b_{ТЭ} = 3600 \cdot \frac{B_{ТЭ}}{\sum [Q_{Ti} \cdot \eta_{Ti}]}, \quad (49)$$

$$b_{ТЭ} = 3600 \cdot \frac{157,38}{380 \cdot 0,98} = 1520.$$

Расход топлива на котлы в год составит, тонн/год:

$$B_{ТКОТЛ} = b_{ТЭ} \cdot Q \cdot \frac{\tau_{год}^{ээ}}{1000}, \quad (50)$$

где Q –тепловая энергия выделяемая 4 котлами, Гкал/ч.

$$B_{\text{котл}} = 1520 \cdot 380 \cdot \frac{5880}{1000} = 3397000.$$

Топливая составляющая по суммезатрат на выработку тепла котлов рассчитывается по формуле, млн/год:

$$I_{\text{топл.котл.}} = \frac{B_{\text{т}} \cdot C_{\text{т}}}{10^6}, \quad (51)$$

где $C_{\text{т}} = 1250$ – стоимость тонны угля, руб.

$$I_{\text{топл.котл.}} = \frac{3397000 \cdot 1250}{10^6} = 4247.$$

3.3.2 Расчет финансовых показателей проекта

Объектом калькуляции себестоимости на ТЭС является 1 кВт·ч отпущенной электрической энергии и 1 Гкал(ГДж) тепловой энергии, отпущенной потребителям.

В настоящее время применяется так называемый физический метод распределения затрат.

В соответствии с физическим методом затраты основных цехов ТЭС распределяются между электроэнергией и теплотой в зависимости от степени участия того или иного цеха в производстве электрической и тепловой энергии. Расчеты по калькулированию себестоимости на ТЭС с цеховой структурой управления выполняются в следующей последовательности:

Определяют абсолютные значения статей калькуляции на производство энергии в целом по ТЭС.

Затраты на выработку энергии определяются по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{топл}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{з.п.}} + I_{\text{т.р.}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{топл.котл.}} \quad (52)$$

где $I_{\text{топл}}$ – топливная составляющая по сумме затрат на выработку электроэнергии и тепла, млн/год:

$$I_{\text{топл}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} \cdot C_{\text{э}} + B_{\text{т}}^{\text{год}} \cdot C_{\text{т}}, \quad (53)$$

Где $B_{\text{э}}^{\text{год}} = b_{\text{э}} \cdot Q^{\text{раб}} \cdot \frac{\tau_{\text{год}}^{\text{ээ}}}{1000} = 214,673$,– годовые затраты на выработку электроэнергии, т н.т.(тысм³);

$B_{\text{т}}^{\text{год}} = b_{\text{тэ}} \cdot Q^{\text{раб}} \cdot \frac{\tau_{\text{год}}^{\text{тэ}}}{1000} = 223400$,– годовые затраты на выработку тепловой энергии нового блока и прежних котлов, т н.т.(тысм³);

$C_{\text{э}}$ и $C_{\text{т}}$ –цены соответственно топлива, используемого для выработки электроэнергии и тепла. В случаекомбинированной выработки значения одинаковы, при отдельной выработке возможно использование разных с разной ценой.

$$I_{\text{топл}} = \frac{214,63 \cdot 1250 + 3621000 \cdot 1250}{10^6} = 279,5.$$

Затраты на амортизацию, млн. руб.:

$$I_{\text{ам}} = (K_{\text{ээ}} + K_{\text{тэ}}) \cdot H_{\text{ам}}, \quad (54)$$

где $K_{\text{ээ}} + K_{\text{тэ}}$ – капиталовложения для схем с выработкой тепловой и электрической энергией. $K_{\text{ээ}} + K_{\text{тэ}} = 40$ млн. руб. $W_{\text{отп}} = 40 \cdot 110 = 4400$ млрд. руб.

$$I_{\text{ам}} = 4400 \cdot 0,06 = 264.$$

Затраты на заработную плату для схем с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла, руб.:

$$I_{\text{з.п.}} = n_{\text{шт}} \cdot W^{\text{уст}} \cdot \Phi, \quad (55)$$

где $n_{\text{шт}} = 0,25$ – коэффициент штатного персонала, чел/МВт.

$\Phi = \Phi_{\text{мес}} \cdot 12 = 37145 \cdot 12 = 445748$ – годовой фонд заработной платы одного работника.

$$I_{\text{з.п.}} = 0,25 \cdot 110 \cdot 445748 = 12260000.$$

Затраты на текущий ремонт:

$$I_{\text{т.р.}} = H_{\text{тр}} \cdot I_{\text{ам}}, \quad (56)$$

$$I_{\text{т.р.}} = 0,25 \cdot 264 = 66.$$

Прочие расходы:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ам}} + \frac{I_{\text{з.п.}}}{10^6} + I_{\text{т.р.}}), \quad (57)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (264 + 12,258 + 66) = 102,677.$$

$$I_{\Sigma} = 279,5 + 264 + 12,258 + 66 + 102,677 + 4247 = 4971.$$

Этот вариант рассчитан на то что из выдаваемых 110 МВт 20 МВт идет на собственные нужды, а 90 МВт продавать в общую энергосистему. 1 МВт в среднем стоит 750 рублей в час, следовательно, в год станция может получать прибыль от этого в размере 591,3 млн. руб. С учетом этой прибыли Эксплуатационные затраты станут 4 миллиарда 380 млн. руб.



Рисунок 3 – График срока окупаемости решения

3.4 Выбор оптимального варианта

Таблица 3 – Сводная таблица трех вариантов решения проблемы

| Варианты решения | Капитальные затраты, млрд. руб. | Эксплуатационные затраты, млрд. руб. | Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал · ч | Срок окупаемости варианта, лет |
|---------------------------------------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------|
| 1) Добавление 2 котла БКЗ-160-2,4-250 и строительство резервной ЛЭП | 2,71 | 6,714 | 1590,566 | 1,42 |
| 2) Установка турбин К-10-1,3 и добавление котлов БКЗ-160-2,4-250 | 2,51 | 6,451 | 2431,87 | 4,4 |
| 3) Строительство блока: Т-110-130 и БКЗ-500-340 | 4,4 | 4,971 С учетом продажи электроэнергии в общую сеть энергосистемы 4,380 | 1840,5 | 5,8 |

Из данной таблицы видно, что по сроку окупаемости лучший вариант номер 1, но он рискованный потому что для этого варианта нужна резервная линия электропередачи, которая стоит 1 млрд. рублей.

Второй вариант не является оптимальным лишь потому, что стоимость тарифа слишком большая и эксплуатация данного варианта повлечет за собой негодование от граждан, которые отапливаются ЖТЭЦ.

Третий вариант является оптимальным так как капитальные и эксплуатационные затраты меньше чем у других двух вариантов. Тариф на

тепловую энергию является средним и не сильно большим по сравнению в настоящее время. Хотя и большой срок окупаемости, зато блок вырабатывает тепловую и электрическую энергию, которая нужна на нужды самой станции.

4 Расчетная часть

Таблица 4 – Исходные данные

| Наименование характеристик | Значения |
|------------------------------------------------------|-----------------------------|
| Электрическая мощность | $W_э = 110$ МВт |
| Максимальная теплофикационная нагрузка | $Q_{от}^{max} = 407$ МВт |
| Максимальная теплофикационная нагрузка турбоагрегата | $Q_{от}^{турб} = 203,5$ МВт |
| Топливо | Ирша-Бородинский уголь |

4.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту

Для покрытия данной нагрузки выбираем турбину Т-110-130. Принципиальная тепловая схема с турбиной Т-110-130 представлена на рисунке 4. Как видно из тепловой схемы отпуск тепла осуществляется следующим образом: пар из двух теплофикационных регулируемых отборов подаётся на две сетевые подогревательные установки, включённые последовательно. Горячая вода на отопление подогревается в двух сетевых подогревателях и пиковом водогрейном котле.

Система регенерации состоит из трёх подогревателей низкого давления, деаэрата и трёх подогревателей высокого давления. Слив дренажа из подогревателей высокого давления – каскадный (без использования дренажных насосов) в предвключённый деаэратор.

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

Пар с уплотнений поступает в сальниковый подогреватель (ОУ-1 и ОУ-2), а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара (ОЭ), что способствует дополнительному подогреву основного конденсата.

По заводским данным для турбины Т-110-130 [1]:

Электрическая мощность $W_э = 110$ МВт;

Начальные параметры пара:

Давление $P_0 = 127,5$ бар;

Температура $t_0 = 555$ °С;

Давление в отборах:

$P_{отб1} = 33,2$ бар;

$P_{отб2} = 22,8$ бар;

$P_{отб3} = 12,2$ бар;

$P_{отб4} = 5,7$ бар;

$$P_{отб5} = 2,94 \text{ бар};$$

$$P_{отб6} = 0,98 \text{ бар};$$

$$P_{отб7} = 0,37 \text{ бар};$$

Давление в конденсаторе турбины $P_k = 0,035 \text{ бар};$

Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 83\%;$$

$$\eta_{oi}^{ЦСД} = 85,2\%;$$

$$\eta_{oi}^{ЦНД} = 80\%$$

КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{др}^{ЦВД} = 94,9\%;$$

$$\eta_{др}^{ЦСД} = 95\%;$$

$$\eta_{др}^{ЦНД} = 97\%$$

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

КПД транспорта $\eta_{тр} = 0,98.$

Температурный график сети для г. Железногорска принимаем 150/70.

Расход продувочной воды $\alpha_{прод} = 1,5\% \text{ от } D_{пт};$

Расход пара на собственные нужды машинного отделения $\alpha_{сн}^{мз} = 1,2\%$
от D_T ;

Расход пара на собственные котельного цеха $\alpha_{сн}^{кц} = 1,25\% \text{ от } D_T;$

Внутростанционные потери конденсата $\alpha_{ут} = 2\% \text{ от } D_T;$

Потеря давления пара в трубопроводах до регенеративных подогревателей – 5%

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

Температура воды, сливаемой из подогревателя химочищенной воды в техническую канализацию $t_{сл} = 60 \text{ }^\circ\text{C};$

Нагрев воды в сальниковых и эжекторном подогревателях $\Delta t_{оэ} + \Delta t_{оу} = 12 \text{ }^\circ\text{C};$

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

Недогрев воды в ПВД $\theta_{пвд} = 2 \text{ }^\circ\text{C}.$

Недогрев воды в ПНД $\theta_{пнд} = 4 \text{ }^\circ\text{C}.$

Недогрев воды в СП $\theta_{сп} = 4 \text{ }^\circ\text{C}.$

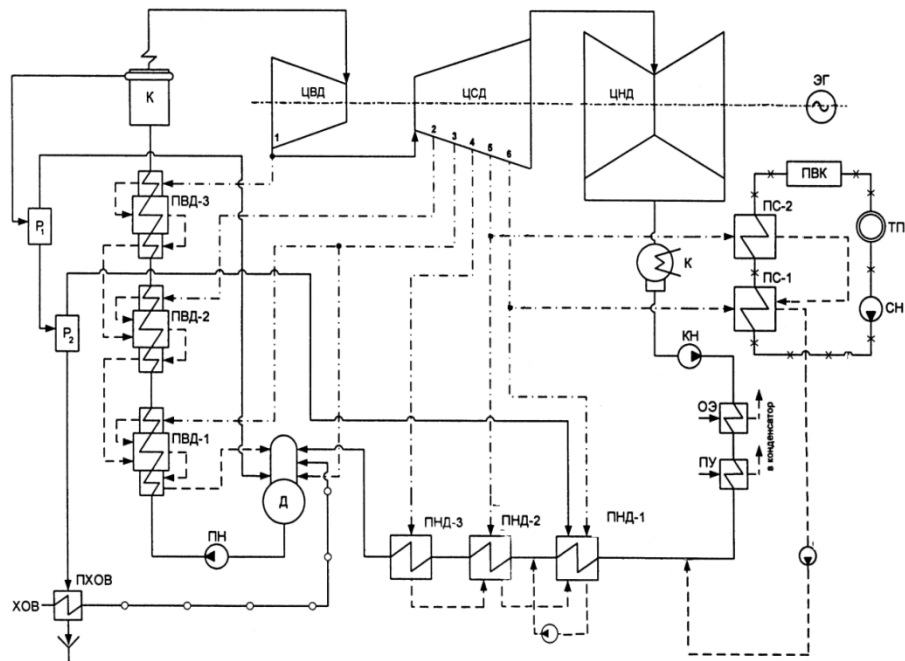


Рисунок 4 – Принципиальная тепловая схема турбины Т-110-130

4.2 Определение давления в регулируемых отборах пара на сетевые подогреватели

Максимальная тепловая нагрузка на одну турбину, МВт:

$$Q_{от}^{max} = 407 \quad (58)$$

Тепловая нагрузка, покрываемая отборами одной турбины, МВт:

$$Q_{отб}^{турб} = 2035 \quad (59)$$

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{max}}{c \cdot \Delta t} = \frac{407000}{4,186 (150 - 70)} = 1215 \quad (60)$$

где c – теплоемкость воды, кДж/кг;
 Δt – разница температур подающей и обратной сетевой воды, °С.
 Тепловая нагрузка пиковых водогрейных котлов, МВт:

$$Q_{пвк} = Q_{от}^{max} - Q_{отб}^{турб} = 407 - 2035 = 2035 \quad (61)$$

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = \frac{Q_{от}^{турб}}{Q_{от}^{max}} = \frac{203,5}{407} = 0,5 \quad (62)$$

Температура сетевой воды за верхним сетевым подогревателем (ВС), °С:

$$t_{BC} = t_{oc} + \frac{Q_{отб}^{турб}}{G_{св} \cdot C_s} = 70 + \frac{203500}{1215 \cdot 4,186} = 110 \quad (63)$$

где t_{oc} – энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг.

Температура конденсата пара из ВС с учетом недогрева, °С:

$$t_{НС}^H = t_{св} + v_{св} = 110 + 4 = 114 \quad (64)$$

Находим давление в ВС, бар:

$$P'_{BC} = 1,637$$

С учетом потери давления пара в трубопроводах, давление в теплофикационном отборе, бар:

$$P_{BC} = \frac{P'_{BC}}{0,95} = \frac{1,637}{0,95} = 1,723 \quad (65)$$

Приняв равномерный нагрев сетевой воды в сетевых подогревателях, определим величину нагрева в каждом из них, °С:

$$\Delta t = \frac{(t_{BC} - t_{oc})}{2} = \frac{110 - 70}{2} = 20 \quad (66)$$

Температура сетевой воды за нижним сетевым подогревателем НС, °С:

$$t_{нс} = t_{oc} + \Delta t = 70 + 20 = 90 \quad (67)$$

Температура конденсата пара из НС с учетом недогрева, °С:

$$t_{НС}^H = t_{нс} + v_{нс} = 90 + 5 = 95 \quad (68)$$

По [2] находим давление в НС, бар:

$$P'_{НС} = 0,84$$

С учетом потери давления пара в трубопроводах, давление в теплофикационном отборе, бар:

$$P_{НС} = \frac{P'_{НС}}{0,95} = \frac{0,84}{0,95} = 0,88 \quad (69)$$

Энтальпия сетевой воды за нижним сетевым подогревателем (НС),
кДж/кг:

4.3 Построение процесса расширения пара на *i-s* диаграмме

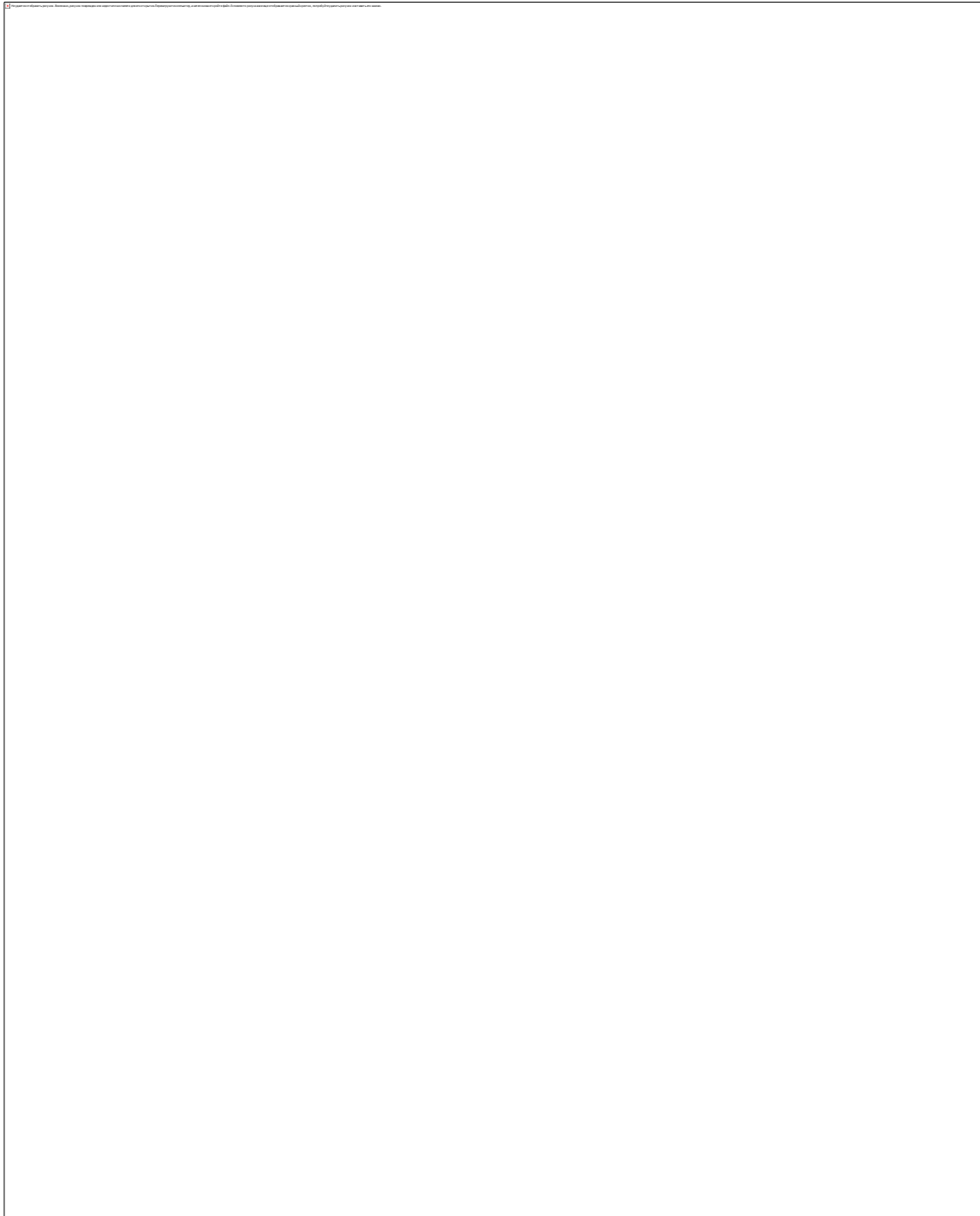


Рисунок 5 – Процесс расширения пара

4.4 Определение параметров по элементам схемы

Определение параметров по элементам схемы покажем на примере подогревателя высокого давления ПВД-1.

Давление пара в отборе турбины $P_{отб1}=33,2$ бар.

С учетом потерь давление по тракту от турбины до подогревателя в ПВД-1 составляет:

$$P_{ПВД-1}=33,2 \cdot 0,95=31,54 \text{ бар} \quad (70)$$

Температура конденсата греющего пара по [2]:

$$t_{нсд-1}^H = 236,651 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Энтальпия конденсата греющего пара по [2]:

$$\bar{t}_{ПВД1}=1021,587 \text{ кДж/кг}$$

Температура питательной воды за подогревателем с учетом недогрева:

$$t_{нсд-1}^{не} = t_{нсд-1}^H - v_{нсд} = 236,651 - 2 = 234,651 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (71)$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем:

$$t_{нсд-1}^{-не} = 982,25 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия греющего пара (по i-s диаграмме):

$$i_{отб1}=3156,95 \text{ кДж/кг}$$

Использованный теплоперепад:

$$H_{ПВД-1}=i_0 - i_{отб1}=3487,013 - 3156,95=330,063 \text{ кДж/кг.} \quad (72)$$

Аналогичным образом рассчитываются параметры по другим элементам схемы. Результаты сводятся в таблицу 5.

Таблица 5 – Параметры пара и воды по элементам схемы.

| Наименование величины | Давление отборного пара, бар | Энтальпия пара, кДж/кг | Давление пара у подогревателя, бар | Температура конденсата греющего пара, °С | Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг | Температура воды за подогревателем, °С | Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг | Использованный теплоперепад, кДж/кг |
|-----------------------|------------------------------|------------------------|------------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------------|-------------------------------------|
| ПВД-1 | 33,2 | 3156,95 | 31,54 | 236,651 | 1021,587 | 234,651 | 982,25 | 330,063 |
| ПВД-2 | 22,8 | 3082,31 | 21,66 | 216,45 | 927,284 | 214,45 | 897,69 | 404,703 |
| ПВД-3 | 12,2 | 2952,56 | 11,59 | 186,4 | 791,54 | 184,4 | 771,898 | 534,453 |
| Деаэратор | 12,2 | 2952,56 | 7 | 164,95 | 697,14 | 164,95 | 697,14 | 534,453 |
| ПНД-5 | 2,94 | 2715,38 | 2,793 | 131,104 | 551,102 | 127,104 | 532,07 | 771,63 |
| ПНД-6 | 0,98 | 2562,44 | 0,931 | 97,619 | 409,06 | 93,619 | 391,889 | 924,573 |
| ПНД-7 | 0,37 | 2442,09 | 0,352 | 72,815 | 304,813 | 68,815 | 288,06 | 1044,923 |
| ВС | 2,94 | 2715,38 | 1,637 | 113,994 | 478,28 | 109,994 | 460,43 | 771,63 |
| НС | 0,98 | 2562,44 | 0,815 | 93,986 | 393,75 | 89,986 | 376,68 | 924,573 |
| Конденсатор | 0,035 | 2238,84 | 0,054 | 34,252 | 143,52 | 34,252 | 143,52 | 1248,173 |

4.5 Расчет установки по подогреву сетевой воды

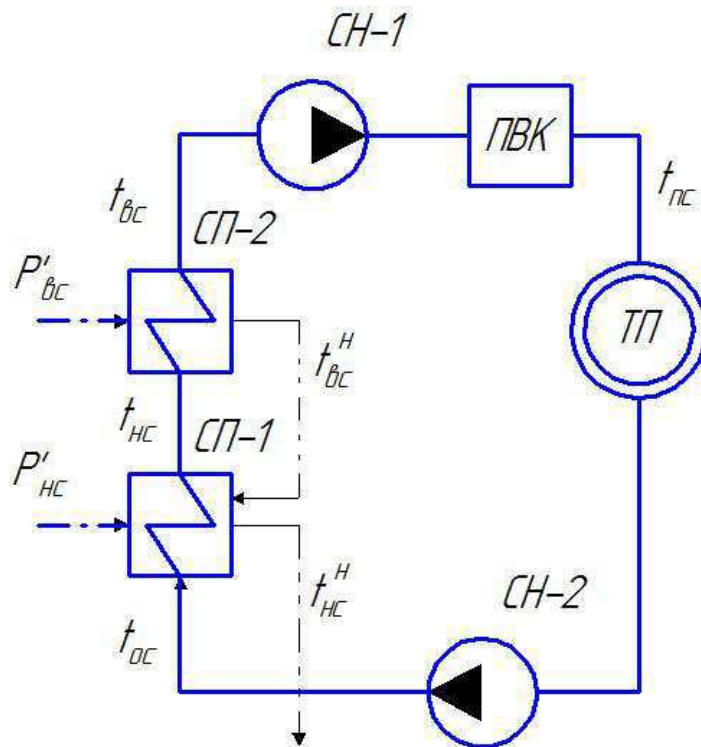


Рисунок 6 – Схема установки по подогреву сетевой воды.

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

$$D_{BC} = \frac{G_{CB} \cdot \Delta t_{BC} \cdot C_B}{(i_{пнд3} - \bar{t}_{BC}^H) \cdot \eta_{сп}} = \frac{1215 \cdot (110 - 90) \cdot 4,186}{(2715 - 508,036) \cdot 0,98} = 47,037 \quad (73)$$

где Δt_{BC} – разница температур верхнего сетевого подогревателя.

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

$$D_{HC} = \frac{G_{CB} \cdot \Delta t_{HC} \cdot C_B}{(i_{пнд2} - \bar{t}_{HC}^H) \cdot \eta_{сп}} = \frac{1215 \cdot (90 - 70) \cdot 4,186}{(2562 - 410,6) \cdot 0,98} = 48,25 \quad (74)$$

Тепловая нагрузка на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_{BC} = G_{CB} (t_{BC} - t_{HC}) C_B = 1215 \cdot (110 - 90) \cdot 4,186 = 101800 \quad (75)$$

$$Q_{HC} = G_{CB} (t_{HC} - t_{OC}) C_B = 1215 \cdot (90 - 70) \cdot 4,186 = 101800 \quad (76)$$

4.6 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на НС:

$$y_{НС} = \frac{i_6 - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2562,44 - 2238,84}{3487,013 - 2238,84} = 0,259 \quad (77)$$

где i_6 – энтальпия первого отопительного отбора, по таблицы 5, кДж/кг;
 i_k – энтальпия конденсата, по таблицы 5, кДж/кг;
 i_0 – начальная энтальпия, кДж/кг.

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на ВС:

$$y_{ВС} = \frac{i_5 - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2715,38 - 2238,084}{3487,013 - 2238,84} = 0,382 \quad (78)$$

где i_5 – энтальпия второго отопительного отбора, по таблицы 5, кДж/кг.

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,148$ расход пара на турбину составит кг/с:

$$D_T = K_p \cdot \left(\frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{ВС} \cdot D_{ВС} + y_{НС} \cdot D_{НС} \right) =$$
$$= 1,148 \cdot \left(\frac{110000}{1248,173 \cdot 0,98} + 0,382 \cdot 47,037 + 0,259 \cdot 48,25 \right) = 138,213 \quad (79)$$

где H_i – располагаемый теплоперепад [таблица 5], кДж/кг

4.7 Баланс пара и воды

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

$$D_{эжс} = 0,005 \cdot D_T = 0,005 \cdot 138,213 = 0,691 \quad (80)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 138,213 = 1,382 \quad (81)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{ум} = \frac{\alpha_{ум}}{100} \cdot D_T = \frac{1,1}{100} \cdot 138,213 = 1,52 \quad (82)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{ch} = \frac{\alpha_{ch}^{M3} + \alpha_{ch}^{KO}}{100} \cdot D_T = \frac{1,2 + 1,25}{100} \cdot 138,213 = 3,386 \quad (83)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{ne} = D_T + D_{эж} + D_{упл} + D_{ум} + D_{ch} = 138,213 + 0,691 + 1,382 + 1,52 + 3,386 = 145,193 \quad (84)$$

Расход продувочной воды, кг/с:

$$G_{np} = \frac{\alpha_{np}}{100} \cdot D_{ne} = \frac{1,5}{100} \cdot 145,193 = 2,178 \quad (85)$$

Расход питательной воды с учетом продувки, кг/с:

$$G_{пв} = D_{ne} + G_{np} = 145,193 + 2,178 = 147,371 \quad (86)$$

4.8 Расчёт сепараторов непрерывной продувки

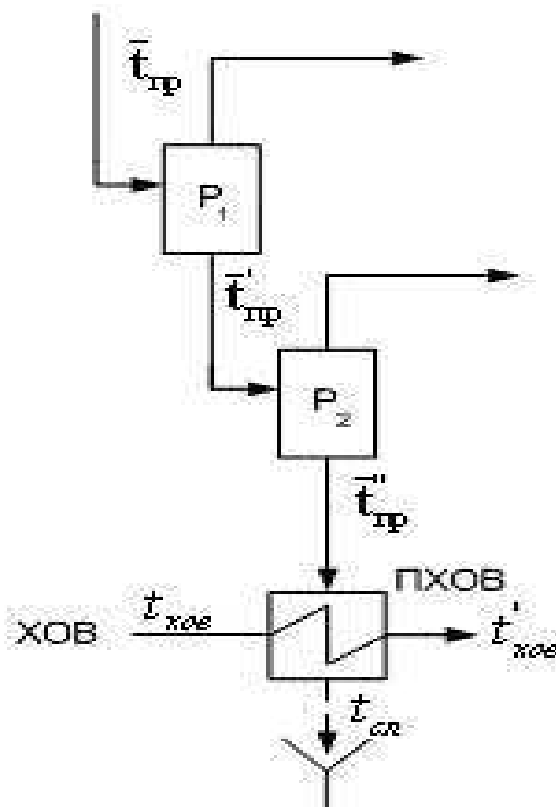


Рисунок 7 – Схема расширителей непрерывной продувки

Из уравнений материального и теплового баланса для первой ступени расширителя находим количество вторичного пара D'_{em} , кг/с:

$$G'_{em} = \frac{G_{np}(\bar{t}_{np} - \bar{t}'_{np})}{r_1} = \frac{2,178 \cdot (1570,878 - 693,086)}{2065,606} = 0,926 \quad (87)$$

где G_{np} – расход продувочной воды, кг/с;

\bar{t}_{np} – энтальпия воды в барабане парогенератора при $P=14$ МПа, кДж/кг;

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

r_1 – теплота парообразования при $P_d=0,7$ МПа, кДж/кг.

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

$$G'_{np} = G_{np} - D'_{em} = 2,178 - 0,926 = 1,252 \quad (88)$$

Из уравнений материального и теплового баланса для второй ступени расширителя находим количество вторичного пара D''_{em} , кг/с:

$$G''_{em} = \frac{G'_{np} \cdot (\bar{t}'_{np} - \bar{t}''_{np})}{r_1} = \frac{1,252 \cdot (693,086 - 334,039)}{2293,017} = 0,196 \quad (89)$$

где \bar{t}'_{np} – энтальпия продувочной воды, поступающей из первой ступени расширителя, кДж/кг;

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

r_1 – теплота парообразования при $P=0,07$ МПа, кДж/кг.

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

$$G''_{np} = G'_{np} - D''_{em} = 1,252 - 0,196 = 1,056 \quad (90)$$

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

$$D_{хов} = G''_{np} + D_{ум} + D_{сн} = 1,056 + 1,52 + 3,386 = 5,963 \quad (91)$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ найдем температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя, $^{\circ}\text{C}$:

$$t'_{хов} = t_{хов} + \frac{G''_{np} \cdot (t''_{np} - t_{сл})}{G_{хов}} = 30 + \frac{1,056 \cdot (79,628 - 60)}{5,963} = 33,477 \quad (92)$$

где $t_{ст}$ – температура воды, которая сливается в техническую канализацию, по [2] 60°C;

$t_{хов}$ – температура воды после химической очистки, по [2] 30°C.

4.9 Расчет регенеративной схемы

Расчет регенеративной схемы производится последовательно для подогревателей высокого давления, деаэратора и подогревателей низкого давления на основе решения уравнений тепловых балансов.

4.9.1 Расчет ПВД

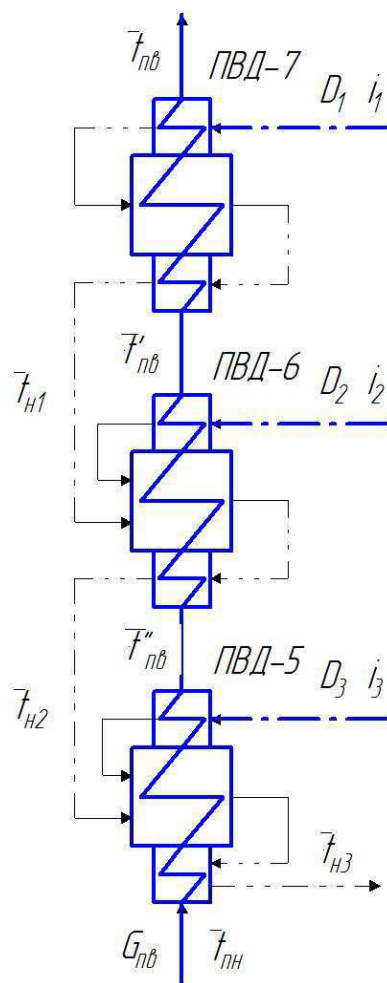


Рисунок 8 – Схема включения ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-1 запишется:

$$D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_1^H) \eta = D_{нс} \cdot (\bar{t}_{нс} - \bar{t}_{нс}^I), (93)$$

Отсюда расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D_1 = \frac{D_{нс} \cdot (\bar{t}_{нс} - \bar{t}'_{нс})}{(i_1 - \bar{t}_1^H) \cdot \eta} = \frac{147,371 \cdot (982,245 - 897,688)}{(3156,95 - 1021,587) \cdot 0,98} = 5,955 \quad (94)$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2:

$$D_2 \cdot (i_{21} - \bar{t}_2^H) \cdot \eta + D_1 \cdot (\bar{t}_1^H - \bar{t}_2^H) \cdot \eta = G_{нс} \cdot (\bar{t}_{нс}^I - \bar{t}_{нс}^H) \quad (95)$$

Отсюда расход пара на ПВД-2, кг/с:

$$D_2 = \frac{G_{нс} \cdot (\bar{t}_{нс}^I - \bar{t}_{нс}^H) - D_1 \cdot (\bar{t}_1^H - \bar{t}_2^H) \cdot \eta}{(i_2 - \bar{t}_2^H) \cdot \eta} = \frac{147,371 \cdot (897,688 - 771,898) - 5,955 \cdot (1021,587 - 927,284) \cdot 0,98}{(3082,31 - 927,284) \cdot 0,98} = 8,517 \quad (96)$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-3:

$$D_3 (i_3 - \bar{t}_{н3}) \eta + (D_1 + D_2) (\bar{t}_{н2} - \bar{t}_{н3}) \eta = G_{нс} (\bar{t}_{нс}^H - \bar{t}_{нн}^H) \quad (97)$$

Расход пара на ПВД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{нс} \cdot (\bar{t}_{нс}^H - \bar{t}_{нн}^H) - (D_1 + D_2) \cdot (\bar{t}_{н2} - \bar{t}_{н3}) \eta}{(i_3 - \bar{t}_{н3}) \cdot \eta} = \frac{147,371 \cdot (771,898 - 722,075) - (8,517 + 5,955) \cdot (1022 - 927,28) \cdot 0,98}{(3082 - 927,28) \cdot 0,98} = 8,517 \quad (98)$$

где $\bar{t}_{нн}^H$ – энтальпия питательной воды на входе в ПВД-3 с учетом нагрева в питательном насосе.

Энтальпия питательной воды на входе в ПВД-3 определяется с учетом нагрева ее в питательном насосе.

$$\bar{t}'_д = \bar{t}_д + \Delta \bar{t}_{пн}, \quad (99)$$

где $\Delta t_{пн}$ – повышение энтальпии воды в питательном насосе, кДж/кг.

$$\Delta \bar{t}_{пн} = \frac{\Delta P_{пн} \cdot v}{\eta_n} = \frac{(P_{наг} - P_{вс}) \cdot v}{\eta_n}, \quad (100)$$

где v – удельный объем воды по давлению и температуре воды в деаэраторе [4], м³/кг;

η_n – КПД насоса;

$P_{наг}$ – давление после насоса, МПа;

$P_{вс}$ – давление перед насосом, МПа.

$$\bar{t}_{ин} = 697.143 + \frac{(130 - 6,84) \cdot 10^5 \cdot 0,0011}{0,75 \cdot 10^3} = 722,075 \text{ кДж} / \text{кг} \quad (101)$$

4.9.2 Расчет деаэратора

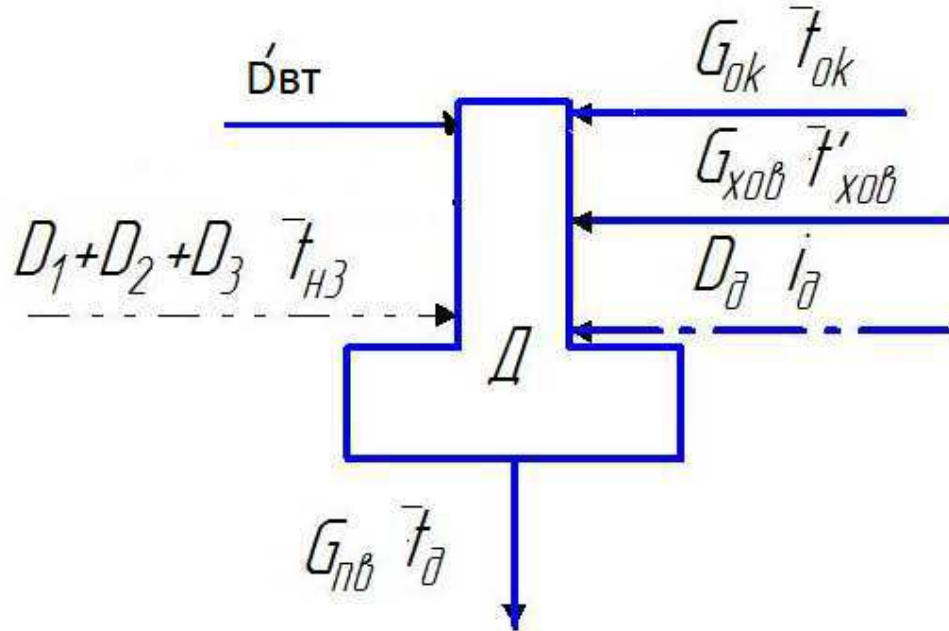


Рисунок 9 – Схема включения деаэратора

Материальный баланс деаэратора:

$$G_{нв} = (D_1 + D_2 + D_3) + D'_3 + G_{хов} + D'_{вт} + G_{ок} \quad (102)$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{нв} \cdot \bar{t}_{нв} = (D_1 + D_2 + D_3) \cdot \bar{t}_{нз} + D'_3 \cdot i_3 + G_{хов} \cdot \bar{t}_{хов} + D'_{вт} \cdot \bar{t}'_{вт} + G_{ок} \cdot \bar{t}_{ок} \quad (103)$$

Подставляя в эти уравнения значения величин, получаем:

$$\begin{cases} G_{нв} = (D_1 + D_2 + D_3) + D'_3 + G_{хов} + D'_{вт} + G_{ок} \\ G_{нв} \cdot \bar{t}_{нв} = (D_1 + D_2 + D_3) \cdot \bar{t}_{нз} + D'_3 \cdot i_3 + G_{хов} \cdot \bar{t}_{хов} + D'_{вт} \cdot \bar{t}'_{вт} + G_{ок} \cdot \bar{t}_{ок} \end{cases} \quad (104)$$

Решая эти уравнения, находим:

$$D_д = 7,127 \text{ кг} / \text{с}$$

$$D'_{к} = 122,289 \text{ кг} / \text{с}$$

4.9.3 Расчет ПНД

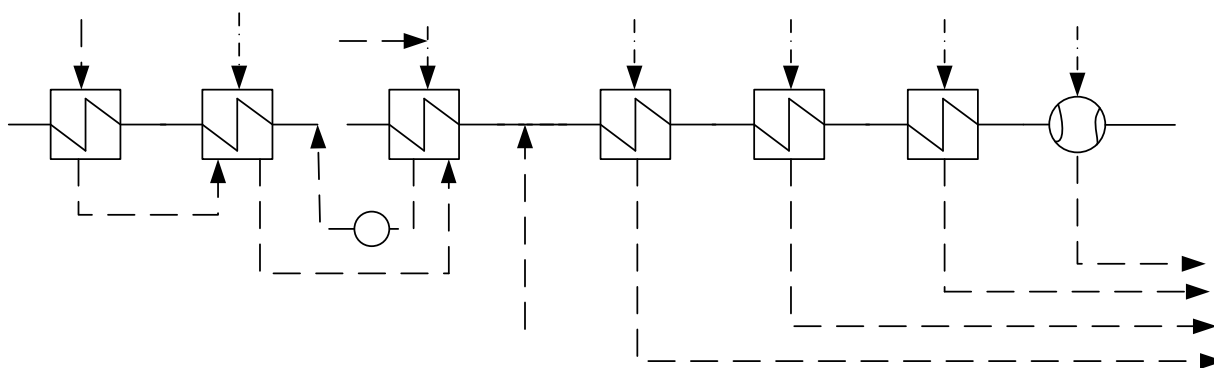


Рисунок 10 – Схема включения ПНД

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД-5 и ТС1:

$$\begin{cases} D_5(i_5 - \bar{t}_{н5})\eta + D_4(\bar{t}_{н4} - \bar{t}_{н5})\eta = G_{ок}(\bar{t}_{нн05} - \bar{t}_{см1}) \\ G_{ок} = G'_{ок} + G_{нс} \\ G_{ок} \cdot \bar{t}_{см1} = G'_{ок} \cdot \bar{t}_{нн06} + G_{нс} \cdot \bar{t}_{нс} \end{cases} \quad (105)$$

где $G_{нс}$ – расход конденсата греющего пара после нижнего сетевого подогревателя, кг/с

$$G_{нс} = D_{вс} + D_{нс} = 47,037 + 48,25 = 95,287 \quad (106)$$

Решая систему уравнений получаем:

$$\begin{cases} D_5 = 5,505 \text{ кг} \cdot \text{с} \\ G'_{ок} = 75,252 \text{ кг} \cdot \text{с} \\ \bar{t}_{см1} = 436,564 \text{ КДж} \cdot \text{кг} \end{cases}$$

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД-6, ТС2 и ПНД-7.

$$\begin{cases} D_6(i_6 - \bar{t}_{н6})\eta + (D_4 + D_5)(\bar{t}_{н5} - \bar{t}_{н6})\eta + D_{вм}''(i_{вм}'' - \bar{t}_{н6})\eta = G'_{ок}(\bar{t}_{нн06} - \bar{t}_{см2}) \\ G'_{ок} = D'_к + (D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_{вм}'') \\ G'_{ок} \cdot \bar{t}_{см2} = D'_к \cdot \bar{t}_{нн07} + (D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_{вм}'') \cdot \bar{t}_{н7} \\ D_7(i_7 - \bar{t}_{н7})\eta + (D_4 + D_5 + D_6 + D_{вм}'')(\bar{t}_{н6} - \bar{t}_{н7})\eta = D'_к(\bar{t}_{нн07} - \bar{t}_{нн07} \cdot C_B) \end{cases} \quad (107)$$

Решая данную систему уравнений получаем:

$$\begin{cases} D_6 = 0,483 \text{ кг} \setminus \text{с} \\ D'_k = 20,298 \text{ кг} \setminus \text{с} \\ \bar{t}_{\text{см}2} = 368,163 \text{ кДж} \setminus \text{кг} \\ D_7 = 0,519 \text{ кг} \setminus \text{с} \end{cases}$$

4.10 Составление теплового и материального баланса

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$D_k = D'_k - (D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + G_{\text{х.о.в.}}) = 20,298 - (0,691 + 1,382 + 5,963) = 12,262 \quad (108)$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_k = D_T - (D_1 + D_2 + D_3 + D_\theta + D_4 + D_5 + D_6 + D_{\text{вс}} + D_{\text{нс}}) = 138,13 - (5,955 + 8,517 + 2,558 + 7,127 + 5,505 + 0,483 + 0,519 + 47,037 + 48,25) = 12,263 \quad (109)$$

что полностью совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по балансу мощности:

$$W_\text{э} = \left[\sum_{i=1}^7 D_i^{\text{отб}} \cdot h_i^{\text{отб}} + H_i \cdot D_k \right] \cdot \eta_{\text{эм}} \quad (110)$$

$$W_p = (5,955 \cdot 330,06 + 8,517 \cdot 404,7 + (2,558 + 7,127) \cdot 534,453 + (5,505 + 47,037) \cdot 771,63 + (0,483 + 48,25) \cdot 924,573 + 0,519 \cdot 1045 + 12,263 \cdot 1248) \cdot 0,98 = 112000 \quad (111)$$

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

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{110000 - 112000}{110000} \right| \cdot 100 = 1,852\% \quad (112)$$

Что допустимо пределом погрешности 2%.

4.11 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку составит, кДж:

$$\begin{aligned}
Q_{my} &= D_T \cdot (i_0 - \bar{t}_{нс}) + D'_{эм} \cdot (i'_{эм} - \bar{t}_{нс}) + D''_{эм} \cdot (i''_{эм} - \bar{t}_{нс}) + G_{хос} \cdot (\bar{t}_{хос} \cdot C_в - \bar{t}_{нс}) = \\
&= 138,213 \cdot (3487,013 - 982,25) + 0,926 \cdot (2762 - 982,25) + \\
&+ 0,196 \cdot (2643 - 982,25) + 5,963 \cdot (33,477 \cdot 4,186 - 982,25) = \\
&= 343100
\end{aligned} \tag{113}$$

Расход тепла на регенеративные отборы, кДж:

$$\begin{aligned}
Q_m &= D_{BC} \cdot (i_{BC} - \bar{t}_{BC}^H) + D_{HC} \cdot (i_{HC} - \bar{t}_{HC}^H) = \\
&= 47,037 \cdot (2715,38 - 508,036) + \\
&+ 48,25 \cdot (2562,44 - 410,336) = 207700
\end{aligned} \tag{114}$$

Здесь расход тепла на производство электроэнергии, кДж:

$$Q_{my}^э = Q_{my} - Q_m = 343100 - 207700 = 135500 \tag{115}$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$\begin{aligned}
Q_{ne} &= D_{ne} (i_{ne} - \bar{t}_{не}) + G_{np} (\bar{t}_{под} - \bar{t}_{не}) = \\
&= 145,193 \cdot (3487,013 - 982,25) + 2,178 \cdot (1570,878 - 982,25) = 365000
\end{aligned} \tag{116}$$

где $i_{не}$ – энтальпия перегретого пара, кДж/кг:

$$i_{не} = f(P_{не}, t_{не}) = 3487,013$$

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{нз}} = \frac{365000}{15280 \cdot 0,92} = 25,962 \tag{117}$$

где Q_n^p – теплотворная способность Ирша-Бородинского угля, кДж/кг.

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_э = B \cdot K_э \frac{\mathfrak{E}_{от}}{\mathfrak{E} - \mathfrak{E}_э^{сн}} \tag{118}$$

где B – полный расход топлива на блок, кг/с;

$K_э$ – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{отп}$ – отпущенная мощность, кВт;

$W_э$ – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$W_{\text{э}}^{\text{CH}}$ – мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии;

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

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{э}} - e_{\text{сн}} \cdot W = 112000 - 0.09 \cdot 110000 = 102100 \quad (119)$$

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

$$W_{\text{э}}^{\text{CH}} = e_{\text{э}}^{\text{CH}} \cdot W = 0,05 \cdot 110000 = 5500 \quad (120)$$

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

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{my}}^{\text{э}} + Q_{\text{my}}^{\text{CH}} + \Delta Q_{\text{отб}}}{Q_{\text{my}}^{\text{э}} + Q_{\text{my}}^{\text{CH}} + \Delta Q_{\text{отб}} + Q_{\text{my}}^{\text{m}}} \quad (121)$$

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

$$\Delta Q_{\text{отб}} = [Q_{\text{BC}} \cdot (1 - \xi_{\text{BC}}) + Q_{\text{HC}} \cdot (1 - \xi_{\text{HC}})] \cdot \frac{Q_{\text{m}}}{\sum Q_{\text{m}}} \quad (122)$$

где $Q_{\text{BC}}, Q_{\text{HC}}$ – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов.

Отношение $\frac{Q_{\text{T}}}{\sum Q_{\text{T}}}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{\text{BC}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 - i_{\text{вс}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \right) = \frac{2715,38 - 2238,84}{3487,013 - 2238,84} \cdot \left(1 + 0,4 \frac{3487,013 - 2715,38}{3487,013 - 2238,84} \right) = 0,476 \quad (123)$$

$$\xi_{\text{HC}} = \frac{i_{\text{HC}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 - i_{\text{HC}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \right) = \frac{2562,44 - 2238,84}{3487,013 - 2238,84} \cdot \left(1 + 0,4 \frac{3487,013 - 2562,44}{3487,013 - 2238,84} \right) = 0,336 \quad (124)$$

где K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,4 из [2].

$$\Delta Q_{отб} = 101800 \cdot (1 - 0,476) + 101800 \cdot (1 - 0,336) = 120900 \quad (128)$$

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

$$Q_{му}^{сн} = 0,05 \cdot Q_{му}^э = 0,05 \cdot 343100 = 17160 \quad (125)$$

$$K_э = \frac{135500 + 120900 + 17160}{135500 + 120900 + 17160 + 207700} = 0,568 \quad (126)$$

$$B_э = 25,962 \cdot 0,568 \cdot \frac{102100}{112000 - 55000} = 14,148 \text{ кг / с} \quad (127)$$

Расход топлива на отпуск тепла определяется:

$$B_m = B + B_{пвк} - B_э \quad (128)$$

где $B_{пвк}$ – расход топлива пиковым водогрейным котлом:

$$B_{пвк} = \frac{Q_{пвк}}{Q_p^н \cdot \eta_{пвк}} = \frac{203500}{15280 \cdot 0,87} = 15,308 \text{ кг / с} \quad (129)$$

$$B_m = 25,962 - 14,148 + 15,308 = 27,122 \text{ кг / с} \quad (130)$$

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

$$b_э = \frac{B_э \cdot 3600}{W_{отн}} = \frac{14,148 \cdot 3600}{102100} = 0,499 \text{ кг / кВт} \cdot \text{ч} \quad (131)$$

$$b_m = \frac{B_m \cdot 10^6}{Q_{от}^{max}} = \frac{27,122 \cdot 10^6}{407000} = 66,638 \text{ кг / ГДж} \quad (132)$$

Расход топлива на отпуск тепла без учета ПВК.

$$b_m = \frac{(B - B_э) \cdot 10^6}{Q_{нс} + Q_{вс}} = \frac{(25,962 - 14,148) \cdot 10^6}{203500} = 58,052 \text{ кг / ГДж} \quad (133)$$

4.12 Выбор основного оборудования ТЭЦ

На основании заданных величин в качестве основного оборудования, в целях обеспечения надежности работы станции, выбираем турбоагрегат Т-100-130.

Котлоагрегаты выбираем по максимальному расходу пара на турбину с запасом 3%. Для турбоустановки Т-100/120-130 максимальный расход пара составляет 480 т/ч. Таким образом, паропроизводительность котельного агрегата должна составлять 500 т/ч. По этому значению выбираем котел барабанного типа БКЗ-500-140 Барнаульского котельного завода.

4.12.1 Регенеративные подогреватели

Регенеративные подогреватели выбираем по заводским данным, так как их характеристики удовлетворяют значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

ПВД-1: ПВ 450-230-50,
где 450 – площадь прогрева, м²;
230 – максимальное давление в трубной системе, бар;
50 – максимальное давление в корпусе, бар.
ПВД-2: ПВ 450-230-35;
ПВД-3: ПВ 450-230-25;
ПНД-4: ПН 250-16-7-IV.
ПНД-5: ПН 250-16-7-IV.
ПНД-6: ПН 250-16-7-IV.
ПНД-7: ПН 250-16-7-III.

4.12.2 Деаэратор

По расходу питательной воды выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДП-500-М2 с характеристиками:
геометрическая ёмкость колонки – 8,5 м³;
давление – 7 бар;
производительность – 138,9 кг/с;
аккумуляторный бак – 100 м³;

4.12.3 Сетевые подогреватели

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

Расчетный пропуск воды $G_{св}=895,84$ кг/с. Принимая давление и температуру среды из таблицы 4.1 выбираем в качестве верхнего сетевого подогревателя (ВС) – подогреватель ПСГ-2300-3-8 и нижнего (НС) – подогреватель ПСГ-2300-2-8

4.12.4 Насосы

4.12.4.1 Выбор питательных насосов.

Питательный насос выбираем по производительности (с запасом 7%) и напору.

$$G = G_{\text{нв}} \cdot 1,07 \cdot 3,6 = 147,371 \cdot 1,07 \cdot 3,6 = 567,673 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (134)$$

Давление в барабане котла, МПа:

$$P_{\text{б}} = P_0 + \Delta P_m = 12,75 + 1 = 13,75, \quad (139)$$

где $\Delta P_m = 1$ – потери давления в пароперегревателе, МПа.

Суммарное гидравлическое сопротивление тракта от барабана до питательного насоса имеет следующее сопротивление, МПа:

$$\Sigma \Delta P_c = \Delta P_{\text{ВЭК}} + \Delta P_{\text{РПК}} + \Delta P_{\text{ПВД}} + \Delta P_{\text{ТР}} = 0,5 + 0,1 + 1 + 0,25 = 1,85 \quad (135)$$

где $\Delta P_{\text{ВЭК}} = 0,5$ – сопротивление экономайзера, МПа;

$\Delta P_{\text{РПК}} = 0,1$ – сопротивление регулирующего клапана питания котла, МПа;

$\Delta P_{\text{ПВД}} = 1$ – суммарное гидравлическое сопротивление ПВД, МПа;

$\Delta P_{\text{ТР}} = 0,25$ – сопротивление трубопроводов от насоса до экономайзера котла, МПа.

Максимальное давление питательной воды, которое должен создать питательный насос, МПа:

$$P_H = P_{\text{б}} + \Delta P_{\text{ПК}} + \Sigma \Delta P_c + H g \rho \cdot 10^{-6} = 13,75 + 0,07 + 1,85 + (136) \\ + 47,66 \cdot 9,81 \cdot 805,359 \cdot 10^{-6} = 15,996$$

где $\Delta P_{\text{ПК}} = 0,07$ – запас давления на открытие предохранительных клапанов, МПа;

$H = 47,66$ – разница геометрических отметок между точками перемещения среды, м;

$\rho = 805,359$ – среднее значение плотности воды, кг/м³.

Давление во всасывающей патрубке, МПа:

$$P_{\text{с}} = P_{\text{д}} + H_{\text{д}} g \rho \cdot 10^{-6} - \Sigma \Delta P_c = 0,7 + 22 \cdot 9,81 \cdot 805,386 \cdot 10^{-6} - \\ - 0,01 = 0,864 \quad (137)$$

где $P_{\text{д}}$ – давление в деаэраторе, МПа

$H_D = 22$ – высота установки бака деаэратора относительно оси насоса, м;

$\Sigma \Delta P_C = 0,01$ – суммарное гидравлическое сопротивление водяного тракта до входа в питательный насос, МПа.

Напор насоса, МПа:

$$\Delta P = P_H - P_B = 15,996 - 0,864 = 15,133 \quad (138)$$

Выбираем питательный электронасос ПЭ-580-185-5 с характеристиками:

подача – 580 т/ч;

Давление 18,15/19,62 МПа

частота вращения – 2985 об/мин;

КПД – 78%.

Номинальная мощность 5000 кВт.

Необходимая мощность электродвигателя:

$$P_n = 1,05 \cdot \frac{D \cdot \gamma}{102 \cdot \eta_n} = 1,05 \cdot \frac{0,155 \cdot 2030900}{102 \cdot 0,78} = 3737 \quad \text{кВт}, \quad (139)$$

где $D = 0,155$ – подача, м³/с;

$\gamma = 900$ – плотность питательной воды, кг/м³.

4.12.4.2 Выбор конденсатных насосов

Устанавливаем два конденсатных насоса, на 100%-ую производительность каждый. Конденсатные насосы выбираются по производительности (расход конденсата в летний период – без отопительного отбора, но с учетом регенеративных отборов) и напору.

$$D = (D_k + D_{BC} + D_{HC}) \cdot 3,6 = (12,263 + 47,037 + 48,25) \cdot 3,6 = 387,18 \quad (140)$$

$$\Sigma \Delta P_c = \Delta P_{ПНД} + \Delta P_{РПК} + \Delta P_{ТР} = 0,21 + 0,04 + 0,2 = 0,45 \quad (141)$$

где $\Delta P_{ПНД} = 0,21$ – сопротивление всех ПНД, МПа;

$\Delta P_{РПК} = 0,04$ – сопротивление регулятора питания уровня конденсата, МПа;

$\Delta P_{ТР} = 0,2$ –

суммарное гидравлическое сопротивление трубопроводов, МПа.

При одноподъемной схеме, применяемой на блоках с барабанными котлами, давление нагнетания, МПа:

$$P_H = P_D + \Sigma \Delta P_C + Hg\rho \cdot 10^{-6} = 0,7 + 0,45 + 5 \cdot 9,81 \cdot 805,359 \cdot 10^{-6} = 1,189 \quad (142)$$

Давление перед конденсатным насосом должно быть достаточным для предотвращения кавитации и в данном случае принимается равным, МПа:

$$P_B = 0,03$$

Напор конденсатного насоса, МПа:

$$\Delta P = P_H - P_B = 1,189 - 0,03 = 1,159 \quad (143)$$

Выбираем конденсатные насосы КсВ500-150-1[7] с характеристиками:

подача – 500 м³/ч;

напор – 150 м;

частота вращения – 1500 об/мин;

мощность – 500 кВт;

КПД – 75%.

4.12.4.3 Выбор циркуляционных насосов

Расход циркуляционной воды на одну турбину по заводским данным составляет 16000 м³/ч. Число турбин на станции – 1.

Расчетный расход циркуляционной воды на ТЭЦ составит:

$$Q = 16000 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (144)$$

Давление циркуляционного насоса зависит от выбранной системы водоснабжения и размещения оборудования на территории ТЭС. Наиболее приемлемой во всех отношениях является прямоточная система водоснабжения, которая и выбирается в данном случае. Следовательно, давление нагнетания циркуляционного насоса, кПа:

$$P_H = \Delta P_{BX} + \Delta P_{ИК} + \Delta P_{СИ} + (H_{II} - H_C) \cdot g \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 22 + 50 + 22 + (13 - 7) \cdot 9,81 \cdot 805,359 \cdot 10^{-3} = 94,047 \quad (145)$$

где $\Delta P_{BX} = 22$ – сопротивление входного тракта, кПа;

$\Delta P_{ИК} = 50$ – сопротивление конденсатора, кПа;

$\Delta P_{СИ} = 22$ – сопротивление сливного тракта, кПа;

$H_{II} = 13$ – геодезический напор воды от уровня в приемном колодце до верха конденсатора, м;

$H_C = 7$ – величина сифона, м.

Давление во всасывающей патрубке циркуляционного насоса определяется допустимым кавитационным запасом и в данном случае принимается, кПа:

$$P_B = 50$$

Напор циркуляционного насоса, кПа:

$$\Delta P = P_H - P_B = 94,047 - 50 = 44,047 \quad (146)$$

Выбираем насосы типа ОП2-110 [7] с характеристиками:

Производительность – 21960 м³/ч;

полный напор – до 16,2 м.вод.ст.;

число оборотов – 485 об/мин;

КПД – 87%.

Необходимое количество насосов на береговой:

$$n = \frac{48000}{21960} \approx 2 \text{ шт}, \quad (147)$$

Мощность электродвигателя:

$$P = 1,1 \cdot \frac{Q \cdot H}{102 \cdot \eta_H} = 1,1 \cdot \frac{6100 \cdot 16,2}{102 \cdot 0,8} = 1332,13 \quad \text{кВт}, \quad (148)$$

где $Q = 21960 / 3,6 = 6100$ кг/с.

4.12.4.4 Выбор сетевых насосов

Выбор сетевого насоса производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаем в количестве двух насосов на турбину, рассчитывая их на 50%-ую производительность.

Производительность сетевого насоса:

$$G = \left(\frac{G_{\text{св}}}{2} \right) \cdot 3,6 = \left(\frac{1215}{2} \right) \cdot 3,6 = 2187 \quad \text{м}^3/\text{ч} \quad (149)$$

Выбираем сетевые насосы СЭ 2500-180 [1] с характеристиками:

подача – 2500 м³/ч;

напор – 180,5 м.вод.ст.;

частота вращения – 3000 об/мин;

мощность – 1460 кВт;

КПД – 84%.

4.13 Проектирование топливного хозяйства ТЭЦ

В качестве топлива на ТЭЦ используется Ирша–Бородинский уголь со следующими характеристиками [1].

Таблица 5 – Характеристики угля

| W ^p , % | A ^p , % | S ^p , % | C ^p , % | H ^p , % | N ^p , % | O ^p , % |
|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 33,0 | 7,4 | 0,2 | 42,6 | 3,0 | 0,6 | 13,2 |

Продолжение таблицы 5

| Q_p^p , кДж/кг | V_B^0 , % | V^r , % | V_r^0 , % | t_1 , °C | t_2 , °C | t_3 , °C |
|---------------------|-------------|-----------|-------------|------------|------------|------------|
| 15280 | 4,153 | 47,0 | 4,891 | 1180 | 1210 | 1230 |

По $t_3=1240$ °C принимаем на устанавливаемых котлоагрегатах твердый тип шлакоудаления [1]

4.13.1 Определение расхода топлива на ТЭЦ

Расчетный расход топлива на работу парогенератора определяется из следующего соотношения:

$$B_{pac} = \frac{D_m(i_{ne} - \bar{i}_{no}) + D_{np}(\bar{i}_{np} - \bar{i}_{no})}{Q_p^p \cdot \eta_{nc}} = \frac{138,213 \cdot (3487,013 - 982,25) + 2,178 \cdot (1570,878 - 982,25)}{15280 \cdot 0,92} = 24,72 \quad (150)$$

Часовой расход топлива на ТЭЦ составит:

$$B_{\Sigma} = B_{pac} \cdot n = 24,72 \cdot 1 = 24,72 \text{ кг/с} \quad \text{или } 88,992 \text{ т/ч}, \quad (151)$$

где $n=1$ – количество котлов на ТЭЦ.

4.13.2 Приемные разгрузочные устройства

По расходу топлива на станцию используем один вагоноопрокидыватель роторного трехопорного типа по [7]. Характеристики вагоноопрокидывателя:

число опрокидываний за 1 час – 30;

теоретическая производительность – 2790/1800 т/ч (при разгрузке 90-тонных и 60-тонных вагонов соответственно);

мощность электродвигателей – 72кВт.

4.13.3 Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива на станцию составляет:

$$B_{сут} = B_{\Sigma} \cdot 24 = 88,992 \cdot 24 = 2135,808 \text{ т/сут}, \quad (152)$$

Топливо подается в котельный цех двумя параллельными линиями (нитками) ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, другая резервная.

Расчетная часовая производительность каждой нитки:

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{T} = \frac{2135,808}{21} = 101,71 \text{ т/ч}, \quad (153)$$

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

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле:

$$B_{л} = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_{\alpha}, \quad (154)$$

где $b=1$ м – ширина ленты;
 $c=2$ м/с – скорость ленты [1];
 $\gamma=0,85$ т/м³ – насыпной вес топлива [1];
 $K_{\alpha}=320$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса топлива на ленте [1].

Производительность ленточного конвейера:

$$B_{л} = 1^2 \cdot 20,85 \cdot 320 = 544 \text{ т/ч}, \quad (155)$$

Мощность на валу приводного барабана ленточного конвейера без сбрасывающего устройства определяется по формуле:

$$W_6 = \frac{K_1 \cdot Z \cdot c + 2 \cdot B_{л} \cdot Z + 37 \cdot B_{л} \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_z, \quad (156)$$

где $Z=50$ м – длина конвейера между центрами приводного и концевых барабанов;

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

$K_1=515$ – коэффициент, зависящий от ширины ленты [1];

$K_z=1$ – коэффициент, зависящий от длины ленты [1];

$B_{л}=151,11$ кг/с;

Мощность на валу приводного барабана:

$$W_6 = \frac{515 \cdot 50 \cdot 2 + 2 \cdot 151,11 \cdot 50 + 37 \cdot 151,11 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1 = 69,5 \text{ кВт}, \quad (157)$$

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции:

$$W_{\text{эл}} = \frac{K_3 \cdot W_6}{\eta_{\text{эл}} \cdot \eta_p} \quad (158)$$

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

$\eta_{\text{эл}}=0,95$ – КПД электродвигателя [1];

$\eta_p=0,96$ – КПД редуктора [1]

Мощность электродвигателя:

$$W_{\text{эл}} = \frac{1,25 \cdot 69,5}{0,95 \cdot 0,96} = 95,25 \text{ кВт}, \quad (159)$$

4.13.4 Дробилки

Применяем на проектируемый блок двухступенчатое дробление и выбираем молотковые незабывающиеся дробилки с подвижными дробильной и отбойной плитами и с очистными устройствами. По расходу топлива на котлоагрегат $V_{рас}=88,992$ т/ч выбираем дробилки типа СМ-19А [1] с характеристиками:

производительность – 67-105 т/ч;
частота вращения – 1000 об/мин;
мощность электродвигателя – 125 кВт.
диаметр ротора – 1000 мм;
длина ротора – 800 мм;

Емкость бункера сырого угля:

$$V_б = \frac{B_ч^{max} \cdot \tau}{\gamma_T^{нас} \cdot K_з} \text{ м}^3, \quad (160)$$

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

$K_з=0,8$ – коэффициент заполнения бункера [1];

$\gamma_T^{нас}=0,85$ т/м³ – насыпной вес угля [1].

Емкость бункера сырого угля:

$$V_б = \frac{88,992 \cdot 10}{0,85 \cdot 0,8} = 1308,71 \text{ м}^3, \quad (161)$$

Для подачи угля из бункера используем ленточный питатель пыли с:

шириной ленты – 500 мм;

длиной – 1,5 м;

производительность при высоте слоя 0,2 м – 100-125 м³/ч;

требуемая мощность – 1,7 кВт [1].

4.13.5 Топливные склады

Емкость склада угля рассчитывается на месячный расход при 20 часах работы в сутки всех котлов:

$$V = B_{\Sigma} \cdot 30 \cdot 20 = 88,992 \cdot 30 \cdot 20 = 53395,2 \text{ м}^3, \quad (162)$$

Площадь, непосредственно занятая штабелем:

$$F = \frac{24 \cdot B_{\Sigma} \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \varphi}, \quad (163)$$

где $n=30$ сут. – число суток запаса топлива на складе;
 $h=15$ м – высота штабеля;
 $\varphi=0,85$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса (сползания) топлива в штабеле [1].

Площадь, занятая штабелем:

$$F = \frac{24 \cdot 88,992 \cdot 30}{15 \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 197,08 \text{ м}^2, \quad (164)$$

4.13.6 Выбор механизмов системы пылеприготовления

Для сжигаемого Ирша-Бородинского угля применяем систему пылеприготовления с прямым вдуванием с мельницами молотковыми тангенциальными. Устанавливаем четыре мельницы на котел, при этом расчетная производительность каждой из них составляет 110%.

Расчетная производительность мельницы:

$$\frac{1,1 \cdot B}{n \cdot K_{\text{ло}}} = \frac{1,1 \cdot 88,992}{2 \cdot 1} = 44,496 \text{ т / ч} \quad (165)$$

где $K_{\text{ло}}=1$ – коэффициент размолоспособности;
 Выбираем молотковые мельницы ММТ-2000/2200/735с характеристиками:
 производительность – 55,3 т/ч;
 частота вращения – 735 об/мин;

4.13.7 Дутьевые вентиляторы и дымососы

Устанавливаем один дымосос и один вентилятор.

Дутьевой вентилятор и дымосос выбираются по производительности и напору.

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_{\text{вент}} = 1,05 \cdot B_p \cdot V^0 \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{\text{пп}} + \Delta\alpha_B) \cdot \frac{t_{\text{хв}} + 273}{273}, \quad (166)$$

где $V^0=4,153 \text{ м}^3/\text{ч}$ – теоретическое количество воздуха;
 $\alpha_T = 1,2$ – коэффициент избытка воздуха на выходе из топки [1];
 $\Delta\alpha_T = 0,08$ – присос воздуха в топке [1];
 $\Delta\alpha_{\text{пп}}=0$ – присосы воздуха в системе пылеприготовления [1];
 $\Delta\alpha_{\text{взп}}=0,05$ – относительная утечка воздуха в ВЗП [1];
 $t_{\text{хв}}=30 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура холодного воздуха [1];
 Производительность дутьевого вентилятора, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_{\text{вент}} = 1,05 \cdot 24,72 \cdot 4,153 \cdot (1,2 - 0,08 - 0 + 0,05) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 139,98, \quad (167)$$

Расчетная производительность дымососа определяется по формуле:

$$V_{\text{д}} = B_{\text{р}} \cdot \left[V_{\text{г}}^0 + (\Delta\alpha_{\text{д}} - 1) \cdot V_0 \cdot \frac{t_{\text{д}} + 273}{273} \right], \quad (168)$$

где $V_{\text{г}}^0 = 4,891 \text{ м}^3/\text{ч}$ – теоретический объем продуктов сгорания, по таблице 13,1;

$\alpha_{\text{д}} = 1,5$ – коэффициент избытка воздуха перед дымососом [1];

$t_{\text{д}} = 140 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура газов у дымососа.

Расчетная производительность дымососа:

$$V_{\text{д}} = 24,72 \cdot \left[4,891 + (1,5 - 1) \cdot 3,62 \cdot \frac{140 + 273}{273} \right] = 188,594 \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (169)$$

Расчетный напор дутьевого вентилятора определяется по формуле:

$$H = 1,1 \cdot \Sigma H_{\text{пот}} = 1,1 \cdot 5 = 5,5 \text{ кПа}, \quad (170)$$

где $\Sigma H_{\text{пот}} = 5 \text{ кПа}$ – суммарный перепад давлений по воздушному тракту [1].

Расчетный напор дымососа:

$$H = 1,1 \cdot \Sigma H_{\text{пот}} = 1,1 \cdot 3 = 3,3 \text{ кПа}, \quad (171)$$

где $\Sigma H_{\text{пот}} = 3 \text{ кПа}$ – суммарный перепад давлений по газопроводному тракту [1].

Выбираем дутьевой вентилятор типа ВДН-24*2-11у с характеристиками:

производительность – 500/450 $\text{м}^3/\text{с}$;

полное давление – 3620/2550 Па;

температура газа – 30 $^\circ\text{C}$;

КПД – 84%;

частота вращения – 735/590 об/мин;

мощность – 650/290 кВт.

Выбираем дымосос типа ДОД-31,5 с характеристиками:

производительность – 725/850 $\text{м}^3/\text{с}$;

полное давление – 3200/4350 Па;

температура газа – 100 $^\circ\text{C}$;

КПД – 82,5%;

частота вращения – 496 об/мин;

мощность – 790/1880/1360 кВт.

4.14 Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов осуществляется электрофильтрами, типа ЭГА-40-12-6-3 с КПД=99%.

Расход летучей золы на входе в фильтр:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вх}} = 0,01 \cdot V a_{\text{ун}} \cdot A^{\text{p}} + 0,01 \cdot V \cdot q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}}}{32700}, \quad (172)$$

где $V=88992$ кг/ч – часовой расход сжигаемого топлива;
 $a_{\text{ун}}=0,95$ – доля золы, уносимая газами [1];
 $q_4=0,5$ – потеря тепла с механическим недожогом [1];
 $A^{\text{p}}=7,4\%$ - зольность топлива на рабочую массу.
Расход летучей золы на входе в фильтр:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вх}} = 0,01 \cdot 88992 \cdot 0,95 \cdot 7,4 + 0,01 \cdot 88992 \cdot 0,5 \cdot \frac{15280}{32700} = 6464 \text{ кг} / \text{ч}, \quad (173)$$

Количество летучей золы, выбрасываемой в дымовую трубу:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зу}}}{100} = 6464 \cdot \frac{100 - 99}{100} = 64,64 \text{ кг} / \text{ч}, \quad (174)$$

где $\eta_{\text{зу}}$ – КПД золоуловителя.

4.15 Золоудаление

Удаление шлака из под топок устанавливаемых котлоагрегатов осуществляется непрерывно с помощью скребкового транспортера, передвигающегося в заполненной водой ванне. С транспортера шлак сбрасывается на шлакодробилку, где дробится на куски не более 50 мм, затем поступает в самотечный канал.

Для транспортировки золы и шлака за пределы станции применяются багерные насосы.

Суммарное количество шлака и золы, удаляемое с электростанции:

$$\begin{aligned} M_{\text{шл. з}} &= 0,01 \cdot V \cdot \left(A^{\text{p}} + q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}}}{32700} \right) \cdot \left[1 - a_{\text{ун}} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{зу}}}{100} \right) \right] = \\ &= 0,01 \cdot 88992 \cdot \left(7,4 + 0,5 \cdot \frac{15280}{32700} \right) \cdot \left[1 - 0,95 \cdot \left(1 - \frac{99}{100} \right) \right] = 6729 \text{ кг} / \text{ч}, \end{aligned} \quad (175)$$

Расход золы:

$$M_{\text{зол}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} - M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = 6464 - 64,64 = 6399,36 \text{ кг} / \text{ч}, \quad (176)$$

Расход шлака:

$$M_{\text{шл}} = M_{\text{шл.з}} - M_{\text{зол}} = 6729 - 6399,36 = 329,64 \text{ кг/ч}, (177)$$

Расход воды:

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot (M_{\text{шл}} + M_{\text{зол}}) = 12 \cdot (0,32964 + 6,39936) = 80,748 \text{ м}^3/\text{ч}, (178)$$

Расчетный расход пульпы:

$$Q = \frac{M_{\text{ш}}}{\gamma_{\text{ш}}} + \frac{M_{\text{з}}}{\gamma_{\text{з}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{0,32964}{0,5} + \frac{6,39936}{0,4} + \frac{80,748}{1} = 97,406 \text{ м}^3/\text{ч}, (179)$$

где $\gamma_{\text{ш}}=0,5$; $\gamma_{\text{з}}=0,4$; $\gamma_{\text{в}}=1$ – удельный вес шлака, золы и воды соответственно, т/м³ [10].

Диаметр шлакозолопровода:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot v}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 41,968}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,75}} = 0,14 \text{ м}, (180)$$

где $v=1,75$ м/с – расчетная скорость потока пульпы.

По расчетному расходу пульпы выбираем багерный насос типа 5Гр-8 с характеристиками:

производительность – 100-230 м³/ч;

давление на выходе из насоса 0,36-0,28 МПа;

мощность на валу насоса 20-32 кВт;

мощность электродвигателя 40 кВт;

частота вращения ротора 1450 об/мин;

диаметр рабочего колеса – 325 мм;

В багерной насосной устанавливаем три насоса: один рабочий, один резервный, один в ремонте.

4.16 Генеральный план

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке станции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план станции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус внутри которого размещается котельное отделение, помещения для деаэраторов, щиты управления, оборудование пылеприготовления, бункера угля и пыли; топливоподача, состоящая из разгрузочного устройства, дробильного помещения, эстакад для ленточных транспортеров; склады топлива; распределительное устройство генераторного напряжения, повышающие трансформаторы и распределительные устройства, обычного открытого типа; дымовые трубы; химводоочистка; система технического водоснабжения;

система золо- и шлакоудаления с золоотвалами; мазутное хозяйство; здания и сооружения подсобного назначения: мастерские, склады, гараж, пожарная охрана, а также железнодорожные пути, автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации.

Все здания и сооружения размещаются, как правило, в пределах основной ограды станции. Вне основной ограды размещаются золоотвалы, а также ряд других сооружений.

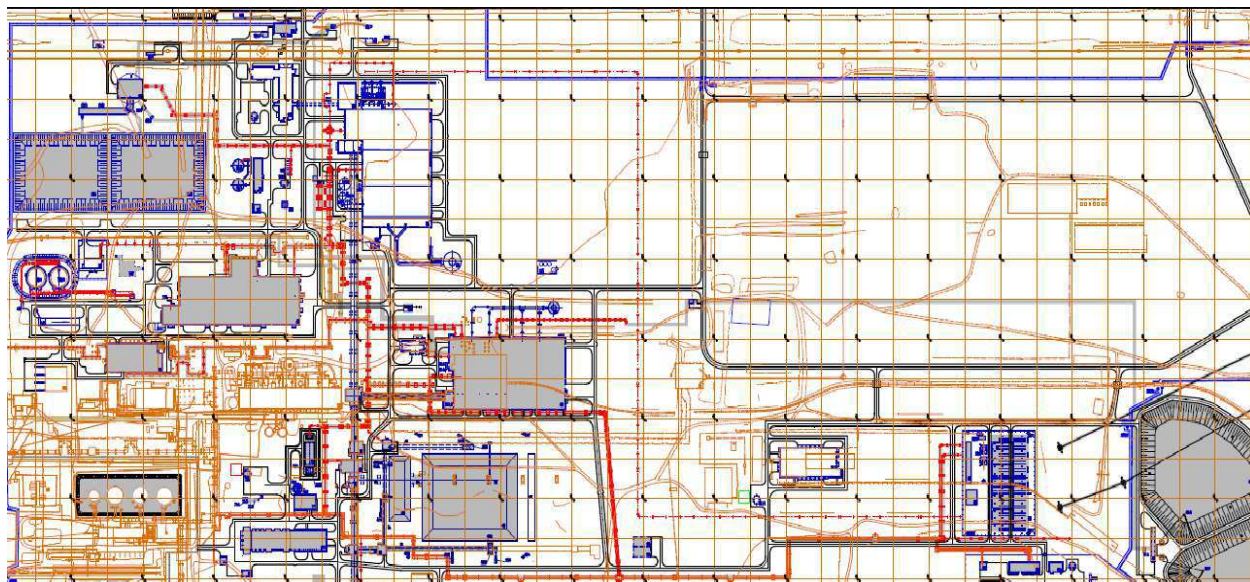


Рисунок 6 – Генеральный план Железногорской ТЭЦ

5 Охрана окружающей среды

Для твердого топлива расчет теоретического объема воздуха, м³/кг, и продуктов сгорания (при $\alpha=1$) производят исходя из состава рабочей массы

Теоретический объем воздуха, V_B^0 , м³/кг, для сжигания одного кг твердого топлива, определяется по следующему выражению

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P \quad (181)$$

где C^P – количество углерода на рабочую массу топлива, %;
 S^P – количество серы на рабочую массу топлива, %;
 H^P – количество водорода на рабочую массу топлива, %;
 O^P – количество кислорода на рабочую массу топлива, %.

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (42,6 + 0,375 \cdot 0,2) + 0,265 \cdot 3 - 0,0333 \cdot 13,2. \quad (182)$$

$$V_B^0 = 4,15.$$

Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива:

Объем азота, м³/кг определяется по следующему выражению

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100} \quad (183)$$

где V_B^0 – теоретически необходимый объем воздуха при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$, м³/кг;

N^P – количество азота на рабочую массу топлива, %.

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 4,15 + 0,8 \cdot \frac{0,6}{100} = 3,28.$$

Объем трехатомных газов, м³/кг, определяется по следующей формуле:

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot \frac{C^P + 0,375 \cdot S^P}{100} \quad (184)$$

где C^P – количество углерода на рабочую массу топлива, %;

S^P – количество серы на рабочую массу топлива, %.

$$V_{RO_2} = 1,866 \cdot \frac{42,6 + 0,375 \cdot 0,2}{100} = 0,79.$$

Объем водяных паров для твердого топлива, м³/кг, определяется по следующему выражению

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V_B^0 \quad (185)$$

где H^P – количество водорода на рабочую массу топлива, %;
 W^P – влажность топлива на рабочую массу, %;
 V_B^0 – теоретически необходимый объем воздуха при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1, \text{м}^3/\text{кг}$.

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3 + 0,0124 \cdot 33 + 0,0161 \cdot 4,15 = 0,81$$

Суммарный объем дымовых газов, $\text{м}^3/\text{кг}$, находим по формуле

$$V_{\Gamma}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 \quad (186)$$

$$V_{\Gamma}^0 = 0,79 + 3,28 + 0,81 = 4,89$$

Действительные объемы продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха $\alpha > 1$:

Объем водяных паров, $\text{м}^3/\text{кг}$

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_B^0 \quad (187)$$

где $\alpha_{\text{ср}}$ – средний коэффициент избытка воздуха в поверхности нагрева;
 V_B^0 – теоретически необходимый объем воздуха при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1, \text{м}^3/\text{кг}$;

$V_{H_2O}^0$ – объем водяных паров для твердого топлива, $\text{м}^3/\text{кг}$.

$$V_{H_2O} = 0,81 + 0,0161 \cdot (1,2 - 1) \cdot 4,15 = 0,82.$$

Полный объем газов, $\text{м}^3/\text{кг}$,

$$V_{\Gamma} = V_{\Gamma}^0 + 1,061 \cdot (\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_B^0 \quad (188)$$

где $\alpha_{\text{ср}}$ – средний коэффициент избытка воздуха в поверхности нагрева;
 V_B^0 – теоретически необходимый объем воздуха при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1, \text{м}^3/\text{кг}$;

V_{Γ}^0 – суммарный объем дымовых газов, $\text{м}^3/\text{кг}$.

$$V_{\Gamma} = 4,89 + 1,061 \cdot (1,2 - 1) \cdot 4,15 = 5,73$$

При сжигании твердого топлива наряду с основными продуктами сгорания (CO_2 , H_2O) в атмосферу поступают твердые частицы (летучая зола с частицами несгоревшего топлива), оксиды серы, углерода и азота.

От количества и вида топлива, от типа котла зависят выбросы загрязняющих веществ.

Суммарное количество твердых частиц, поступающих в атмосферу с дымовыми газами котла, может быть определено по формуле, кг/с

$$M_{\text{ТВ}} = 0,01 \cdot B \cdot \left(A^P \cdot a_{\text{уН}} + q_4 \cdot \frac{Q_{\text{Н}}^P}{32,68} \right) \cdot (1 - \eta_{\text{зУ}}) \quad (189)$$

где B – расход топлива, кг/с;

$a_{\text{ун}}$ – доля золы топлива, уносимой газами (подставляется в долях), для всех котельных принимаем 0,95;

A^p – зольность топлива, %;

q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, %, для существующих котельных принимаем $q_4 = 4\%$, для модернизированных – $q_4 = 0,5$;

$Q_{\text{н}}^p$ – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

32,68 – теплота сгорания углерода, МДж/кг.

$$M_{\text{ТВ}} = 0,01 \cdot 24,32 \cdot \left(7,4 \cdot 0,95 + 0,5 \cdot \frac{15,28}{32,7} \right) \cdot (1 - 0,99) = 0,018$$

Суммарное количество оксидов серы, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, вычисляются следующим образом, г/с

$$M_{\text{SO}_2} = 20 \cdot B \cdot S^p \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \quad (190)$$

где S^p – содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

B – расход топлива, кг/с;

η'_{SO_2} – доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива в котле, для Бородинского угля с топкой твердого шлакоудаления примем $\eta'_{\text{SO}_2} = 0,2$.

$$M_{\text{SO}_2} = 20 \cdot 24,72 \cdot 0,2 \cdot (1 - 0,2) = 79,104.$$

Расчет количества выбросов оксида углерода определяется по формуле, г/с

$$M_{\text{CO}} = 10^{-3} \cdot B \cdot Q_{\text{н}}^p \cdot K_{\text{CO}} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) \quad (191)$$

где B – расход топлива, кг/с;

$Q_{\text{н}}^p$ – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, %, для существующих котельных принимаем $q_4 = 4\%$, для модернизированных – $q_4 = 1,5$;

K_{CO} – количество оксида углерода, образующееся на единицу тепла, выделяющегося при горении топлива, кг/ГДж, для котлов, работающих на буром угле принимается $K_{\text{CO}} = 0,7$.

$$M_{\text{CO}} = 10^{-3} \cdot 24,72 \cdot 15,28 \cdot 0,7 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100} \right) = 0,263$$

Количество выбросов оксидов азота NO_x в пересчете на NO_2 может быть рассчитано при сжигании твердого топлива по формуле, г/с

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot K \cdot B \cdot Q_{\text{н}}^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2, \quad (192)$$

где K – коэффициент, характеризующий выход NO_2 на 1 т топлива, который определяется по формуле;

β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход NO_2 качества сжигаемого топлива и для твердого топлива рассчитывается:

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot N^p = 0,178 + 0,47 \cdot 0,6 = 0,46; \quad (193)$$

β_2 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок (для прямоточных принимается $\beta_2 = 0,85$);

β_3 – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления, при твердом шлакоудалении принимается $\beta_3 = 1$;

$\varepsilon_1 = 0,005$ – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркуляции газов в зависимости от условий их подачи в топку;

$\varepsilon_2 = 0,58$ – коэффициент, характеризующий снижение выброса NO_2 при двухстадийном сжигании в зависимости от процентной доли воздуха, подаваемого через фурмы воздушного дутья, расположенные выше горелок;

$r = 20$ – степень рециркуляции дымовых газов от расхода дутьевого воздуха, %.

Коэффициент K для котлов паропроизводительностью более 70 т/ч при сжигании газа и мазута во всем диапазоне нагрузок, а также при высокотемпературном сжигании твердого топлива с нагрузкой выше 75 % номинальной определяется по формуле:

$$K = \frac{12 \cdot D_{\text{ф}}}{200 + D}, \quad (194)$$

где $D_{\text{ф}}$ – фактическая паропроизводительность котла, т/ч;

D – номинальная паропроизводительность котла, т/ч.

$$K = \frac{12 \cdot 500}{200 + 500} = 8,57$$

Следовательно, выброс окислов азота, г/с:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 8,57 \cdot 24,72 \cdot 15,28 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) \cdot 0,46 \cdot (1 - 0,005 \cdot 0,2) \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,58 = 19,74.$$

Тогда количество NO равняется, г/с

$$M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot M_{\text{NO}_2} \quad (195)$$

где M_{NO_2} – количество выбросов оксидов азота, г/с.

$$M_{\text{NO}} = 0,13 \cdot 19,74 = 2,57.$$

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества (ВВ) C_m при выбросе газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии X_m от источника, мг/м³, [4]

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (196)$$

где A – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе, для Восточной Сибири $A=200$;

M – масса вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени; г/с;

H – высота источника выброса (трубы), м;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, $F = 1$;

m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

η – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной или слабопересеченной местности с перепадом высот, не превышающим 50 м на 1 км, $\eta = 1$;

V – расход газовой смеси, м³/с;

$\Delta T = 130$ – разность температур выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, °С.

Рассчитаем расход дымовых газов по формуле, м³/с

$$V_{д.г} = \frac{V^r \cdot B_p \cdot (273 + \vartheta_{ух.г})}{273 \cdot 3600} \quad (197)$$

где V^r – действительный объем дымовых газов Бородинского угля, м³/кг;

B_p – расчетный расход топлива на котел, кг/ч;

$\vartheta_{ух.г}$ – температура уходящих газов, °С.

$$V_{д.г} = \frac{5,73 \cdot 88,992 \cdot (273 + 130)}{273 \cdot 3600} = 0,209.$$

Минимально допустимая высота дымовой трубы, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{нд}} \times \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta T}}} \quad (198)$$

где $A=200$ – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе [1];

$F=1$ – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений [1];

$m=0,8$ - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы [1];

$n=1$ - число труб;

$V=188,594 \text{ м}^3/\text{с}$ - суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб;

$\Delta t=130 \text{ }^\circ\text{C}$ - разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха;

Минимально допустимая высота дымовой трубы:

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 45,994 \cdot 1 \cdot 0,8}{0,5}} \times \sqrt[3]{\frac{1}{188,594 \cdot 130}} = 23 \text{ м}, \quad (199)$$

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{эфф} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{v \cdot \varphi} \quad (200)$$

где $d_0=6 \text{ м}$ - диаметр устья трубы [1];

$\omega_0=35 \text{ м/с}$ - скорость газов в устье трубы [1];

$v=5 \text{ м/с}$ - скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли [1];

$\varphi=1,42$ - коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы [1];

Эффективная высота выброса дымовых газов:

$$H_{эфф} = 23 + 1,9 \cdot \frac{6 \cdot 35}{5 \cdot 1,42} = 79,197 \text{ м}, \quad (201)$$

Из стандартного ряда труб выбираем одну дымовую трубу с высотой 80 метров и диаметром устья 6 метра.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выпускной квалификационной работы была выполнена реконструкция Железнодорожной ТЭЦ с котлоагрегатами БКЗ 160–2,4–250. В качестве основного вида топлива используется бурый уголь Ирша–Бородинского месторождения марки 2Б Р.

Данная работа включает в себя следующие разделы:

1. Выбор оптимального варианта для реконструкции станции.
2. Расчет тепловой схемы оптимального варианта.
3. Выбор основного и вспомогательного оборудования.
4. Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу.

Капитальные затраты на расширение ТЭЦ составили 4,4 млрд. руб.

Со строительством энергоблока из схемы теплоснабжения узла города Железнодорожска и Сосновоборска можно исключить мазутную котельную ГХК, которая работает на мазуте, а также позволяет понизить тарифы в зимний период времени на тепловую нагрузку.

Данное решение позволяет получать денежные средства от продажи электроэнергии в общую электрическую сеть. С учетом стоимости продажи электричества, общая прибыль насчитывается 500 млн. руб. в год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции : науч. изд. / В. Я. Рыжкин. – Москва : Энергоатомиздат, 1967. – 265 с.
2. Шляхин, П. Н. Краткий справочник по паротурбинным установкам : учеб. пособие / П. Н. Шляхин, М.Л. Бершадский. – Москва : Издательство «Энергия», 1970. – 216 с.
3. Ривкин, С.Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара : – М. : Энергия, 1980. – 425 с.
4. Трухний, А.Д. Стационарные паровые турбины. – 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.
5. Деринг, И. С. Золоулавливающие устройства теплоэлектростанций: конструкции и методы расчетов : учеб. пособие / И. С. Деринг, В. А. Дубровский, В. В. Криворучко. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. – 80 с.
6. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу. Учебн. пос., 2-е изд. испр. и доп./ под ред. П. В. Рослякова. – М.: Издательство МЭИ, 2002-84с.
7. Михайленко, С. А. Тепловые электрические станции : учеб. пособие / С. А. Михайленко, А. П. Цыганок. – Красноярск : КрПИ, 2005. – 300 с.
8. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла) : учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
9. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций: учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск: КрПИ, 2006. – 134 с.
10. Буров, В. Д. Тепловые электрические станции : учебник для вузов / В. Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2009. – 466 с.
11. Термодинамические свойства воды и водяного пара [Электронный ресурс] : энергетическое образование // «Energyeducation». – Режим доступа: <http://www.energyed.ru/>

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

« 18 »

06

2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект реконструкции Железногорской ТЭЦ

тема

Руководитель

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень


подпись, дата 16.06.18

С.Р. Янов
инициалы, фамилия


Выпускник


подпись, дата 16.06.18

А.С. Попов
инициалы, фамилия

Тех. контроль

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


подпись, дата 18.06.18

С.А. Михайленко
инициалы, фамилия

Нормоконтроль

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень


подпись, дата 16.05.18

П.В. Шишмарев
инициалы, фамилия

Красноярск 2018

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

« 18 »

06

2018г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
по форме бакалаврской работы

