

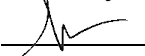
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

« 05 »

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

июля 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект Славинской ТЭЦ 525 МВт в Кемеровской области

тема

Руководитель



подпись, дата

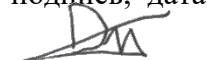
к.т.н, доцент

должность, ученая степень

И.А. Иванов

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

Д. Н. Васильев

инициалы, фамилия

Тех. контроль

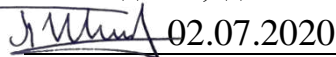


подпись, дата

С.А. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 02.07.2020

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2020

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

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



Е.А. Бойко

подпись

инициалы, фамилия

« 05 » июля 2020 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Васильеву Дмитрию Николаевичу
фамилия, имя, отчество

Группы ФЭ 16–02Б Направление (специальность) 13.03.01
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект Славинской ТЭЦ
525 МВт в Кемеровской области

Утверждена приказом по университету № 746/с от 27 января 2020

Руководитель ВКР Иванов И. А., кандидат технических наук, доцент
ТЭС ПИ СФУ

инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР поселок Славино, Кемеровская область
электрическая нагрузка 525 МВт, тепловая нагрузка 900 Гкал/ч,
топливо – каменный уголь;

Перечень разделов ВКР Вводная часть, экономическая часть, расчетная
часть

Руководитель ВКР



И.А. Иванов

подпись

инициалы и
фамилия

Задания принял к
исполнению



подпись

Д.Н. Васильев

инициалы и
фамилия

« 14 » 06 2020 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект Славинской ТЭЦ 525 МВт» содержит 56 страниц текстового документа, 8 использованных источников, 4 листа графической части.

Ключевые слова: ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ ТУРБИНА, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА, БАРАБАННЫЙ КОТЕЛ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛИ, ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО, ВОДОСНАБЖЕНИЕ, ЭКОЛОГИЯ

В данной выпускной квалификационной работе представлен проект Славинской ТЭЦ мощностью 525 МВт.

Целью данного проекта является энергоснабжение промышленных и прочих потребителей Кемеровской области.

В результате расчетов было определено количество блоков и какие турбины установлены, рассчитана принципиальная тепловая схема, подобрано современное вспомогательное оборудование. Дана оценка коммерческой эффективности проекта.

Полученные результаты расчетов показали техническую и экономическую привлекательность данного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Обоснование актуальности темы	7
2 Экономическая часть.....	7
2.1 Расчет капитальных вложений.....	8
2.2 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией.....	8
2.2.1 Расчет затрат на топливо.....	8
2.2.2 Расход на оплату труда.....	9
2.2.3 Амортизационные отчисления	10
2.2.4 Расходы на ремонт оборудования	10
2.2.5 Прочие расходы.....	10
2.3 Расчет себестоимости единицы тепловой и электрической энергии..	10
2.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений.....	12
2.5 Оценка коммерческой эффективности проекта	14
3 Обоснование технологического и технического решения	15
4 Расчетная часть	17
4.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету	17
4.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды.....	19
4.3 Построение процесса расширения пара в турбине Т-185-130 в i-s диаграмме.....	21
4.4 Определение параметров по элементам схемы.....	22
4.5 Определение предварительного расхода пара на турбину	24
4.6 Баланс пара и конденсата	25
4.7 Расчет расширителей непрерывной продувки	26
4.8 Расчет регенеративной схемы ПВД.....	28
4.9 Расчет деаэратора	29
4.10 Расчет регенеративной схемы ПНД.....	30
4.11 Проверка по балансу пара.....	31
4.12 Проверка по балансу мощности	32
4.13 Расчет технико-экономических показателей работы станции.....	32
4.14 Выбор паровых котлов	35
4.15 Выбор вспомогательного оборудования	36
4.15.1 Питательные насосы.....	36
4.15.2 Конденсатные насосы.....	37

4.15.3	Циркуляционные насосы.....	38
4.15.4	Сетевые насосы	39
4.15.5	Регенеративные подогреватели	39
4.15.6	Деаэратор	40
4.15.7	Сетевой подогреватель	40
4.16	Проектирование топливного хозяйства	40
4.16.1	Определение расхода топлива и выбор приемных.разгрузочных устройств.....	40
4.16.2	Ленточные конвейеры	41
4.16.3	Дробилки.....	42
4.16.4	Топливные склады	43
4.16.5	Выбор оборудования пылеприготовления	43
4.16.6	Выбор тягодутьевых машин	44
4.16.7	Выбор дутьевых вентиляторов	44
4.16.8	Выбор дымососов.....	45
5	Влияние на окружающую среду и расчет дымовой трубы.....	47
5.1	Золоулавливание.....	47
5.2	Золоудаление.....	47
5.3	Расчет выбросов вредных веществ и выбор дымовой трубы.....	49
6	Система технического водоснабжения	50
7	Генеральный план	51
8	Компоновка главного корпуса	53
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	57

ВВЕДЕНИЕ

Тепловая электростанция – станция, которая вырабатывает электрическую энергию за счет преобразования химической энергии топлива в процессе сжигания в топке котле в тепловую, а затем в механическую энергию вращения ротора турбины с электрогенератором.

Планы строительства новых объектов энергетики, места их размещения разрабатываются с учетом программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации.

Целями Генеральной схемы размещения объектов энергетики являются:

1. Формирование структуры генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электрической энергии и мощности в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах;

2. Предотвращение прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности наиболее эффективными способами с учетом прогнозируемых режимов работы энергетических систем, необходимого технологического резерва и основных технологических ограничений;

3. Определение основных направлений размещения линий электропередачи и подстанций, относимых к межсистемным связям и необходимых для обеспечения баланса производства и потребления электрической энергии и мощности по объединенным энергетическим системам, а также для обеспечения нормального электроэнергетического режима работы Единой энергетической системы России и выдачи мощности новых электрических станций, установленная мощность которых составляет 1000 МВт и выше, либо увеличения выдачи мощности существующих электрических станций, установленная мощность которых составляет 500 МВт и выше.

1 Обоснование актуальности темы

Предпосылкой по реализации новых проектов являются низкие темпы обновления основных фондов в российской энергетике. Вместо необходимых 7 ГВт мощности в РФ ежегодно вводится лишь около 1,5 ГВт.

В рамках данного проекта планируется спроектировать Славинскую ТЭЦ мощностью 525 МВт в поселке Славино в Новокузнецком районе Кемеровской области. Назначение которой будет являться энергоснабжение промышленных и прочих потребителей Кемеровской области.

Поставки угля будет осуществлять ОАО “Кузбассразрезуголь”, которым управляет ОАО “Уральская горно – металлургическая компания”. При этом “Кузбассразрезуголь” готов покупать порядка 30% электроэнергии Славинской ТЭС, остальная часть будет поставляться потребителям региона.

Строительство новой ТЭЦ в поселке Славино является оптимальным решением, так как поселок расположен недалеко от г. Новокузнецка, это позволит снабжать город тепловой энергией при строительстве новых жилищных районов, что приведет к закрытию действующих котельных, и исключит надобность строительства новых котельных установок. Также поселок Славино находится вблизи Талдинского угольного месторождения, откуда будет поставляться уголь для ТЭЦ, что существенно снизит затраты на поставку топлива. Рядом с поселком протекает река Томь, откуда будет производиться водоснабжение электростанции. Новая тепловая электростанция обеспечит местных жителей новыми рабочими местами.

2 Экономическая часть

В экономической части будут рассчитаны капитальные вложения, затраты, себестоимость отпускаемой со станции тепловой и электрической энергии, сформирована оценка экономической эффективности капитальных вложений и срок окупаемости проекта.

На Славинскую ТЭЦ предполагается установить три блока Т-185-130.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Значение показателя
Место проектирования ТЭЦ	Западная Сибирь
Вид топлива	Каменный уголь
Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/ч:	
а) в паре	0
б) в горячей воде	900
Годовой коэффициент теплофикации по пару	0
Годовой коэффициент теплофикации по горячей воде	0,7
Число часов использования максимума тепловой нагрузки, час/год:	
а) в паре	0
б) в горячей воде	3100

Окончание таблицы 1

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная электрическая нагрузка, МВт	555
Максимальная электрическая нагрузка, МВт	615
Число часов использования максимума электрической нагрузки, час/год	5500
Число часов использования номинальной электрической установленной мощности ТЭЦ, час/год	5500
Производительность энергетического котла, т/ч	670
Коэффициент полезного действия котла, %	91,5
Число часов работы турбин, час/год	7200
Замыкающие затраты на топливо, руб./т.у.т.	1600
Замыкающие затраты на э/энергию, руб./кВт · ч	1,85
Коэффициент удорожания капитальных вложений	118
Среднегодовой фонд оплаты труда одного работающего, руб./год	525206

2.1 Расчет капитальных вложений

Разовые капитальные вложения определяются по опыту уже выполненных проектов подобных ТЭЦ в России, млрд. руб.:

$$K = W \cdot k_{уд} = 555 \cdot 0,048 = 26,64, \quad (1)$$

где $k_{уд}$ – удельные капиталовложения для ТЭЦ принимаются 0,048 млрд.руб/МВт.

2.2 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Расходы на эксплуатацию, млн руб./год:

$$U_{э} = U_{т} + U_{зп} + U_{а} + U_{тр} + U_{пр}, \quad (2)$$

где $U_{т}$ – топливные затраты;
 $U_{зп}$ – расходы на оплату труда;
 $U_{а}$ – амортизация основных производственных средств;
 $U_{тр}$ – расходы на ремонт основных средств;
 $U_{пр}$ – прочие расходы.

2.2.1 Расчет затрат на топливо

Удельные расходы условного топлива рассчитаны в подразделе 4.13 в расчете тепловой схемы и составляют:

- на выработку электроэнергии 0,297 кг/(кВт·ч);
- на выработку тепловой энергии 32,41 кг/ГДж.

Выработка электроэнергии на ТЭЦ, тыс. МВт·ч:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}} \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ТЭЦ, МВт;
 $T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности, ч/год

$$W = 555 \cdot 5500 \cdot 10^{-3} = 3052,5$$

Годовое производство тепла по горячей воде, тыс. Гкал:

$$Q_{\text{ГВ}} = N_{\text{ГВ}} \cdot T_{\text{ГВ}} \cdot 10^{-3} \quad (4)$$

где $N_{\text{ГВ}}$ – тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч;
 $T_{\text{ГВ}}$ – число часов использования максимума тепловой нагрузки, ч/год.

$$Q_{\text{ГВ}} = 900 \cdot 3100 \cdot 10^{-3} = 2790.$$

Топливная составляющая затрат, млн руб./год:

$$U_{\text{ТП}} = B_{\text{тэц,год}} \cdot C_{\text{топ}} \cdot 10^{-3} \quad (5)$$

где $C_{\text{топ}} = 1600$ – цена топлива, руб./т. у. т.;
 $B_{\text{тэц,год}}$ – годовой расход топлива на ТЭЦ, т. у. т./год.
 Расход топлива на ТЭЦ складывается из расхода на производство тепловой энергии $B_{\text{Т}}$ и на производство электроэнергии $B_{\text{Э}}$, тыс. т.у.т.

$$B_{\text{тэц,год}} = B_{\text{Т}} + B_{\text{Эл}} = 998,1 + 376,6 = 1374,7. \quad (6)$$

где $B_{\text{Эл}} = b_{\text{Эл}} \cdot W = 0,327 \cdot 3052,5 = 998,1$ – расход топлива на выработку электроэнергии, тыс. т.у.т./год.;
 $B_{\text{Т}} = b_{\text{Т}} \cdot Q_{\text{ГВ}} = 0,135 \cdot 2790 = 376,6$. – расход топлива на выработку тепловой энергии, тыс. т.у.т./год.

$$U_{\text{ТП}} = 1374,7 \cdot 1600 \cdot 10^{-3} = 1758,5.$$

2.2.2 Расход на оплату труда

Расчет расходов на заработную плату, млн руб./год:

$$U_{\text{ЗП}} = N_{\text{уст}} \cdot n_{\text{у}} \cdot \Phi_{\text{ЗП}} \cdot 10^{-6}. \quad (7)$$

где $n_{\text{у}} = 1,2$ – штатный коэффициент;
 $\Phi_{\text{ЗП}} = 525206$ – средняя зарплата одного работника за год, руб./год.

$$U_{\text{ЗП}} = 555 \cdot 525206 \cdot 1,2 \cdot 10^{-6} = 349,8.$$

2.2.3 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a \quad (8)$$

где $H_a = 6,7$ – средняя норма амортизации, %;

$$U_a = K \cdot H_a = 26640 \cdot 0,067 = 1784,8.$$

2.2.4 Расходы на ремонт оборудования

Издержки по ремонту принимаются равным 20% амортизационных отчислений, млн руб./год:

$$U_{тр} = U_a \cdot 0,2 = 1784,8 \cdot 0,2 = 356,9 \quad (9)$$

2.2.5 Прочие расходы

К прочим расходам относятся: общецеховые и общестанционные расходы, расходы по охране труда и техники безопасности, налоги и сборы, плата за землю и др.

Их величина принимается 20-30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, млн руб./год:

$$U_{пр} = 0,25 \cdot (U_a + U_{тр} + U_{зп}) \quad (10)$$

$$U_{пр} = 0,25 \cdot (1784,8 + 356,9 + 349,8) = 622,8.$$

Эксплуатационные расходы составят, млн руб./год:

$$U_э = 1758,5 + 349,8 + 1784,8 + 356,9 + 622,8 = 4872,8$$

2.3 Расчет себестоимости единицы тепловой и электрической энергии

Годовой отпуск энергии, МВт ч:

$$\mathcal{E}_{отп} = W \cdot (1 - a_{сн}) = 3052,5 \cdot (1 - 0,08) = 2808,3 \quad (11)$$

где W – выработка электроэнергии на ТЭЦ, тыс. МВт ч;

$a_{сн}$ – коэффициент использования электроэнергии на собственные нужды.

Для расчета себестоимости единицы тепловой и электрической энергии распределим эксплуатационные расходы по цехам проектируемой станции:

- затраты на топливо относят к ТТЦ и КЦ;
- амортизационные издержки: ТТЦ и КЦ – 50 %, ТЦ и ЭЦ – 45 %, общестанционные расходы – 5 %;

- расходы на оплату труда: ТТЦ и КЦ – 35 %, ТЦ и ЭЦ – 35 %, общестанционные расходы – 30 %;
- расходы на ремонт: ТТЦ и КЦ – 50 %, ТЦ и ЭЦ – 45 %, общестанционные расходы – 5 %;
- прочие расходы относят к общестанционным расходам.

Таблица 2– Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии

Стадия производства	Элементы затрат, млн.руб.					Всего затрат, млн.руб.	В том числе, млн.руб.	
	Ут	Уам	Узп	Урем	Упр		на э/э	на т/э
ТТЦ и КЦ	1758,5	892,4	122,4	178,45		2951,7	1528,3	1423,8
Машинный зал, ЭЦ		803,1	122,4	160,5		1086	1086	
Общестанционные расходы		89,3	105	17,1	622,8	834,2	540,1	294,1
Всего по ТЭЦ	1758,5	1784,8	349,8	356,9	622,8	4872	3154,5	1717,9
Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт·ч							1,12	
Себестоимость единицы теплоты, руб./Гкал							615,4	

Затраты по каждой стадии распределяются на два вида пропорционально расходу топлива (физический метод), млн. руб.:

$$U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{ТТЦ}} \cdot \frac{B_{\text{э/э}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} = 2951,7 \cdot \frac{36,3}{36,3+33,9} = 1528,3. \quad (12)$$

$$U_{\text{ТТЦ}}^{\text{т/э}} = U_{\text{ТТЦ}} - U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} = 2951,7 - 1528,3 = 1423,8. \quad (13)$$

По ТЦ и ЭЦ затраты целиком относятся к затратам на выработку электроэнергии, млн руб.

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

$$U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = U_{\text{общ}} \cdot \frac{U_{\text{ТТЦ}}^{\text{э/э}} + U_{\text{маш.з}}^{\text{э/э}}}{U_{\text{ТТЦ}} + U_{\text{маш.з}}} = 834,2 \cdot \frac{1528,3+1086}{2951,7+1086} = 540,1. \quad (14)$$

$$U_{\text{общ}}^{\text{т/э}} = U_{\text{общ}} - U_{\text{общ}}^{\text{э/э}} = 834,2 - 540,1 = 294,1. \quad (15)$$

Себестоимость единицы электрической энергии, руб./кВт·ч:

$$S_{\text{ээ}} = \frac{U_{\text{ээ}}}{W_{\text{отп}}} = \frac{3154,5}{2808,3} = 1,12. \quad (16)$$

Себестоимость единицы тепловой энергии, руб./Гкал:

$$S_{\text{тэ}} = \frac{U_{\text{тэ}} \cdot 1000}{Q_{\text{гв}}} = \frac{1717 \cdot 1000}{2790} = 615,4. \quad (17)$$

Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии сопоставляемому варианту представлена в таблице 2.

2.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Выручка от реализации энергии составит, млн. руб.:

$$\text{ВРП} = T_{\text{ээ}} \cdot W_{\text{отп}} + T_{\text{тэ}} \cdot Q_{\text{отп}}, \quad (18)$$

Доход от основной деятельности, млн. руб.:

$$D_{\text{осн}} = \text{ВРП} - C_{\text{полн}}, \quad (19)$$

где $C_{\text{полн}}$ – полная себестоимость производства и отпуска электро- и теплоэнергии, млн. руб. (см. таблицу 2).

Налог на прибыль по ставке 20% составит, млн. руб.:

$$H_{\text{пр}} = D_{\text{осн}} \times 0,2, \quad (20)$$

Чистая прибыль, млн. руб.:

$$\text{ЧП}_t = D_{\text{осн}} - H_{\text{пр}}, \quad (21)$$

Чистый денежный поток, млн. руб.:

$$\text{ЧДП}_t = \text{ЧП}_t + U_a, \quad (22)$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом, млн. руб.:

$$\text{ЧДПНИ}_t = \text{ЧДПНИ}_{t-1} + \text{ЧДП}_t, \quad (23)$$

В нулевой год принимается равным капитальным затратам со знаком минус -26640 млн.

Дисконтированный денежный поток, млн. руб.:

$$\text{ДДП}_t = \frac{\text{ЧДП}_t}{(1+r)^t}, \quad (24)$$

где r – норма дисконта принимается равной $r = 10 \%$.

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн. руб.:

$$\text{ДДПНИ}_t = \text{ДДПНИ}_{t-1} + \text{ДДП}_t, \quad (25)$$

Расчёт показателей эффективности инвестиций в строительство Славинской ТЭЦ сводится в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчёт показателей эффективности инвестиций в строительство Славинской ТЭЦ

Наименование величины/год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Денежный поток от инвестиционной деятельности компании	- 26640															
Тариф на э/э		1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
Тариф на т/э		1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076
Выручка от реализации э/э		7408	7408	7408	7408	7408	7408	7408	7408	7408	7408	7408	7408	7408	7408	7408
Полная себестоимость		4862	4862	4862	4862	4862	4862	4862	4862	4862	4862	4862	4862	4862	4862	4862
Амортизационные отчисления		1784	1784	1784	1784	1784	1784	1784	1784	1784	1784	1784	1784	1784	1784	1784
Налогооблагаемая прибыль		2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545
Налог на прибыль		509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509
Чистая прибыль		2036	2036	2036	2036	2036	2036	2036	2036	2036	2036	2036	2036	2036	2036	2036
Денежный поток от основной деятельности		3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821
Чистый денежный поток	- 26640	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821	3821
Чистый денежный поток нарастающим итогом	- 26640	- 2281 8	- 1899 7	- 1517 5	- 1135 4	- 7532	- 3711	110	3931	7753	1157 4	1539 6	1921 7	2303 9	2686 0	3068 2
Дисконтированный денежный поток	- 26640	3474	3158	2871	2610	2372	2157	1961	1782	1620	1473	1339	1217	1106	1006	914
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	- 26640	- 2316 5	- 2000 7	- 1713 6	- 1452 6	- 1215 3	- 9996	- 8035	- 6252	- 4632	- 3158	- 1819	-601	505	1511	2426

2.5 Оценка коммерческой эффективности проекта

Чистый дисконтированный доход проекта NPV:

$$NPV = \sum \frac{P_k}{(1+r)^k} - \sum \frac{IC_k}{(1+r)^n} = 2426,4. \quad (26)$$

Дисконтированный индекс доходности DPI:

$$DPI = \frac{NPV}{\left| \sum \frac{IC_0}{(1+r)^n} \right|} + 1 = 1,091. \quad (27)$$

Простой срок окупаемости:

$$PP = 6 + \frac{3711,1}{3821,4} \cdot 12 = 6 \text{ лет } 11 \text{ мес.} \quad (28)$$

Дисконтированный срок окупаемости DPP:

$$DPP = 12 + \frac{1106,9}{601,6} \cdot 12 = 12 \text{ лет } 6,5 \text{ мес.} \quad (29)$$

Норма дисконта при дисконтной ставке 15%:

$$NPV = -4294,4. \quad (30)$$

Внутренняя норма доходности IRR:

$$IRR = r_1 + \frac{f(r_1)}{f(r_1) - f(r_2)} \cdot (r_2 - r_1) = 11,81\% \quad (31)$$

Резерв безопасности по проекту: $11,81\% - 10\% = 1,81\%$.

На основании расчетов строим финансовый профиль проекта (рисунок

1).

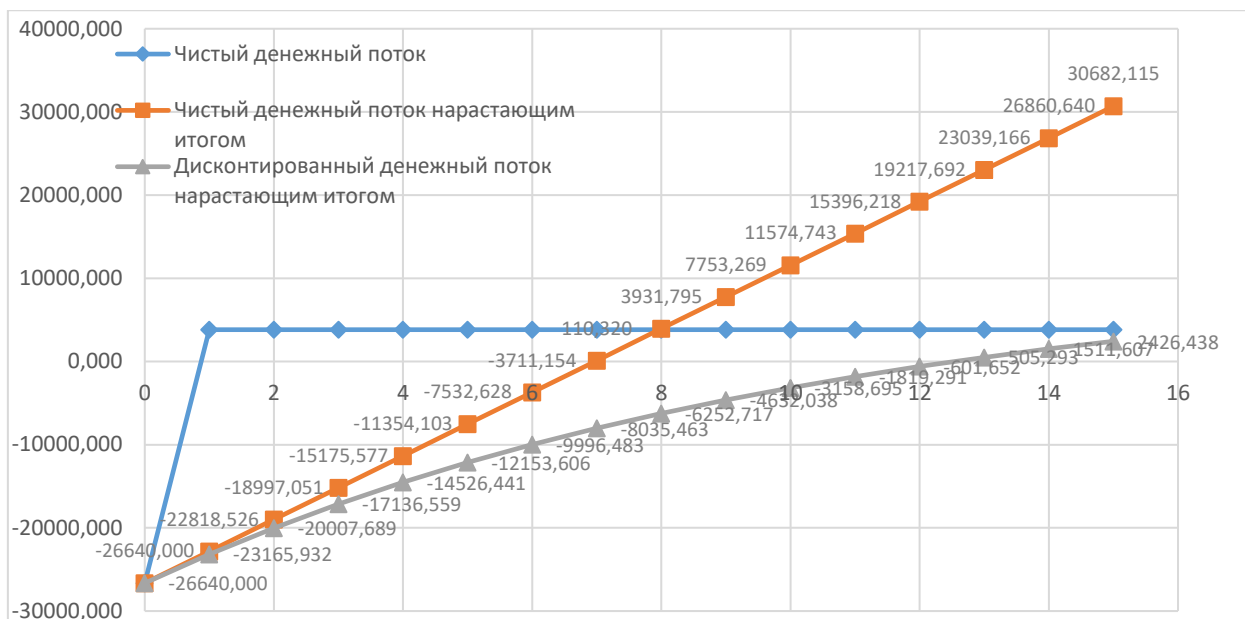


Рисунок 1 - Финансовый профиль проекта

Проект является эффективным, так как $NPV > 0$, рисковым, так как резерв безопасности по проекту составляет 1,81 %, доходным, так как $DPI > 1$ инвестор получит 0,091 рубля прибыли на 1 рубль инвестиций. Данный проект инвестиций имеет приемлемые сроки окупаемости.

3 Обоснование технологического и технического решения

Решение по составу основного оборудования принимается в результате экономической оценки, исходя с позиции макроэкономики, которая обеспечивает взаимосвязь отраслевых интересов топливно-энергетического комплекса и народного хозяйства в целом. Такой подход реализуется посредством применения показателей приведенных затрат, который рассчитывается по каждому из конкурсных вариантов в соответствии с методическими рекомендациями, разработанными в КГТУ. Расчет выполняется с помощью табличного процессора Excel. При сравнении вариантов по минимуму приведенных затрат необходимо выполнение следующих условий:

1. Варианты сравнение должны быть сопоставляемыми и взаимозаменяемыми.
2. Варианты должны обеспечивать одинаковый энергетический эффект, т.е. они должны уравниваться по полезному отпуску энергии и мощности на основе использования системы замыкающих затрат и установок.
3. Финансирование разных вариантов должно проходить из одного источника.

Экономическое обоснование предполагает расчет потенциального эффекта в результате экономии приведенных затрат по рекомендуемому

варианту состава основного оборудования ($Z_{ТЭЦ}^p$) по сравнению с сопоставляемым вариантом ($Z_{ТЭЦ}^c$).

Для определения оптимального состава основного оборудования в качестве конкурсных вариантов принимаем:

1 вариант: (3) Т-185;

2 вариант: (5) Т-110.

Рассчитаем экономический эффект на макроуровне. Исходные данные представлены в таблице 3.

Таблица 3– Приведенные затраты на ТЭЦ.

№ варианта	Связь по электроэнергии, млн. кВт·ч		Затраты на перетоки электроэнергии, млн.руб.	Приведенные затраты по ТЭЦ, млн.руб.
	Полезный отпуск электроэнергии с ТЭЦ	Передача в систему (-) и из системы (+)		
1	3706	-654	-1209,5	4422
2	3497	-445	-823,1	4581

Экономический эффект на микроуровне определяем:

$$Э_{\text{макр}} = Z^c - Z^p, \quad (32)$$

где Z^c – приведенные затраты по второму варианту;

Z^p – приведенные затраты по первому варианту.

$$Э_{\text{макр}} = 4581 - 4422 = 159.$$

Расхождение между конкурсными вариантами, %:

$$\frac{Z^c - Z^p}{Z^c} \cdot 100 = \frac{4581 - 4422}{4581} \cdot 100 = 3,4. \quad (33)$$

Расхождение по приведенным затратам 2-х вариантов не лежит в диапазоне ± 3 %, варианты с позиции макроэкономики не являются равноэкономичными.

Приведенные затраты по первому варианту состава основного оборудования меньше приведенных затрат чем по второму, то в качестве основного оборудования ТЭЦ выбираем рекомендуемый первый вариант, с турбинами Т-185-130, т.к. он является экономически выгодным.

Также установка меньшего числа крупных агрегатов, по сравнению с установкой большего числа мелких агрегатов, при всех прочих равных условиях снижает капитальные затраты.

4 Расчетная часть

4.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету

Для покрытия необходимой электрической и тепловой нагрузок выбираем турбину Т-185-130. Принципиальная тепловая схема с турбиной Т-185-130 представлена на рисунке 2.

Отпуск тепла осуществляется из двух теплофикационных отборов, один из которых регулируемый. Отборный пар поступает на два сетевых подогревателя.

Система регенерации состоит из четырех подогревателей низкого давления, деаэратора и трех подогревателей высокого давления. Слив конденсата из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный в деаэратор. Слив конденсата из подогревателей низкого давления (ПНД) – каскадный в ПНД-1 и из него дренажным насосом (ДН) в линию основного конденсата. В схеме используется котел барабанного типа, непрерывная продувка котла направляется в двухступенчатый расширитель. Для уменьшения тепловых потерь с продувочной водой используется поверхностный подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ) из химводоочистки (ХВО). Из расширителя первой ступени выпар направляется в деаэратор, из расширителя второй ступени в ПНД-1.

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

Восполнение потерь конденсата химочищенной водой осуществляется в конденсатор турбины.

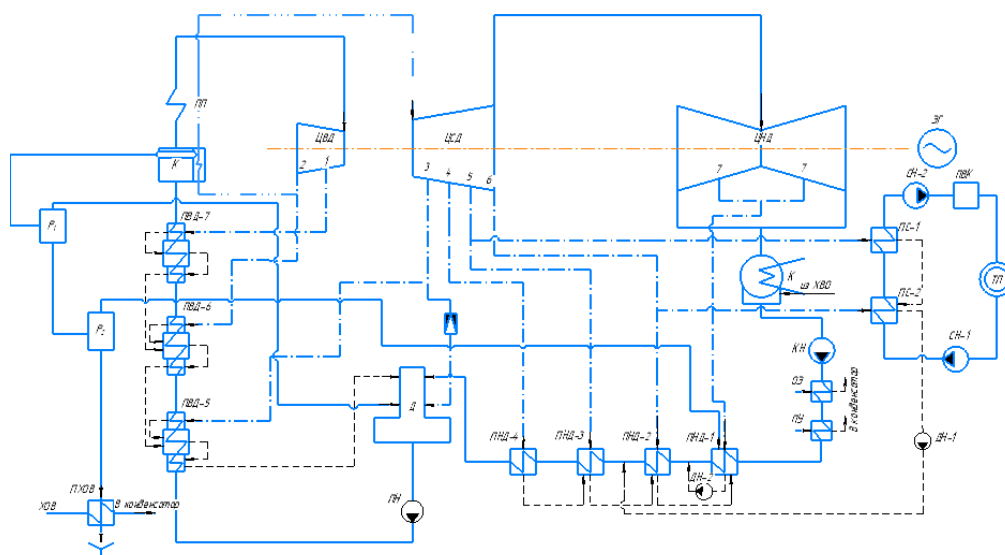


Рисунок 2 – Принципиальная тепловая схема турбины Т-185-130

Характеристики турбины Т-185-130 принимаются по заводским данным и сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики турбины Т-185-130

Наименование показателя	Обозначение и принимаемое значение	Единицы измерения
Номинальная электрическая мощность	$W_э = 185000$	кВт
Начальные параметры пара: – Давление – Температура	$P_0 = 12,75$ $t_0 = 540$	МПа °С
Параметры пара после промежуточного перегрева: – Давление – Температура	$P_0 = 2,38$ $t_0 = 540$	МПа °С
Давление в конденсаторе турбины	$P_к = 0,00343$	МПа
Тепловая мощность энергоблока	300	Гкал/ч
Тепловая мощность отопительных отборов	220	Гкал/ч
Давление пара в регенеративных отборах: – ПВД №7 – ПВД №6 – ПВД №5 – Деаэратор – ПНД №4 – ПНД №3 – ПНД №2 – ПНД №1	4,21 2,77 1,29 1,29 0,672 0,264 0,178 0,089	МПа МПа МПа МПа МПа МПа МПа МПа
Значения внутреннего относительного КПД по отсекам: – ЦВД – ЦСД – ЦНД	$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,845$ $\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,882$ $\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,876$	

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

Потери давления в регулируемых органах турбины (на входе в цилиндр высокого давления) равны 5 %.

Потери давления в перепускных трубах составляют 2 %.

Потери давления пара от отбора до подогревателя составляют 5 %.

Недогрев воды в ПВД $\vartheta_{пвд} = 3$ °С.

Недогрев воды в ПНД $\vartheta_{пнд} = 5$ °С.

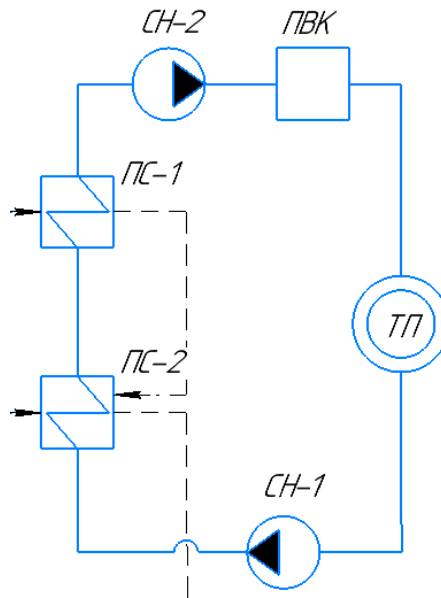
КПД подогревателей поверхностного типа $\eta_{то} = 0,98$.

Расход пара на собственные нужды турбинного цеха составляет 0,02 расхода пара на турбину; котельного цеха – 0,012 расхода пара на турбину.

Расход пара на уплотнения составляет 0,01 расхода пара на турбину; на утечки – 0,02 расхода пара на турбину.

4.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды

В блоке предусмотрен отпуск тепла для отопления и горячего водоснабжения города. Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 3. Схема состоит из двух подогревателей поверхностного типа и пикового водогрейного котла. Пар на подогреватели подается из 5 и 6 отбора турбины. Дренаж греющего пара из верхнего подогревателя сливается каскадно в нижний подогреватель, а из него в линию основного конденсата.



ТП – тепловой потребитель; СН – сетевой насос; СП – сетевой подогреватель;
ПВК – пиковый водогрейный котел

Рисунок 3 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды составит, кг/с:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{max}}}{C \cdot \Delta t} = \frac{348,9}{4,186 \cdot (150 - 70)} = 1041,8, \quad (34)$$

где C – теплоемкость воды, кДж/(кг·°С);
 Δt – разница температур подающей и обратной сетевой воды, °С;
 $Q_{\text{от}}^{\text{max}}$ – тепловая нагрузка энергоблока, МВт.
 Тепловая нагрузка пикового водогрейного котла, МВт:

$$Q_{\text{пвк}} = Q_{\text{от}}^{\text{max}} - Q_{\text{от}}^{\text{баз}} = 348,9 - 255 = 93,9, \quad (35)$$

где $Q_{\text{от}}^{\text{max}}$ – максимальная нагрузка блока, МВт;
 $Q_{\text{от}}^{\text{баз}}$ – тепловая мощность отопительных отборов, МВт.
 Коэффициент теплофикации:

$$a = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{баз}}}{Q_{\text{от}}^{\text{max}}} = \frac{255}{348,9} = 0,7. \quad (36)$$

Температура сетевой воды за верхним сетевым подогревателем, °С:

$$t_{\text{вс}} = t_{\text{ос}} + \frac{Q_{\text{от}}^{\text{баз}}}{C \cdot G_{\text{св}}} = 70 + \frac{255}{4,186 \cdot 1041,8} = 128. \quad (37)$$

Температуру сетевой воды за нижним подогревателем определим из условия равномерного нагрева воды в подогревателях, °С:

$$t_{\text{нс}} = t_{\text{ос}} + \frac{t_{\text{вс}} - t_{\text{ос}}}{2} = 70 + \frac{128 - 70}{2} = 99. \quad (38)$$

Принимая недогрев сетевой воды в верхнем сетевом подогревателе $\vartheta = 5$ °С, температура насыщения греющего пара верхнего сетевого подогревателя составит, °С:

$$t_{\text{вс}}^{\text{н}} = t_{\text{вс}} + \vartheta = 128 + 5 = 133. \quad (39)$$

Энтальпия насыщения греющего пара верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$t'_{\text{вс}}^{\text{н}} = 561,2. \quad (40)$$

Давление пара в корпусе верхнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{\text{вс}} = 0,251. \quad (41)$$

Давление пара в шестом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5%, МПа:

$$P_5 = \frac{P'_{\text{вс}}}{0,95} = 0,264. \quad (42)$$

Принимая недогрев сетевой воды в нижнем сетевом подогревателе $\vartheta = 5$ °С, температура насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя составит, °С:

$$t_{\text{нс}}^{\text{н}} = t_{\text{нс}} + \vartheta = 99 + 5 = 104. \quad (43)$$

Энтальпия насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$t'_{\text{нс}}^{\text{н}} = 437. \quad (44)$$

Давление пара в корпусе нижнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{\text{нс}} = 0,118. \quad (45)$$

Давление пара в седьмом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5%, МПа:

$$P_6 = \frac{P'_{\text{НС}}}{0,95} = 0,124. \quad (46)$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{ВС}} = G_{\text{СВ}} \cdot \Delta t_{\text{ВС}} \cdot C = 1041,8 \cdot (128 - 99) \cdot 4,186 = 127501,1. \quad (47)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{НС}} = G_{\text{СВ}} \cdot \Delta t_{\text{НС}} \cdot C = 1041,8 \cdot (99 - 70) \cdot 4,186 = 127501,1. \quad (48)$$

4.3 Построение процесса расширения пара в турбине Т-185-130 в i-s диаграмме

Процесс строится с учетом потерь давления в регулирующих органах турбины в соответствии с начальными и конечными параметрами (см. таблицу 1).

Точка A_0 находится на i-s диаграмме по начальным и конечным параметрам пара. С учетом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД давление пара на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot 0,95 = 12,75 \cdot 0,95 = 12,1. \quad (49)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления P_1 соответствующего давлению в первом отборе, изображается линией A_1B_0 . При действительном процессе расширения энтальпия пара в точке B_1 , кДж/кг:

$$i_{B_1} = i_{A_1} - (i_{A_1} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦВД}} = 3447,67 - (3447,67 - 3123,4) \cdot 0,845 = 3173,66, \quad (50)$$

где $i_{A_1} = 3447,67$ – энтальпия острого пара, кДж/кг;

$i_{B_0} = 3123,4$ – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения, кДж/кг.

Параметры пара на входе в ЦСД соответствуют параметрам промежуточного перегрева пара (см. таблицу 1).

Далее аналогично используя значения давления в отборах, находятся на i-s диаграмме энтальпии пара в оставшихся точках.

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 4.

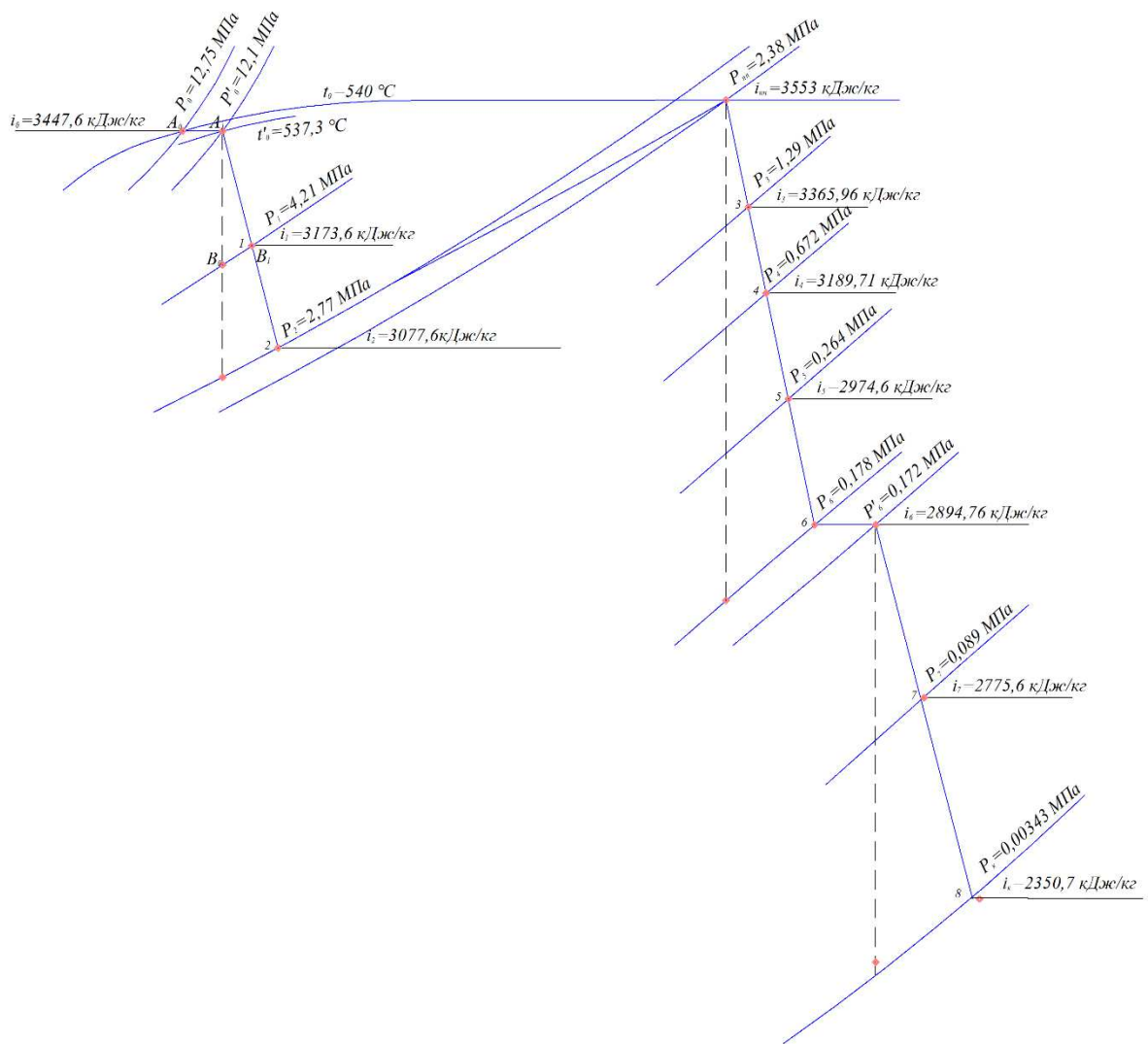


Рисунок 4 – Процесс расширения пара в турбине Т-185-130 в *i-s* диаграмме

4.4 Определение параметров по элементам схемы

Определение параметров по элементам схемы показывается на примере подогревателя высокого давления ПВД-7.

Давление пара в отборе турбины на ПВД-7: $P_1 = 4,21$ МПа.

С учетом потерь по тракту от турбины до подогревателя давление в ПВД-3 составит, МПа:

$$P_{\text{ПВД}7} = P_1 \cdot 0,95 = 4,21 \cdot 0,95 = 4. \quad (51)$$

Температура конденсата греющего пара, °С:

$$t_{\text{ПВД}7}^{\text{H}} = 250,35.$$

Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{ПВД}7}^{\text{H}} = 1087,39.$$

Температура питательной воды за подогревателем с учетом недогрева,
°С:

$$t_{\text{ПВД}7} = t_{\text{ПВД}7}^{\text{H}} - \vartheta_{\text{ПВД}} = 250,35 - 3 = 247,3. \quad (52)$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{ПВД}7} = t_{\text{ПВД}7} \cdot C = 247,3 \cdot 4,186 = 1035,19. \quad (53)$$

Энтальпия греющего пара на ПВД-3 (из *i-s* диаграммы) составит,
кДж/кг:

$$i_1 = 3173,6.$$

Использованный теплоперепад в турбине до отбора, кДж/кг:

$$h_{\text{ПВД}7} = i_0 - i_1 = 3447,67 - 3173,6 = 274,01. \quad (54)$$

Аналогично рассчитываются параметры по другим элементам схемы,
результаты расчета сводятся в таблицу 5.

Таблица 5 – Параметры элементов тепловой схемы

Элементы тепловой схемы Наименование величины	ПВД-7	ПВД-6	ПВД-5	Деаэра- тор	ПНД-4	ПНД-3	ПНД-2	ПНД-1	Конде- нсатор	ПС-1	ПС-2
Давление отбираемого пара, МПа	4,21	2,77	1,29	1,29	0,672	0,264	0,178	0,089	0,0034	0,264	0,178
Энтальпия греющего пара, кДж/кг	3173,6	3077,6	3365,9	3365,9	3189,7	2974,6	2894,7	2775,6	2350,7	2974,6	2894,7
Давление пара у подогревателя, МПа	3,99	2,63	1,22	0,7	0,638	0,25	0,169	0,085	0,0034	0,25	0,124
Температура конденсата греющего пара, °С	250,3	226,7	188,9	165	161,2	127,5	114,9	95	2,3	134	99
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1087,3	974,7	802,7	697,1	681,1	535,7	482,6	397,9	110,4	535,7	482,6
Температура воды на выходе, °С	247,3	223,7	185,9	165	156,2	122,5	110	90	26,3	128	99
Энтальпия воды на выходе, кДж/кг	1033,7	935,06	777,1	697,1	652,9	512	460,4	375,7	110,4	512	460,4
Использованный теплоперепад, кДж/кг	274	370,1	557	557	733,3	948,3	1028,2	1147,3	1572,2	948,3	1028,2

4.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент неиспользования мощности отбора на верхний сетевой подогреватель:

$$y_{\text{BC}} = \frac{i_{\text{BC}} - i_{\text{K}}}{i_0 - i_{\text{K}} + q_{\text{ПП}}} = \frac{2974,6 - 2350,7}{3447,6 - 2350,7 + 475,3} = 0,397. \quad (55)$$

Коэффициент недоиспользования мощности отбора на нижний сетевой подогреватель:

$$y_{\text{HC}} = \frac{i_{\text{HC}} - i_{\text{K}}}{i_0 - i_{\text{K}} + q_{\text{ПП}}} = \frac{2894,7 - 3350,7}{3447,6 - 2350,7 + 475,3} = 0,346. \quad (56)$$

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

$$D_{\text{BC}} = \frac{G_{\text{CB}} \cdot \Delta t_{\text{BC}} \cdot C}{(i_5 - \bar{t}_{\text{BC}}^{\text{H}}) \cdot \eta} = \frac{1041,8 \cdot (128 - 99) \cdot 4,18}{(2974,6 - 535,7) \cdot 0,98} = 53,9. \quad (57)$$

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

$$D_{\text{HC}} = \frac{G_{\text{CB}} \Delta t_{\text{HC}} C - D_{\text{BC}} (\bar{t}_{\text{BC}}^{\text{H}} - \bar{t}_{\text{HC}}^{\text{H}}) \eta}{(i_6 - \bar{t}_{\text{HC}}^{\text{H}}) \cdot \eta} = \frac{1041,8 \cdot (128 - 99) \cdot 4,18 - 53,9 \cdot (535,7 - 482,6) \cdot 0,98}{(2894,7 - 482,6) \cdot 0,98} = 50,250, \quad (58)$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,13$ (с последующим уточнением), расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_{\text{T}} = K_p \cdot \left(\frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{\text{ЭМ}}} + y_{\text{BC}} \cdot D_{\text{BC}} + y_{\text{HC}} \cdot D_{\text{HC}} \right) = 1,13 \cdot \left(\frac{185000}{1572,2 \cdot 0,98} + 0,397 \cdot 53,9 + 0,346 \cdot 50,2 \right) = 180,7, \quad (59)$$

где H_i – использованный теплоперепад в турбине, кДж/кг (см. таблицу 5).

4.6 Баланс пара и конденсата

Расход пара на собственные нужды турбинного цеха, кг/с:

$$D_{\text{ТО}}^{\text{CH}} = 0,012 \cdot D_{\text{T}} = 0,02 \cdot 180,7 = 2,169. \quad (60)$$

Расход пара на собственные нужды котельного отделения, кг/с:

$$D_{\text{КО}}^{\text{CH}} = 0,012 \cdot D_{\text{T}} = 0,012 \cdot 180,7 = 2,169. \quad (61)$$

Расход пара на эжектор, кг/с:

$$D_{\text{ЭЖ}} = 0,005 \cdot D_{\text{T}} = 0,005 \cdot 180,7 = 0,904. \quad (62)$$

Расход пара на уплотнения турбины, кг/с:

$$D_{\text{УПЛ}} = 0,01 \cdot D_{\text{T}} = 0,01 \cdot 180,7 = 1,807. \quad (63)$$

Расход пара на утечки, кг/с:

$$D_{ут} = 0,011 \cdot D_T = 0,02 \cdot 180,7 = 1,988. \quad (64)$$

Тогда расход перегретого пара на выходе из котельного агрегата, кг/с:

$$D_{пе} = D_T + D_{ТО}^{сн} + D_{КО}^{сн} + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} = 180,7 + 2,169 + 2,169 + 0,904 + 1,807 + 1,988 = 186,6. \quad (65)$$

Расход продувочной воды, кг/с:

$$G_{пр} = 0,015 \cdot D_{пе} = 0,015 \cdot 186,6 = 2,84. \quad (66)$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{пв} = D_{пе} + G_{пр} = 2,749 + 186,6 = 192,6. \quad (67)$$

4.7 Расчет расширителей непрерывной продувки

Расчетная схема расширителей непрерывной продувки представлена на рисунке 6.

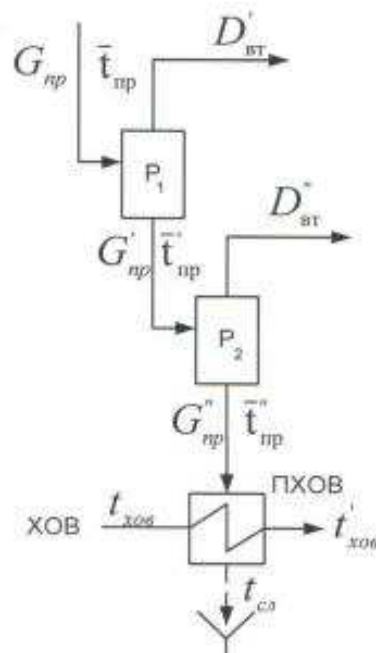


Рисунок 6 – Схема расширителей непрерывной продувки

Из уравнений материального и теплового баланса для первой ступени расширителя найдем количество вторичного пара, кг/с:

$$D'_{вт} = \frac{G_{пр} \cdot (\bar{t}_{пр} - \bar{t}'_{пр})}{r_1}, \quad (68)$$

где $\bar{t}_{пр} = 1570,8$ – энтальпия воды в барабане парогенератора при давлении 14 МПа, кДж/кг,

$\bar{t}'_{\text{пр}} = 697,14$ – энтальпия продувочной воды, сливаемой из первой ступени расширителя, кДж/кг,

$r_1 = 2065,6$ – теплота парообразования при давлении 0,7 МПа, кДж/кг.

$$D'_{\text{вт}} = \frac{2,847 \cdot (1570,8 - 697,14)}{2065,6} = 1,204.$$

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

$$G'_{\text{пр}} = G_{\text{пр}} - D'_{\text{вт}} = 2,847 - 1,204 = 1,643. \quad (69)$$

Из уравнений материального и теплового баланса для второй ступени расширителя найдем количество вторичного пара, кг/с:

$$D''_{\text{вт}} = \frac{G'_{\text{пр}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пр}} - \bar{t}''_{\text{пр}})}{r_2}, \quad (70)$$

где $\bar{t}'_{\text{пр}} = 697,14$ – энтальпия продувочной воды поступающая из первой ступени расширителя, кДж/кг,

$\bar{t}''_{\text{пр}} = 403,9$ – энтальпия продувочной воды, сливаемой из второй ступени расширителя, кДж/кг,

$r_2 = 2265,9$ – теплота парообразования при давлении в ПНД – 1, кДж/кг.

$$D''_{\text{вт}} = \frac{1,643 \cdot (697,14 - 403,9)}{2265,9} = 0,213. \quad (71)$$

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

$$G''_{\text{пр}} = G'_{\text{пр}} - D''_{\text{вт}} = 1,643 - 0,213 = 1,43. \quad (72)$$

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

$$G_{\text{хов}} = G''_{\text{пр}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} = 1,43 + 4,338 + 1,988 = 7,756. \quad (73)$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ найдем температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя, °С:

$$t'_{\text{хов}} = t_{\text{хов}} + \frac{G''_{\text{пр}} \cdot (t''_{\text{пр}} - t_{\text{сл}})}{G_{\text{хов}}}, \quad (74)$$

где $t''_{\text{пр}} = 96,4$ – температура продувочной воды, сливаемой из второй ступени расширителя, °С;

$t_{\text{сл}} = 60$ – температура продувочной воды, сливаемая в тех. канализацию подогревателя химически очищенной воды, °С.

$$t'_{\text{хов}} = 30 + \frac{1,43 \cdot (96,4 - 60)}{7,49} = 36,71. \quad (75)$$

4.8 Расчет регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 7.

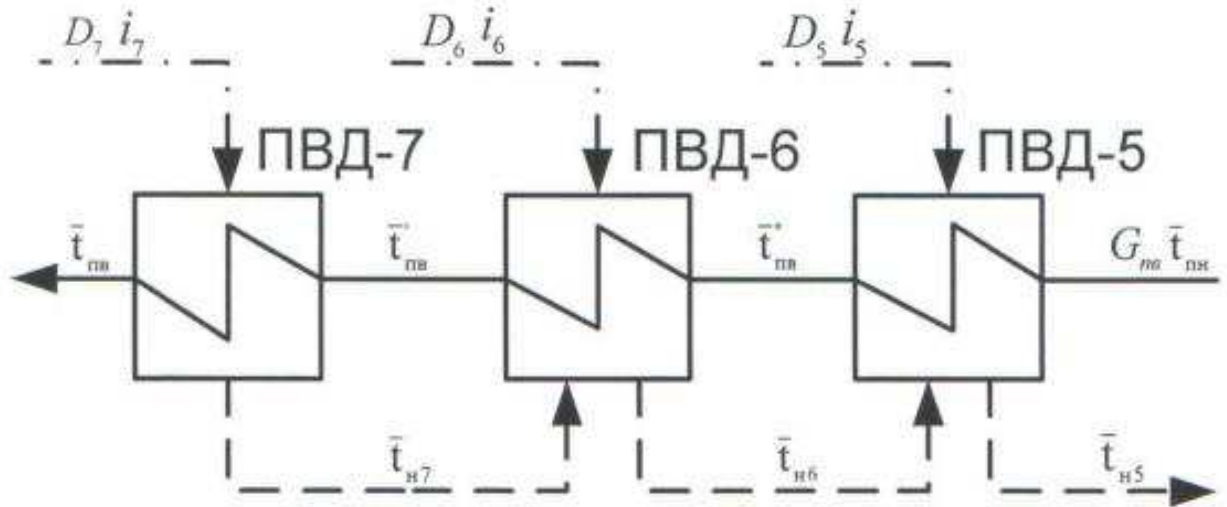


Рисунок 7 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-7 запишется:

$$D_7 \cdot (i_7 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta_{то} = G_{пв} \cdot (\bar{t}_{пв} - \bar{t}'_{пв}). \quad (76)$$

Следовательно, расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{пв} \cdot (\bar{t}_{пв} - \bar{t}'_{пв})}{(i_7 - \bar{t}_{н7}) \cdot \eta_{то}} = \frac{192,63 \cdot (1033,7 - 935,06)}{(3173,6 - 1087,3) \cdot 0,98} = 9,34. \quad (77)$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6 запишется:

$$D_6 \cdot (i_6 - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta_{то} + D_7 \cdot (\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta_{то} = G_{пв} \cdot (\bar{t}'_{пв} - \bar{t}''_{пв}) \quad (78)$$

Следовательно, расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{пв} \cdot (\bar{t}'_{пв} - \bar{t}''_{пв}) - D_7 \cdot (\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta_{то}}{(i_6 - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta_{то}} =$$

$$= \frac{192,63 \cdot (935,06 - 777,1) - 9,34 \cdot (1087,3 - 974,7) \cdot 0,98}{(3077,6 - 974,7) \cdot 0,98} = 14,27. \quad (79)$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-5 запишется:

$$D_5 \cdot (i_5 - \bar{t}_{н5}) \cdot \eta_{то} + (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{н6} - \bar{t}_{н5}) \cdot \eta_{то} =$$

$$= G_{пв} \cdot (\bar{t}''_{пв} - \bar{t}_{пн}) \quad (80)$$

Чтобы решить данное уравнение необходимо знать энтальпию питательной воды на входе в ПВД-5. Для этого определяется величина прироста энтальпии в питательном насосе, кДж/кг:

$$\Delta \bar{t}_{\text{пн}} = \frac{(P_{\text{пн}} - P_{\text{д}}) \cdot V \cdot 10^3}{\eta_{\text{пн}}} = \frac{(18 - 0,7) \cdot 0,00108 \cdot 10^3}{0,7} = 24,91, \quad (81)$$

где $P_{\text{пн}} = 18$ – давление питательного насоса, МПа;
 $P_{\text{д}}$ – давление в деаэраторе, МПа (см. таблицу 2);
 $V = 0,00108$ – удельный объем питательной воды на выходе из деаэратора, м³/кг;

$\eta_{\text{пн}} = 0,75$ – коэффициент полезного действия питательного насоса.

Следовательно, энтальпия питательной воды на входе в ПВД-3, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пн}} = \bar{t}_{\text{д}} + \Delta \bar{t}_{\text{пн}} = 697,14 + 24,91 = 722,05, \quad (82)$$

где $\bar{t}_{\text{д}}$ – энтальпия воды на выходе из деаэратора, кДж/кг (см. таблицу 5).

Следовательно, расход пара на ПВД-5, кг/с:

$$D_5 = \frac{G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пв}} - \bar{t}_{\text{пн}}) - (D_6 + D_7) \cdot (\bar{t}_{\text{н6}} - \bar{t}_{\text{н5}}) \cdot \eta_{\text{то}}}{(i_5 - \bar{t}_{\text{н5}}) \cdot \eta_{\text{то}}} =$$

$$= \frac{192,63 \cdot (777,1 - 722,05) - (9,34 + 14,27) \cdot (974,7 - 802,7) \cdot 0,98}{(3365,9 - 802,7) \cdot 0,98} = 2,72. \quad (83)$$

4.9 Расчет деаэратора

Схема потоков воды и пара деаэратора представлена на рисунке 8.

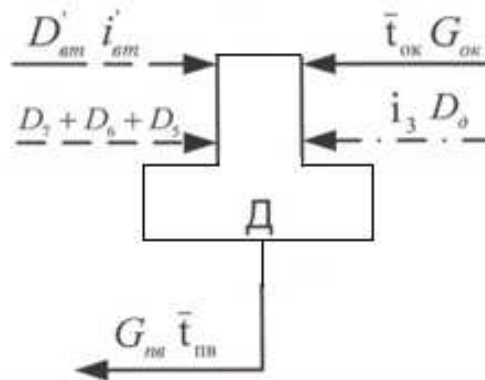


Рисунок 8 – Схема обвязки деаэраторной установки

Уравнения материального и теплового балансов для деаэратора выглядят следующим образом:

$$\begin{cases} G_{\text{пв}} = (D_7 + D_6 + D_5) + D'_{\text{вт}} + G_{\text{ок}} + D_{\text{д}} \\ G_{\text{пв}} \cdot \bar{t}_{\text{д}} = (D_7 + D_6 + D_5) \cdot \bar{t}_{\text{н5}} + D_{\text{д}} \cdot i_3 + G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{ок}} + D'_{\text{вт}} \cdot i'_{\text{вт}} \end{cases} \quad (84)$$

Подставляя значения известных величин (см. таблицу 5) в формулу (84) получаем:

$$\begin{cases} 192,63 = (9,34 + 14,27 + 2,72) + D_d + G_{ок} + 1,185 \\ 192,63 \cdot 697,14 = (9,34 + 14,27 + 2,72) \cdot 802,7 + D_d \cdot 3365,9 + \\ + G_{ок} \cdot 652,9 + 1,204 \cdot 2762,7 \end{cases}$$

Решая эти уравнения в MathCAD, вычисляем искомые величины:

$$\begin{cases} G_{ок} = 164,4 \text{ кг/с} \\ D_d = 0,67 \text{ кг/с} \end{cases}$$

4.10 Расчет регенеративной схемы ПНД

Расчетная схема ПНД представлена на рисунке 9.

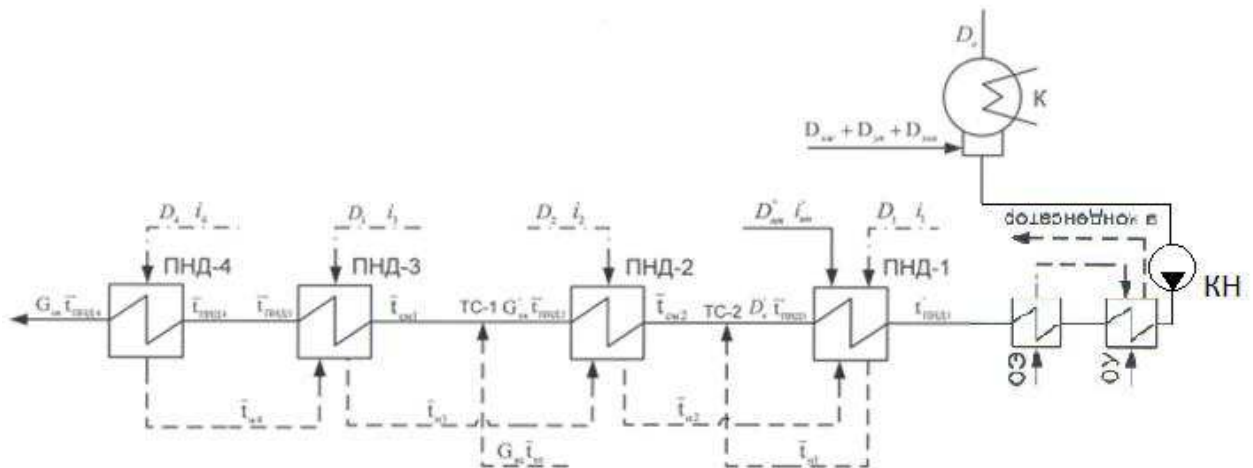


Рисунок 9 – Схема включения подогревателей низкого давления

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_4 \cdot (i_{4} - \bar{t}_{н4}) \cdot \eta_{то} = G_{ок} \cdot (t''_{пнд4} - \bar{t}'_{пнд4}) \quad (85)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{ок} \cdot (t''_{пнд4} - \bar{t}'_{пнд4})}{(i_{4} - \bar{t}_{н4}) \cdot \eta_{то}} = \frac{164,4 \cdot (161,2 - 127,5)}{(3189,7 - 681,1) \cdot 0,98} = 9,4. \quad (86)$$

Уравнение теплового и материального баланса ПНД-3 и ТС-1:

$$\begin{cases} D_3 \cdot (i_{3} - \bar{t}_{н3}) \cdot \eta_{то} + D_4 \cdot (\bar{t}_{н4} - \bar{t}_{н3}) \cdot \eta_{то} = G_{ок} \cdot (t''_{пнд3} - \bar{t}_{см1}) \\ G_{ок} = G'_{ок} + D_{нс} + D_{вс} \\ G_{ок} \cdot \bar{t}_{см1} = G'_{ок} \cdot t''_{ок} + (D_{нс} + D_{вс}) \cdot \bar{t}_{нс} \end{cases} \quad (87)$$

Подставляя значения известных величин (см. таблицу 5) в формулу (87) получаем:

$$\begin{cases} D_3 \cdot 2399,9 + 1339,4 = 164,4 \cdot (681,1 - 535,7) \\ 164,4 = G'_{\text{ок}} + 53,9 + 50,2 \\ 164,4 \cdot \bar{t}_{\text{см1}} = G'_{\text{ок}} \cdot 459,3 + (53,9 + 50,2) \cdot 482,6 \end{cases}$$

Решая эти уравнения в MathCAD, вычисляем искомые величины:

$$\begin{cases} G'_{\text{ок}} = 60,3 \text{ кг/с} \\ D_3 = 4,1 \text{ кг/с} \\ \bar{t}_{\text{см1}} = 444 \text{ кДж/кг} \end{cases}$$

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД-2, ТС-2 и ПНД-1:

$$\begin{cases} D_2 \cdot (i_2 - \bar{t}_{\text{н2}}) \cdot \eta_{\text{то}} + (D_3 + D_4) \cdot (\bar{t}_{\text{н3}} - \bar{t}_{\text{н2}}) \cdot \eta_{\text{то}} = G'_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}''_{\text{пнд2}} - \bar{t}_{\text{см2}}) \\ G'_{\text{ок}} = D'_k + (D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D''_{\text{вт}}) \\ G'_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{см2}} = D'_k \cdot \bar{t}''_{\text{пнд1}} + (D_4 + D_3 + D_2 + D_1 + D''_{\text{вт}}) \cdot \bar{t}_{\text{н1}} \\ (D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_{\text{н1}}) + (D_4 + D_3 + D_2) \cdot (\bar{t}_{\text{н2}} - \bar{t}_{\text{н1}}) + \\ + D''_{\text{вт}} \cdot (i''_{\text{вт}} - \bar{t}_{\text{н1}})) \cdot \eta_{\text{то}} = D'_k (\bar{t}''_{\text{пнд1}} - \bar{t}'_{\text{пнд1}}) \end{cases} \quad (88)$$

где $\bar{t}'_{\text{пнд1}} = (\bar{t}_{\text{кк}} + \Delta\bar{t}_{\text{оэ-оу}}) \cdot C = (26,4 + 15) \cdot C = 173,1$ – энтальпия основного конденсата перед ПНД -1, кДж/кг; $\bar{t}_{\text{кк}} = 26,4$ °С - температура насыщения после конденсатора; $\Delta\bar{t}_{\text{оэ-оу}} = 15$ °С - нагрев основного конденсата в охладителе эжекторов и охладителей уплотнений.

Подставляя значения известных величин (см. таблицу 5) в формулу (88) получаем:

$$\begin{cases} D_2 \cdot 2363,8 + 13,5 \cdot 51,6 = 60,3 \cdot (482,6 - \bar{t}_{\text{см2}}) \\ 60,3 = D'_k + (9,4 + 4,1 + D_2 + D_1 + 0,213) \\ 60,3 \cdot \bar{t}_{\text{см2}} = D'_k \cdot 375,7 + (D_2 + D_1 + 13,5) \cdot 397,9 \\ (D_1 \cdot 2330 + (13,5 + D_2) \cdot 84,7 + \\ + 0,213 \cdot (2669,8 - 397,9)) \cdot 0,98 = D'_k \cdot (357,7 - 173,1) \end{cases}$$

Решая эти уравнения в MathCAD, вычисляем искомые величины:

$$\begin{cases} D'_k = 41,9 \text{ кг/с} \\ D_1 = 2,84 \text{ кг/с} \\ D_2 = 1,63 \text{ кг/с} \\ \bar{t}_{\text{см2}} = 380,2 \text{ кДж/кг} \end{cases}$$

4.11 Проверка по балансу пара

Расход пара в конденсатор турбины, кг/с:

$$D_K = D'_K - (D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{хов}}) = 41,9 - (0,904 + 1,807 + 7,75) = 31,5. \quad (89)$$

Проверка баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_K = D_T - (D_1 + D_2 + D_4 + D_5 + D_3 + D_6 + D_{\text{вс}} + D_7 + D_{\text{нс}} + D_d) = 180,7 - (9,3 + 14,2 + 2,72 + 0,67 + 9,4 + 4,1 + 1,63 + 2,84 + 53,9 + 50,2) = 31,5. \quad (90)$$

Из проверки видно, что расход пара в конденсатор полностью совпадает с ранее найденным значением, следовательно, расчет выполнен верно.

4.12 Проверка по балансу мощности

Мощность энергоблока определяется следующим образом, МВт:

$$W_3 = (\sum_{i=1}^n D_{i\text{отб}} \cdot H_{i\text{отб}}) \cdot \eta_{\text{эм}} \quad (91)$$

$$W_3 = (9,3 \cdot 274 + 14,2 \cdot 370,1 + 2,72 \cdot 557 + 0,67 \cdot 557 + 9,4 \cdot 733,3 + 4,1 \cdot 948,3 + 1,63 \cdot 1028,2 + 2,84 \cdot 1147,3 + 53,9 \cdot 948 + 50,2 \cdot 1028) \cdot 0,98 = 185.$$

Погрешность расчета составляет:

$$\left| \frac{W_3 - W_3^p}{W_3} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{185 - 185,6}{185} \right| \cdot 100\% = 0,3\%. \quad (92)$$

Полученная погрешность допустима, следовательно, коэффициент регенерации выбран верно и пересчета не требуется.

4.13 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, кВт:

$$Q_{\text{ту}} = D_T \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{пв}}) + D_{\text{пп}} \cdot (i_{\text{пп}} - i_2) + G_{\text{хов}} \cdot (\bar{t}_{\text{хов}} - \bar{t}_{\text{пв}}) + D''_{\text{вт}} \cdot (i''_{\text{вт}} - \bar{t}_{\text{пв}}) + D'_{\text{вт}} \cdot (i'_{\text{вт}} - \bar{t}_{\text{пв}}) = 180,7 \cdot (3447,6 - 1035,4) + 176,2 \cdot (3553 - 3077,6) + 7,75 \cdot (153,7 - 1035,4) + 0,213 \cdot (2669,8 - 1035,4) + 1,43 \cdot (2762,7 - 1035,4) = 515383,7. \quad (93)$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_T^Z = D_{\text{вс}} \cdot (i_5 - \bar{t}_{\text{вс}}^H) + D_{\text{нс}} \cdot (i_6 - \bar{t}_{\text{нс}}^H) = 53,9 \cdot (2974,6 - 535,7) + 50,2 \cdot (2894,7 - 482) = 243217,9. \quad (94)$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{\text{ту}}^3 = Q_{\text{ту}} - Q_T^Z = 515383,7 - 243217,9 = 272165,8. \quad (95)$$

Тепловая нагрузка котлоагрегата, кВт:

$$Q_{\text{пе}} = D_{\text{пе}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{пв}}) + D_{\text{пп}} \cdot (i_{\text{пп}} - i_2) + G_{\text{пр}} \cdot (\bar{t}_{\text{пр}} - \bar{t}_{\text{пв}}) = 186,6 \cdot (3447,6 - 1035,4) + 176,2 \cdot (3553 - 3077,6) + 2,847 \cdot (1570,8 - 1035,4) = 521319,4 \quad (96)$$

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B_{\text{усл}} = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{пр}}} = \frac{521319,4}{29310 \cdot 0,9} = 19,7, \quad (97)$$

где $Q_{\text{р}}^{\text{н}} = 29310$ – теплота сгорания условного топлива, кДж/кг;

$\eta_{\text{пр}} = 0,9$ – коэффициент полезного действия котлоагрегата.

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{пр}}} = \frac{521319,4}{23012 \cdot 0,9} = 25,1, \quad (98)$$

где $Q_{\text{р}}^{\text{н}} = 23012$ – теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг.

Принимая мощность собственных нужд блока 8 %, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{\text{отп}} = W_3 - 0,08 \cdot W_3 = 185000 - 0,08 \cdot 185000 = 170200. \quad (99)$$

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

$$W_{\text{эз}}^{\text{сн}} = e_{\text{эз}}^{\text{сн}} \cdot W_3 = 0,05 \cdot 185000 = 9250, \quad (100)$$

где $e_{\text{эз}}^{\text{сн}} = 0,05$ – доля электроэнергии, затраченная на производство энергии на собственные нужды [3].

Коэффициент ценности тепла отбора на верхний сетевой подогреватель:

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{i_5 - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_5 + q_{\text{пп}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \right) = \frac{2974 - 2350,7}{3447,6 - 2350,7 + 475,3} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3447,6 - 2974 + 475,3}{3447,6 - 2350,7 + 475,3} \right) = 0,493. \quad (101)$$

Коэффициент ценности тепла отбора на нижний сетевой подогреватель:

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{i_6 - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_6 + q_{\text{пп}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \right) = \frac{2894 - 2350,7}{3447,6 - 2350,7 + 475,3} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3447,6 - 2894 + 475,3}{3447,6 - 2350,7 + 475,3} \right) = 0,437. \quad (102)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов пара, кВт:

$$\Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} = D_{\text{вс}} \cdot (i_5 - \bar{t}_{\text{вс}}^{\text{H}}) \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + D_{\text{нс}} \cdot (i_6 - \bar{t}_{\text{нс}}^{\text{H}}) \cdot (1 - \xi_{\text{нс}}) = 53,9 \cdot (2974,6 - 535,7) \cdot (1 - 0,493) + 50,2 \cdot (2894,7 - 482) \cdot (1 - 0,437) = 135554,4. \quad (103)$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата на производство электроэнергии, кВт:

$$Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot Q_{\text{ту}}^{\text{э}} = 0,05 \cdot 272165,8 = 13608,2. \quad (104)$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии определяется по формуле:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}}}{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} + \Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} + Q_{\text{т}}^{\Sigma}} = \frac{272165,8 + 13608,2 + 135554,4}{272165,8 + 13608,2 + 135554,4 + 243217,9} = 0,634. \quad (105)$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{эусл}} = B_{\text{усл}} \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W_3 - W_{3\text{э}}^{\text{сн}}} = 19,7 \cdot 0,634 \cdot \frac{170200}{185000 - 9250} = 12,1. \quad (106)$$

Расход натурального топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W_3 - W_{3\text{э}}^{\text{сн}}} = 25,1 \cdot 0,634 \cdot \frac{170200}{185000 - 9250} = 15,4. \quad (107)$$

Расход условного топлива пиковыми водогрейными котлами, кг/с:

$$B_{\text{пвкусл}} = \frac{Q_{\text{пвк}}}{Q_{\text{усл}} \cdot \eta_{\text{пг}}} = \frac{93900}{29310 \cdot 0,87} = 3,68. \quad (108)$$

Расход натурального топлива пиковыми водогрейными котлами, кг/с:

$$B_{\text{пвкнат}} = \frac{Q_{\text{пвк}}}{Q_{\text{нат}} \cdot \eta_{\text{пг}}} = \frac{93900}{23012 \cdot 0,87} = 4,69. \quad (109)$$

Расход условного топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_{\text{тусл}} = B_{\text{усл}} - B_{\text{эусл}} + B_{\text{пвкусл}} = 19,7 - 12,1 + 3,68 = 11,3. \quad (110)$$

Расход натурального топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_{\text{т}} = B - B_{\text{э}} + B_{\text{пвкнат}} = 25,1 - 15,4 + 4,69 = 14,4. \quad (111)$$

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

$$b_{\text{эусл}} = \frac{B_{\text{эусл}}}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 = \frac{12,1}{170200} \cdot 3600 = 0,257. \quad (112)$$

Удельный расход натурального топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч:

$$b_{\text{э}} = \frac{B_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 = \frac{15,4}{170200} \cdot 3600 = 0,327. \quad (113)$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_{\text{т.усл}} = \frac{B_{\text{т.усл}}}{Q_{\text{от}}^{\text{max}}} \cdot 10^6 = \frac{11,3}{348900} \cdot 10^6 = 32,41. \quad (114)$$

Удельный расход натурального топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_{\text{т}} = \frac{B_{\text{т}}}{Q_{\text{от}}^{\text{max}}} \cdot 10^6 = \frac{23,78}{348900} \cdot 10^6 = 41,29. \quad (115)$$

4.14 Выбор паровых котлов

Тип парового котла определяется главным образом выбранным типом турбины, а также видом топлива, суммарной мощностью и режимом работы тепловой электрической станции.

На блочных станциях производительность котла выбирается по максимальному расходу пара на турбину с учетом расхода на собственные нужды и общего запаса по пару, т/ч:

$$D_{\text{пе}} = 1,05 \cdot D_{\text{т}} = 674,2. \quad (116)$$

Параметры пара на выходе из котла выше, чем перед турбиной, на величину потерь в паропроводах. Так, давление пара на выходе из котла, МПа:

$$P_{\text{пе}} = 1,04 \cdot P_0 = 1,04 \cdot 12,75 = 13,26. \quad (117)$$

Температура пара на выходе из котлоагрегата, °С:

$$t_{\text{пе}} = 1,01 \cdot t_0 = 1,01 \cdot 545 = 545,5. \quad (118)$$

По найденным параметрам выбираем котлоагрегат ТПЕ-214А, предназначенный для сжигания Кузнецкого топлива марки Г и Д, характеристики которого представлены в таблице 3.

Таблица 6 – Основные характеристики котлоагрегата ТПЕ-214А

Паропроизводительность, т/ч	Давление пара, бар	Температура пара, °С	Температура питательной воды, °С	Топливо	КПД котла, %
670	138	545	248	Кузнецкий Г и Д	92

4.15 Выбор вспомогательного оборудования

4.15.1 Питательные насосы

Питательные насосы являются важнейшими из вспомогательных машин паротурбинной электростанции, их рассчитывают по производительности и давлению нагнетания.

Суммарное гидравлическое сопротивление, МПа:

$$\begin{aligned}\sum \Delta P_c &= \Delta P_{вэ} + \Delta P_{рпк} + \Delta P_{пвд} + \Delta P_{тр} = 0,5 + 0,1 + 1 + 0,25 = \\ &= 1,85,\end{aligned}\tag{120}$$

где $\Delta P_k = 0,5$ – гидравлическое сопротивление прямооточного котла, МПа;
 $\Delta P_{рпк} = 0,1$ – сопротивление регулирующего клапана питания котла, МПа;

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

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

Давление нагнетания питательного насоса, МПа:

$$P_n = P_6 + \Delta P_{пк} = 14,25 + 0,08 = 14,33,\tag{121}$$

где $\Delta P_{пк} = 0,08$ – запас давления на открытие предохранительных клапанов, МПа;

$P_6 = P_{пе} + \Delta P_{пп} = 12,75 + 1,5 = 14,25$ – давление в барабане котла, которое определяется через $P_{пе}$ и потери давления в пароперегревателе $\Delta P_{пп} = 1,5$, МПа.

Давление во всасывающем патрубке, МПа:

$$\begin{aligned}P_b &= P_d + H_d g \rho \cdot 10^{-6} - \sum \Delta P_c = 0,7 + 25 \cdot 9,81 \cdot 910,65 \cdot 10^{-6} - \\ &- 1,85 = 0,913\end{aligned}\tag{122}$$

где P_d – давление в деаэраторе, МПа (см. таблицу 5);

$H_d = 25$ – высота установки бака деаэратора относительно оси насоса, м;

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

Напор насоса, МПа:

$$\Delta P = P_n - P_b = 30,41 - 0,913 = 24,49.\tag{123}$$

Производительность насосов определяется максимальным расходом питательной воды на котел с запасом 7%, т/ч:

$$D_{пн} = 1,07 \cdot G_{пв} = 1,07 \cdot 669,6 = 716,5.\tag{124}$$

На блоках с докритическими параметрами на каждый блок устанавливают по одному питательному насосу на 100% производительности (на складе предусматривается один резервный насос на всю электростанцию).

Выбираем питательный насос с электроприводом ПЭ-720-185/200 со следующей характеристикой:

- Подача: 720 м³/ч;
- Давление: 18,15/19,62 МПа;
- Частота вращения: 2900 об/мин;

4.15.2 Конденсатные насосы

Тип и количество насосов должны быть выбраны, поскольку технические решения по выбору этих насосов зависят от конкретных условий тепловой схемы.

Устанавливаем два конденсатных насоса, на 100%-ую производительность каждый. Конденсатные насосы выбираются по производительности и напору.

Производительность конденсатных насосов рассчитывается по максимальному расходу пара в конденсатор, т/ч:

$$D_{\text{кн}} = D_{\text{к}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + G_{\text{хов}} = 113,4 + 2,8 + 27,7 + 6,4 = 147,3 \quad (125)$$

Суммарное сопротивление тракта, МПа:

$$\begin{aligned} \sum \Delta P_{\text{с}} &= \Delta P_{\text{ПНД}} + \Delta P_{\text{РПК}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{ОЭ}} = 0,4 + 0,04 + 0,2 + 0,05 = \\ &= 0,69. \end{aligned} \quad (126)$$

где $\Delta P_{\text{ПНД}} = 0,4$ – сопротивление всех ПНД, МПа;

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

$\Delta P_{\text{тр}} = 0,2$ – суммарное гидравлическое сопротивление трубопроводов, МПа.

$\Delta P_{\text{ОЭ}} = 0,05$ – сопротивление охладителя пара эжекторов, МПа.

Давление нагнетания насосов первой ступени – КН I, МПа:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{д}} + H_{\text{д}} g \rho \cdot 10^{-6} = 0,7 + 25 \cdot 9,81 \cdot 910,65 \cdot 10^{-6} = 0,92. \quad (127)$$

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

$$P_{\text{в}} = 0,03.$$

Напор конденсатного насоса первой ступени КН I, МПа:

$$\Delta P = P_{\text{н}} - P_{\text{в}} = 0,92 - 0,03 = 0,89. \quad (128)$$

Выбираем два конденсатных насоса 8КсД-5х3 со следующей характеристикой:

- Подача: 119/150 м³/ч;
- Полный напор: 125/150 м.вод.ст.;
- Частота вращения: 1450 об/мин;
- Потребляемая мощность: 66/74 кВт.

4.15.3 Циркуляционные насосы

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

Расход охлаждающей воды, т/ч:

$$D_{\text{о.в.}} = m \cdot (D_{\text{к}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + G_{\text{хов}}) = 90 \cdot (113,4 + 2,8 + 27,7 + 6,4) = 13527, \quad (129)$$

где $m = 90$ – кратность охлаждения, кг/кг.

Расчетный расход охлаждающей воды, т/ч:

$$D_{\text{о.в.}}^{\text{р}} = 1,2 \cdot D_{\text{о.в.}} = 1,2 \cdot 10026 = 16232. \quad (130)$$

Давление нагнетания циркуляционного насоса, кПа:

$$P_{\text{н}} = \Delta P_{\text{вх}} + \Delta P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{сп}} + (H_{\text{п}} - H_{\text{с}}) \cdot g \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 22 + 50 + 22 + (13 - 7) \cdot 9,81 \cdot 910,65 \cdot 10^{-3} = 94,054, \quad (131)$$

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

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

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

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

$H_{\text{с}} = 7$ – величина сифона, м.

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

$$P_{\text{в}} = 50.$$

Напор циркуляционного насоса, кПа:

$$\Delta P = P_{\text{н}} - P_{\text{в}} = 94,054 - 50 = 44,054. \quad (132)$$

Следовательно, выбирается два циркуляционных насоса типа ОП 6-87 со следующими характеристиками:

- Производительность: 6480 - 12960 м³/ч;

- Полный напор: 3,9 – 7,5 м.вод.ст;
- Число оборотов: 585 об/мин;
- КПД: 80 %.

4.15.4 Сетевые насосы

Сетевые насосы устанавливаются на каждую турбоустановку, устанавливаются в количестве двух на турбину, рассчитывая их на 50 %-ную производительность.

Производительность сетевого насоса зависит от расхода сетевой воды, кг/с:

$$D_{\text{св}} = G_{\text{св}} = 1041,8. \quad (133)$$

Давление нагнетания СН 1 рассчитывается на преодоление сопротивления подогревателей и создания допустимого кавитационного запаса на входе в насос второй ступени, МПа:

$$P_{\text{Н}}^1 = \Delta P_{\text{СП1}} + \Delta P_{\text{СП2}} + P_{\text{В}}^2 \quad (134)$$

где $\Delta P_{\text{СП}} = 0,1$ – сопротивление сетевого подогревателя, МПа;

$P_{\text{В}}^2 = 0,2$ – давление на всасе насоса второй ступени, МПа.

$$P_{\text{Н}}^1 = 0,1 + 0,1 + 0,2 = 0,4$$

Давление нагнетания насосов второй ступени составляет 1,5-2,2 МПа.

Следовательно, выбирается сетевые насосы типа СЭ 3200-100 со следующими характеристиками для первой и второй ступени:

- Полный напор: 100 м. в. ст.;
- Подача: 3200 м³/ч;
- Частота вращения: 1500 об/мин;
- КПД: 86 %;
- Потребляемая мощность: 2500 кВт;

4.15.5 Регенеративные подогреватели

Основными параметрами поверхностных подогревателей, определяющими пригодность их для данной турбины, служат: пропускная способность (кг/с); давление греющего пара (МПа); давление воды (МПа) и поверхность нагрева (м²).

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

ПВД 1: ПВ-775-265-45, где 775 – площадь прогрева, м²; 265 – максимальное давление в трубной системе, бар; 45 – максимальное давление в корпусе, бар

ПВД 2: ПВ-700-265-31

ПВД 3: ПВ-700-265-13

ПНД 4: ПН-400-26-7

ПНД 5: ПН-400-26-7

ПНД 6: ПН-400-26-7

ПНД 7: ПН-400-26-7

4.15.6 Деаэратор

По найденному расходу питательной воды $G_{\text{пв}} = 691$ т/ч, выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДСВ-800 с характеристиками: давление – 6-7 бар; производительностью – 1000 т/ч.

Аккумуляторный бак: емкость – 100 м³; давление – 6-7 бар.

4.15.7 Сетевой подогреватель

Подогреватели сетевой воды выбираем по расчетному пропуску воды $G_{\text{св}} = 3750,5$ т/ч, давлению пара в корпусе и температуры пара на входе и воды на выходе.

Выбираем ПСГ-2300-3-8 для верхнего подогревателя – давление по пару 0,3 МПа, давление по воде – 0,8 МПа. Площадь теплообмена: 2300 м². ПСГ-2300-2-8 для нижнего подогревателя.

4.16 Проектирование топливного хозяйства

В качестве топлива по заданию используется уголь Кузнецкого месторождения марки Г, Талдинского угольного разреза, характеристики которого представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики заданного топлива

Состав рабочей массы топлива, %							Выход летучих V^{Γ} , %	Теплота сгорания, $Q_{\text{н}^{\text{P}}}$, кДж/кг	Коэффициент размолоспособности $k_{\text{лю}}$
W ^P	A ^P	S ^P	C ^P	H ^P	N ^P	O ^P			
8,5	16,9	0,4	60,1	4,2	2,0	7,9	39,5	23012	1,2

4.16.1 Определение расхода топлива и выбор приемных разгрузочных устройств

Расчетный расход топлива на работу парогенератора, кг/с:

$$B = 25,1.$$

Часовой расход топлива составит, кг/с:

$$B_{\Sigma} = n \cdot B = 3 \cdot 25,1 = 75,3 \quad (135)$$

$$B_{\Sigma} = 75,3 \cdot 3,6 = 271 \text{ т/ч.}$$

Вагоноопрокидыватели используют на станциях с расходом топлива более 150 т/ч. При этом число вагоноопрокидывателей принято выбирать следующим образом: при расходе топлива от 150 до 400 т/ч – 1, от 400 до 1250 т/ч – 2÷3 (один из них резервный), от 1250 до 2000 т/ч – 3 (один из которых резервный). Следовательно, выбираем 1 вагоноопрокидыватель роторного трехпорного типа со следующими характеристиками:

- Число опрокидываний в час: 30;
- Теоретическая производительность: 2790/1800 т/ч (в числителе дроби указана производительность вагоноопрокидывателя при разгрузке на 90-тонных вагонов, в знаменателе – при разгрузке 60-тонных вагонов);
- Габариты: 17х8,9х7,95 м;
- Мощность электродвигателей: 36х2 кВт;
- Вес опрокидывателя с электрооборудованием: 132 т.

4.16.2 Ленточные конвейеры

Из приемного устройства твердое топливо подается в котельную двумя параллельными линиями (нитками) ленточных конвейеров, одна из которых рабочая, вторая – резервная.

Суточный расход топлива на станцию составляет, т/ч:

$$B_{\text{сут}} = B_{\Sigma} \cdot 24 = 271 \cdot 24 = 6506. \quad (136)$$

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{\text{расч}} = \frac{B_{\text{сут}}}{T} = \frac{6506}{21} = 309,2, \quad (137)$$

где $T = 21$ – число часов работы топливоподачи в течение суток, ч.

Производительность ленточного конвейера зависит от типа ленты, ее ширины, скорости движения и угла наклона и приближенно рассчитывается по формуле, т/ч:

$$B_{\text{л}} = B^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_{\alpha} = 1^2 \cdot 2 \cdot 0,85 \cdot 320 = 544, \quad (138)$$

где $B = 1$ – ширина ленты, м;

$c = 2$ – скорость ленты, м/с;

$\gamma = 0,85$ – насыпной вес топлива, т/м³;

$K_{\alpha} = 320$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса топлива на ленте.

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

$$W_6 = \frac{K_1 \cdot l \cdot c + 2 \cdot B_{\text{л}} \cdot l + 37 \cdot B_{\text{л}} \cdot H}{1000 \cdot 1,36} \cdot K_l = \frac{515 \cdot 50 \cdot 2 + 2 \cdot 544 \cdot 50 + 37 \cdot 544 \cdot 5}{1000 \cdot 1,36} \cdot 1 =$$

$$= 151,868, \quad (139)$$

где $K_1 = 515$ – коэффициент, зависящий от ширины ленты;
 $l = 50$ – длина конвейера между центрами приводного и концевых барабанов, м;
 $H = 5$ – высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевых барабанов, м;
 $K_l = 1$ – коэффициент, зависящий от длины конвейера.
 Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{\text{эл}} = \frac{K_3 \cdot W_6}{\eta_{\text{эд}} \cdot \eta_{\text{р}}} = \frac{1,25 \cdot 151,868}{0,95 \cdot 0,95} = 210,343, \quad (140)$$

где $K_3 = 1,25$ – коэффициент запаса для наклонных конвейеров;
 $\eta_{\text{эд}} = 0,95$ – КПД электродвигателя;
 $\eta_{\text{р}} = 0,95$ – КПД редуктора.

4.16.3 Дробилки

Для дробления твердого топлива используются дробильные установки. По расчетному расходу топлива на котельный агрегат выбираем двухвалковые зубчатые дробилки типа ДДЗ-2М со следующими характеристиками:

- Производительность – 60 ÷ 125 т/ч;
- Диаметр ротора – 700 мм;
- Длина ротора – 750 мм;
- Размер фракции исходной/ получаемой: 600/0 ÷ 125 мм;
- Частота вращения – 50 об/мин;
- Мощность электродвигателя – 20 кВт.

Дробленое топливо поступает в бункер сырого угля. Емкость бункеров сырого угля, сооружаемых при парогенераторе, м³:

$$V_6 = \frac{B^{\text{max}} \cdot \tau}{\gamma_{\text{т}}^{\text{max}} \cdot K_3} = \frac{90,3 \cdot 10}{0,85 \cdot 0,8} = 1328,8, \quad (141)$$

где $B^{\text{max}} = 90,3$ – расчетный расход топлива на работу парогенератора, т/ч;
 $\tau = 10$ – число часов работы парогенератора на топливе, запасенном в бункере;

$\gamma_{\text{т}}^{\text{max}} = 0,85$ – насыпной вес угля, т/м³;

$K_3 = 0,8$ – коэффициент заполнения бункера.

Из бункеров сырого угля топливо с помощью питателей сырого угля подается в углеразмольные мельницы. В данном случае выбирается ленточный питатель со следующими характеристиками:

- Ширина ленты: 400 мм;
- Длина: 3,2 м
- Производительность при высоте слоя 0,2 м: 35 ÷ 80 м³/ч;
- Требуемая мощность: 1,0 кВт;
- Масса: 556 кг.

4.16.4 Топливные склады

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

Для ТЭЦ емкость склада угля принимается в расчете на месячный расход, исчисляемой исходя из 20-часовой работы в сутки всех рабочих парогенераторов.

Топливо на складах укладывается в штабеля. Площадь, непосредственно занятая штабелями, приближенно определяется по формуле, м²:

$$F = \frac{24 \cdot B_{\Sigma} \cdot n}{h \cdot \gamma_T^{\max} \cdot \varphi} = \frac{24 \cdot 271 \cdot 30}{30 \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 9002, \quad (142)$$

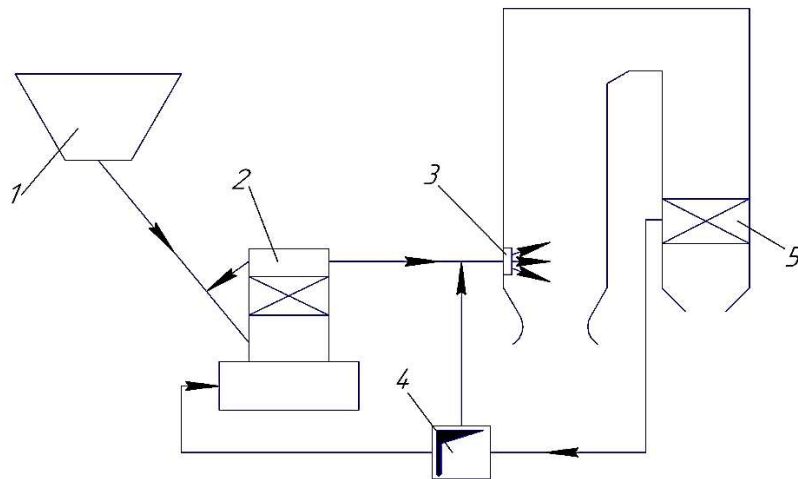
где $n = 30$ – запас топлива на складе, сут.;

$h = 30$ – высота штабеля, м;

$\varphi = 0,85$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса (сползания) топлива в штабеле.

4.16.5 Выбор оборудования пылеприготовления

Для сжигание применяем замкнутую индивидуальную систему пылеприготовления с прямым вдуванием пыли с молотковыми мельницами (см. рисунок 10).



1 – бункер сырого угля; 2 – молотковая мельница; 3 – горелки;
4 – короб горячего воздуха; 5 – воздухоподогреватель

Рисунок 10 – Замкнутая индивидуальная система пылеприготовления с прямым вдуванием пыли

Устанавливаем четыре мельницы на котел.

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_M = \frac{K_3 \cdot B}{Z} = \frac{1,1 \cdot 90,3}{4} = 24,8, \quad (143)$$

где $K_3 = 1,1$ – коэффициент запаса по производительности;
 $Z = 4$ – число мельниц.

Выбирается типоразмер мельницы ММТ 1500/2510/740 с производительностью $B^x = 30,6$ т/ч. Производительность выбранной мельницы при заданном виде топлива пересчитывается с характерного вида с учетом ряда поправок, из которых наиболее существенной является поправка, учитывающая отличие коэффициента размолоспособности от характерного.

Пересчет производительности производится по формуле, т/ч:

$$B' = \frac{B^x \cdot K_{\text{до}}}{K_{\text{до}}^x} = \frac{30,6 \cdot 1,28}{1,35} = 29,01, \quad (144)$$

где $K_{\text{до}} = 1,15$ – коэффициент размолоспособности угля;
 $K_{\text{до}}^x = 1,35$ – характерный коэффициент размолоспособности.

4.16.6 Выбор тягодутьевых машин

Дутьевые вентиляторы и дымососы выбираются на номинальную производительность котла, но большую часть времени работают на пониженных нагрузках. Это обусловлено нормативными запасами по производительности и напору, регламентируемыми для тягодутьевых машин, а также колебаниями нагрузки электростанции.

Число дутьевых вентиляторов и дымососов выбирается одинаковым и зависит от производительности котла. Для котлов на более 500 т/ч пара устанавливается по два вентилятора и дымососа.

Расчетный расход топлива, по которому выбираются дутьевые вентиляторы и дымососы, определяется с учетом физической неполноты сгорания твердого топлива, кг/с:

$$B_p = B \cdot \frac{100 - q_4}{100} = 25,1 \cdot \frac{100 - 2}{100} = 24,5, \quad (145)$$

где $q_4 = 2$ – потеря тепла с механическим недожогом каменного угля, %.

4.16.7 Выбор дутьевых вентиляторов

Производительность вентилятора, м³/с:

$$V_{\text{дв}} = B_p \cdot V^0 \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{\text{пл.у}} + \Delta\alpha_{\text{вп}}) \cdot \frac{t_{\text{хв}} + 273}{273} = 25,1 \cdot 6,206 \cdot (1,2 - 0,05 - 0,04 + 0,03) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 187,3, \quad (146)$$

где $V^0 = 6,206$ – теоретический объем воздуха, необходимый для горения, м³/кг;

$\alpha_T = 1,2$ – коэффициент избытка воздуха в топке;

$\Delta\alpha_T = 0,05$ – присосы в топке;

$\Delta\alpha_{\text{пл.у}} = 0,04$ – присосы в системе пылеприготовления;

$\Delta\alpha_{\text{вп}} = 0,03$ – присосы воздуха и протечки газов в воздухоподогревателе;

$t_{\text{XB}} = 30$ – температура холодного воздуха, °С.

Расчетная производительность вентилятора, м³/с:

$$V_{\text{ДВ}}^{\text{P}} = \frac{\beta_1 \cdot V_{\text{ДВ}}}{z} = \frac{1,1 \cdot 2187,3}{2} = 103,1, \quad (147)$$

где $\beta_1 = 1,1$ – коэффициент запаса;

$z = 2$ – число дутьевых вентиляторов.

Напор дутьевого вентилятора принимается, кПа:

$$H_{\text{ДВ}} = 4.$$

Расчетное значение напора, кПа:

$$H_{\text{ДВ}}^{\text{P}} = \beta_2 \cdot H_{\text{ДВ}} = 1,15 \cdot 4 = 4,6, \quad (148)$$

где $\beta_2 = 1,15$ – коэффициент запаса.

По найденным значениям выбираются дутьевые вентиляторы типа ВДН – 28 – 11у со следующими основными характеристиками:

- Производительность: 430/345 тыс.м³/ч;
- Полное давление: 4600/2950 Па;
- КПД: 85%;
- Частота вращения: 740/590 об/мин;
- Мощность: 1000/500 кВт.

Далее проверяют, соблюдается ли требование норм, по которому при работе с расчетной производительностью снижение КПД будет не более 10 % от максимального значения:

$$\eta^{\text{P}} = 0,9 \cdot \eta_{\text{max}} = 0,9 \cdot 0,85 = 0,765. \quad (149)$$

Принимаем, что при переменной нагрузке КПД машины изменяется пропорционально кубу отношения производительностей:

$$\eta = \eta^{\text{P}} \cdot \left(\frac{V_{\text{ДВ}}^{\text{P}}}{V_{\text{max}}} \right)^3 = 0,765 \cdot \left(\frac{371}{430} \right)^3 = 0,49, \quad (150)$$

где $V_{\text{ДВ}}^{\text{P}} = 371$ – расчетная производительность вентилятора, тыс.м³/ч.

4.16.8 Выбор дымососов

Объем газов, перекачиваемый дымососом, больше объема воздуха за счет более высокой температуры среды и больших присосов воздуха по газовому тракту.

Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:

$$\alpha_{\text{УХ}} = \alpha_{\text{T}} + \Delta\alpha_{\text{КП}} + \Delta\alpha_{\text{ВП}} = 1,2 + 0,09 + 0,03 = 1,32, \quad (151)$$

где $\Delta\alpha_{\text{КП}} = 0,09$ – суммарные присосы воздуха в конвективных газоходах.

Объем уходящих газов, м³/кг:

$$V_{\Gamma}^{yx} = V_{\Gamma}^0 + 1,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V^0 = 6,715 + 1,0161 \cdot (1,32 - 1) \cdot 6,206 = 8,733, \quad (152)$$

где $V_{\Gamma}^0 = 6,715$ – теоретический объем газов, образующихся при горении топлива, м³/кг.

Объем присосов за пределами котла, м³/кг:

$$V_{\text{прис}} = (\Delta\alpha_{\text{зу}} + \Delta\alpha_{\text{гх}}) \cdot V^0 = (0,05 + 0,05) \cdot 6,206 = 0,62, \quad (153)$$

где $\Delta\alpha_{\text{зу}} = 0,05$ – присосы в золоуловителях;

$\Delta\alpha_{\text{гх}} = 0,05$ – присосы в газоходах за пределами котла на участке между воздухоподогревателем и дымососом.

Объемная производительность дымососа, м³/с:

$$V_{\text{дс}} = B_{\text{р}} \cdot (V_{\Gamma}^{yx} + V_{\text{прис}}) \cdot \frac{t_{\text{д}} + 273}{273} = 25,1 \cdot (8,733 + 0,62) \cdot \frac{125 + 273}{273} = 331,9, \quad (154)$$

где $t_{\text{д}} = 125$ – температура газов перед дымососом, °С.

Расчетная производительность дымососа, м³/с:

$$V_{\text{дс}}^{\text{р}} = \frac{\beta_1 \cdot V_{\text{дс}}}{z} = \frac{1,1 \cdot 331,9}{2} = 182,5, \quad (155)$$

где $\beta_1 = 1,1$ – коэффициент запаса;

$z = 2$ – количество дымососов.

Напор дымососа принимается, кПа:

$$H_{\text{дс}} = 4.$$

Расчетное значение напора, кПа:

$$H_{\text{дс}}^{\text{р}} = \beta_2 \cdot H_{\text{дс}} = 1,2 \cdot 4 = 4,8, \quad (156)$$

где $\beta_2 = 1,2$ – коэффициент запаса.

По найденным значениям выбираются два дымососа типа ДОД 28,5 со следующими основными характеристиками:

- Производительность: 585/680 тыс.м³/ч;
- Полное давление: 3750/5120 Па;
- КПД: 82,5 %;
- Частота вращения: 596 об/мин;
- Мощность: 745/1310 кВт.

Далее проверяют, соблюдается ли требование норм, по которому при работе с расчетной производительностью снижение КПД будет не более 10 % от от максимального значения:

$$\eta^p = 0,9 \cdot \eta_{max} = 0,9 \cdot 0,825 = 0,743. \quad (157)$$

Принимаем, что при переменной нагрузке КПД машины изменяется пропорционально кубу отношения производительностей:

$$\eta = \eta^p \cdot \left(\frac{V_{дс}^p}{V_{max}} \right)^3 = 0,743 \cdot \left(\frac{657}{680} \right)^3 = 0,67, \quad (158)$$

где $V_{дс}^p = 657$ – расчетная производительность дымососа, тыс. м³/ч.

5 Влияние на окружающую среду и расчет дымовой трубы

5.1 Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов осуществляется электрофильтрами, типа ДВПН-4х20 с КПД = 99 %.

Расход летучей золы, поступающей в золоуловитель, кг/ч:

$$M_{зол}^{вх} = 0,01 \cdot B \cdot a_{ун} \cdot A^p + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_H^p}{32700} = 0,01 \cdot 271080 \cdot 0,95 \cdot 16,9 + 0,01 \cdot 271080 \cdot 2 \cdot \frac{23012}{32700} = 47336, \quad (159)$$

где $B = 271080$ – часовой расход сжигаемого топлива, кг/ч;

$a_{ун} = 0,95$ – доля золы, уносимая газами;

$A^p = 16,9$ – зольность рабочей массы топлива, %.

Количество летучей золы, выбрасываемой в дымовую трубу, кг/ч:

$$M_{зол}^{вых} = M_{зол}^{вх} \cdot \frac{100 - \eta_{зу}}{100} = 47336 \cdot \frac{100 - 99}{100} = 473, \quad (160)$$

где $\eta_{зу} = 99$ – КПД золоулавливающего аппарата, %.

5.2 Золоудаление

Удаление шлака из-под топок котлоагрегатов осуществляется непрерывно с помощью скребкового транспортера, передвигающегося в заполненной водой ванне, после чего шлак сбрасывается на шлакодробилку, где дробится на куски не более 50 мм, затем поступает в смывной канал, где за счет смывной воды поступающей через побудительные сопла поступает в приямок багерной станции.

Для транспортирования шлака за пределы станции применяются багерные насосы. Транспортирование шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу. Имеется две нитки, одна из которых рабочая, другая

резервная. На шлакоотвале вода осветляется, насосами перекачивается обратно на станцию.

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

$$M_{\text{шл,зол}} = 0,01 \cdot B_p \cdot \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_H^p}{32700} \right) \cdot \left(1 - a_{\text{ун}} \cdot \left[1 - \frac{\eta_{\text{зв}}}{100} \right] \right) = 0,01 \cdot 271 \cdot \left(16,9 + 2 \cdot \frac{23012}{32700} \right) \cdot \left(1 - 0,95 \cdot \left[1 - \frac{99}{100} \right] \right) = 49,1. \quad (161)$$

Расход золы, т/ч:

$$M_{\text{зол}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} - M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = 47,3 - 0,473 = 46,827. \quad (162)$$

Расход шлака, т/ч:

$$M_{\text{шл}} = M_{\text{шл,зол}} - M_{\text{зол}} = 49,1 - 46,827 = 2,3. \quad (163)$$

Расход воды, т/ч:

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot (M_{\text{шл}} + M_{\text{зол}}) = 12 \cdot (2,3 + 46,8) = 589,2. \quad (164)$$

Расчетный расход пульпы, м³/ч:

$$Q = \frac{M_{\text{шл}}}{\gamma_{\text{шл}}} + \frac{M_{\text{зол}}}{\gamma_{\text{зол}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{2,3}{0,5} + \frac{46,8}{0,4} + \frac{589,2}{1} = 710,6, \quad (165)$$

где $\gamma_{\text{шл}} = 0,5$ – удельный вес шлака, т/м³;

$\gamma_{\text{зол}} = 0,4$ – удельный вес золы, т/м³;

$\gamma_{\text{в}} = 1$ – удельный вес воды, т/м³.

Диаметр шлакозолопровода, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot V}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 710,6}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,7}} = 0,38, \quad (166)$$

где $V = 1,7$ – расчетная скорость потока пульпы, м/с.

По расчетному расходу пульпы выбирается багерный насос типа 8 Гру-12 со следующими характеристиками:

- Производительность: 350 ÷ 750 м³/ч;
- Давление на выходе из насоса: 0,21 ÷ 0,17 МПа;
- Диаметр рабочего колеса: 400 мм;
- Мощность на валу насоса: 270 ÷ 422 кВт;
- Мощность электродвигателя: 55 кВт;
- Частота вращения ротора: 985 об/мин.

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

5.3 Расчет выбросов вредных веществ и выбор дымовой трубы

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

Выбросы золы, г/с:

$$M_{\text{зол}} = \frac{B \cdot 10^3}{3600} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{зп}}}{100}\right) \cdot \left[\left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \frac{A^p}{100} \cdot a_{\text{уН}} + \frac{q_4}{100}\right] = \frac{271080 \cdot 10^3}{3600} \cdot \left(1 - \frac{99}{100}\right) \cdot \left[\left(1 - \frac{2}{100}\right) \cdot \frac{16,9}{100} \cdot 0,95 + \frac{2}{100}\right] = 135,5. \quad (167)$$

Выброс сернистого газа, г/с:

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot \frac{B \cdot 10^3}{3600} \cdot S^p = 0,02 \cdot \frac{271080 \cdot 10^3}{3600} \cdot 0,4 = 602,4, \quad (168)$$

где B – расход топлива, кг/ч;

$S^p = 0,2$ – процентное содержание органической и колчеданной серы в рабочей массе топлива, %.

Суммарный выброс вредных веществ, г/с:

$$M = M_{\text{зол}} + M_{\text{SO}_2} = 602,4 + 135,5 = 737,9. \quad (169)$$

Расчет дымовых газов через трубу, м³/с:

$$V_{\text{трб}} = B_p \cdot \left(V_{\text{г}}^{\text{yx}} + \Delta\alpha_{\text{гх}} \cdot V^0\right) \cdot \frac{t_{\text{д}} + 273}{273} = 75,3 \cdot (8,733 + 0,14 \cdot 6,206) \cdot \frac{125 + 273}{273} = 1053,9, \quad (170)$$

где $t_{\text{д}} = 125$ – температура газов перед дымососом, °С;

$B_p = 75,3$ – расход топлива на два котла, кг/с;

$\Delta\alpha_{\text{гх}} = 0,14$ – присосы воздуха;

$V_{\text{г}}^{\text{yx}} = 8,733$ – объем уходящих газов, м³/кг.

Минимально допустимая высота дымовой трубы, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{\text{пд}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V_{\text{трб}} \cdot \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 737,9 \cdot 2 \cdot 0,9}{0,5} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1053,9 \cdot 130}}} = 101, \quad (171)$$

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

$F = 2$ – безразмерный коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений;

$m = 0,9$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости выхода газов из устья трубы;

$C_{\text{пд}} = 0,5$ – ПДК сернистого ангидрида максимально разовая, мг/м³;

$n = 1$ – число труб одинаковой высоты;
 $V_{\text{трб}}$ – объем дымовых газов, выбрасываемых из трубы, м³/с;
 $\Delta T = 130$ – разность температур выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, °С.

Диаметр устья дымовой трубы, м:

$$d_0 = 0,0188 \cdot \sqrt{\frac{V_{\text{трб}} \cdot 3600}{w_0}} = 0,0188 \cdot \sqrt{\frac{1053,9 \cdot 3600}{20}} = 8,1, \quad (172)$$

где $w_0 = 20$ – скорость газов в устье трубы, м/с.

Высота подъема факела дымовых газов, м:

$$\Delta H = 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot w_0}{V \cdot \varphi} = 1,9 \cdot \frac{8,1 \cdot 20}{4 \cdot 1,63} = 47, \quad (173)$$

где $V = 4$ – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли;

$\varphi = 1,63$ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы.

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{\text{эф}} = H + \Delta H = 101 + 47 = 148. \quad (174)$$

Из стандартных труб для ТЭЦ выбрана труба высотой 150 метров и диаметром устья 8 метров.

6 Система технического водоснабжения

Тепловые и атомные электрические станции потребляют значительное количество воды для конденсации пара в конденсаторах паровых турбин, обеспечиваемое техническим водоснабжением электростанции

Схема водоснабжения Славинской ТЭЦ обратная с башенными градирнями.

Это наиболее эффективное оборудование для охлаждения оборотной воды на промышленных предприятиях. В такой градирне тяга для циркуляции воздуха образуется естественным путем с помощью вытяжной башни. Оборудование способно обеспечивать большой объем охлажденной воды, превышающий необходимый для нужд предприятия. Градирня отличается простотой эксплуатации и минимальными затратами на охлаждение жидкости. Оборудование может быть размещено в непосредственной близости от объекта промышленности.

Процесс охлаждения в градирнях происходит за счет частичного испарения воды и теплообмена с воздухом. В градирне вода стекает по оросителю каплями или тонкой плёнкой. Вдоль оросителя проходят потоки воздуха. существует такая закономерность: в градирнях при испарении 1 % воды температура оставшейся понижается на 6 С. Потеря жидкости

восполняется за счет внешнего источника. Причем свежая вода при необходимости подвергается обработке (фильтрации).

Наиболее сложным элементом башенной градирни является вытяжная башня, конструкция которой в основном определяется материалом, из которого ее сооружают.

Горячая вода поступает в градирню, где в зависимости от типа и конструкции градирни, происходит ее охлаждение, до необходимой температуры

Расход охлаждающей воды на станцию, м³/ч:

$$G_{\text{ов}} = G_{\text{ов}}^{\text{турб}} \cdot n = 16232 \cdot 3 = 48696, \quad (175)$$

где $G_{\text{ов}}^{\text{турб}} = 16232$ – расход охлаждающей воды на один блок, м³/ч.

Выбираем 3 градирни марки БГ – 2600 – 70. Характеристика градирни:

- площадь орошения 2600 м²;
- гидравлическая нагрузка 15,0 – 18,0 тыс. м³/ч;
- высота подъема 7,5 м;
- высота башни 71 м;
- диаметр нижней части 58,3 м.

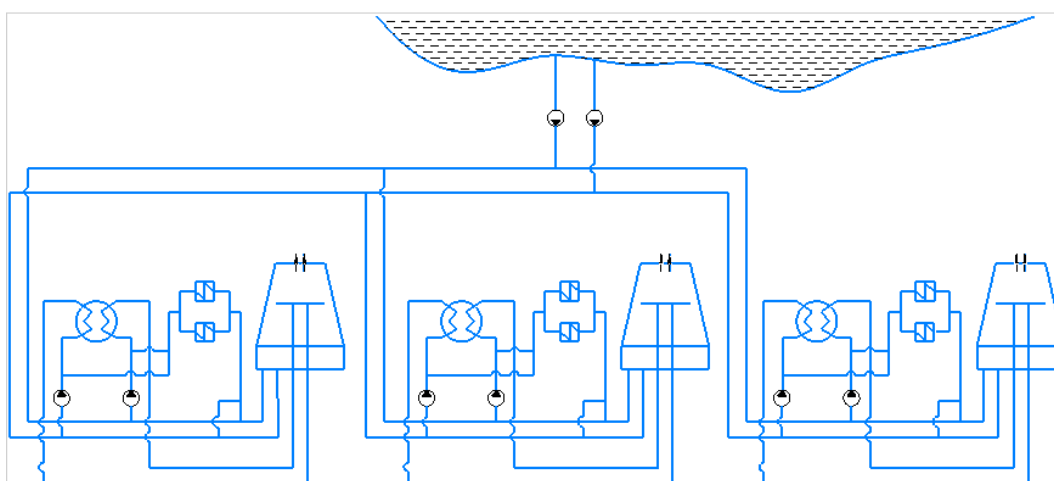


Рисунок 11 – Схема водоснабжения Славинской ТЭЦ

7 Генеральный план

В План размещения сооружений на территории (площадке) называют генеральным планом или, сокращенно, генпланом электростанции. Рационально составленный генплан способствует удобной и надежной механизации монтажа и эксплуатации электростанции.

При размещении сооружений соблюдают необходимые санитарно-гигиенические и противопожарные правила и нормы, учитывают господствующее направление и силу ветра (розу ветров).

Удобные коммуникации внутри площадки электростанции обеспечиваются размещением сооружений электростанции в соответствии с последовательностью ее технологического процесса. Сооружения электростанции размещают так, чтобы обеспечить их удобную связь с топливной и водной базой, потребителями электрической и тепловой энергии и т. п.

Предусматривают также удобный подвод железнодорожных путей, а также автомобильных дорог для подвоза топлива, оборудования и материалов; рациональный подвод и отвод охлаждающей воды трубопроводами и каналами; вывод воздушных линий электропередачи и кабелей высокого напряжения; вывод трубопроводов горячей воды и пара.

Оптимальный вариант генплана электростанции при соблюдении этих требований отвечает минимальной величине расчетных затрат.

На территории электростанции размещают следующие сооружения и установки; главный корпус с дымовыми трубами; электрический щит управления; открытые и закрытые (обычно на теплоэлектроцентралях) электрические распределительные устройства и трансформаторы; топливоподачу и топливные склады для основного и вспомогательного топлива (растопочного мазута); устройства системы водоснабжения - насосные станции, градирни; установки для химической очистки воды; вспомогательный корпус со служебными помещениями, мастерскими, лабораториями, компрессорной, складами и пр.; масляное, водородное и ацетилено-кислородное хозяйство и т. п. Кроме того, на площадке электростанции прокладывают трубопроводы и каналы водоснабжения; железнодорожные и автомобильные пути; линии электропередачи и кабели; теплопроводы; линии водопровода и канализации; линии электрического освещения, телефонной связи.

Степень совершенства генплана характеризуют удельной величиной площади, ограничиваемой оградой (например в гектарах на 1 или 100000 кВт); коэффициентом ее застройки, т. е. долей или процентом площади, занятой зданиями, ко всей площади участка; коэффициентом использования, т. е. долей или процентом площади, занятой зданиями и открытыми наземными устройствами и сооружениями (топливным складом, открытым распределительным устройством, железными и автомобильными дорогами, каналами водоснабжения и т. д.).

На электростанциях, сооружаемых у источников водоснабжения (река, пруд-водохранилище, озеро, море), главный корпус и, как следствие, прочие здания и сооружения ориентируют относительно береговой линии источника водоснабжения. Обычно главный корпус электростанции и другие сооружения располагают параллельно горизонталям (линиям одинаковых уровней), что упрощает подвод и отвод охлаждающей воды, трассировку железных и автомобильных дорог, способствует сокращению объема земляных работ при планировке территории электростанции. На отечественных электростанциях машинный зал обычно размещают со стороны источника водоснабжения.

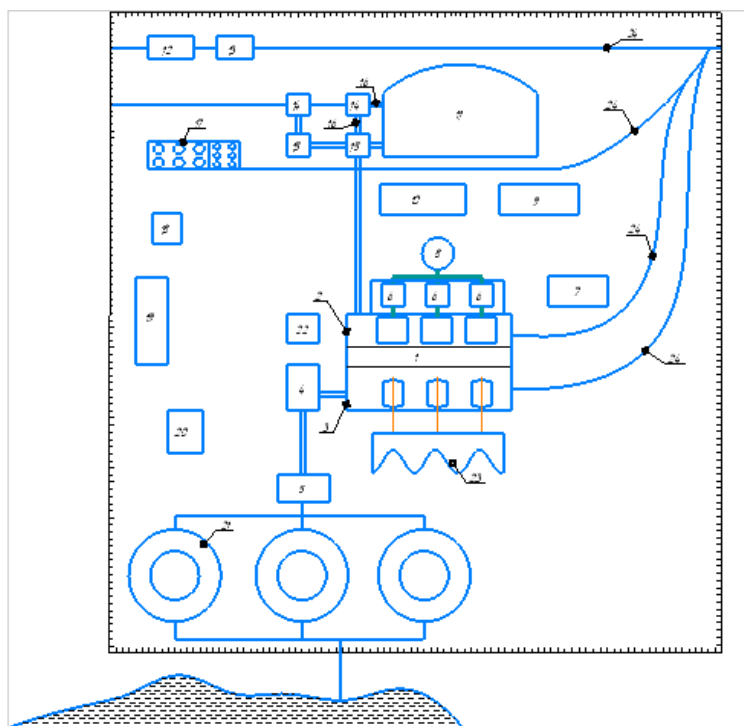


Рисунок 12 – Генеральный план Славинской ТЭЦ

8 Компоновка главного корпуса

Под компоновкой главного корпуса станции понимается взаимное расположение помещений в нем и его строительных конструкций. Главный корпус является основным производственным зданием на тепловой электрической станции. В нем размещаются основные агрегаты — паровые или газовые турбины с электрическими генераторами, паровые котлы и часть тепломеханического вспомогательного оборудования. В здании прокладываются соединительные трубопроводы, электрические коммуникации к агрегатам собственных нужд, монтируются щиты управления работой котельных и турбинных установок.

В машинном зале станции располагаются турбоагрегаты и их вспомогательное оборудование. В котельном цеху устанавливаются паровые котлы со вспомогательным оборудованием.

Главный корпус станции на высоте основной отметки обслуживания — 8 м (иногда до 12 м), считая от уровня планировки строительной площадки, делится на два этажа. Основная отметка обслуживания одинакова для машинного зала, котельного цеха и блочного щита управления (БЩУ).

Частично открытый сверху для обслуживания мостовым краном первый этаж машинного зала, где размещаются конденсаторы турбин и вспомогательное турбинное оборудование, называется конденсационным помещением. Здесь располагаются регенеративные подогреватели низкого и высокого давлений, конденсатные, дренажные и бустерные насосы, маслоохладители и маслонасосы, иногда циркуляционные насосы охлаждения

конденсаторов турбин. На некотором возвышении над нулевой отметкой машинного зала устанавливаются питательные насосы.

На втором этаже машинного зала на высоте основной отметки обслуживания располагаются паровые турбины, электрические генераторы и паровые эжектора конденсаторов турбин.

В котельном цехе котлы занимают всю его высоту от нулевой отметки до мостового крана и ферм перекрытия. Часть котельного вспомогательного оборудования — воздухоподогреватели, тягодутьевая установка, регенеративные (РВП) и трубчатые, а также золоуловители устанавливаются обычно за внешней стеной котельного цеха на нулевой отметке (на открытом воздухе) и обслуживаются при ремонте отдельным мостовым или полукозловым грузоподъемным краном.

Около топочной камеры котла на высоте основной отметки обслуживания или немного выше располагаются горелки с растопочным устройством и шиберами воздуха.

В состав главного корпуса станции входит также промежуточное помещение, обычно именуемое деаэрационной этажеркой из-за многоэтажности и располагающееся между котельным цехом и машинным залом. Здесь помимо деаэраторов размещаются трубопроводы с арматурой, БРОУ (ПСБУ), блочный щит управления и иногда распределительное устройство собственных нужд (РУСН) электростанции и его кабельный полуэтаж. В некоторых случаях деаэрационная этажерка делается встроенной в помещение котельного цеха.

На ТЭС в состав промежуточного помещения входят также бункерная этажерка с бункерами угля и пыли, галереей транспортеров и оборудованием для пылеприготовления. Бункерное помещение объединяется с деаэрационным и называется бункерно-деаэрационной этажеркой.

Имеется отдельное административно-техническое здание, примыкающее к главному корпусу со стороны его постоянного торца и сообщаемое с ним переходным мостиком на высоте основной отметки обслуживания. Здесь размещаются руководящий инженерно-технический персонал, администрация и некоторые лаборатории.

Химический цех (цех водоподготовки) и химическая лаборатория находятся в отдельном вспомогательном корпусе.

Главный электрический щит управления станции обычно располагается в отдельном здании за внешней стеной машинного зала между главным корпусом и объединенным электрическим распределительным устройством (ОРУ) обычно открытого типа и сообщается с машинным залом переходным мостиком на высоте основной отметки обслуживания. В помещении главного электрического щита управления размещается также электрическая лаборатория.

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

Для обеспечения экономичной работы станции оборудование в главном корпусе оборудование по возможности следует располагать в последовательности технологического процесса с минимальными расстояниями между технологически связанными агрегатами. Это способствует снижению потерь теплоты и энергии при транспортировке рабочего тела.

Компоновка главного корпуса представлена на рисунке 13.

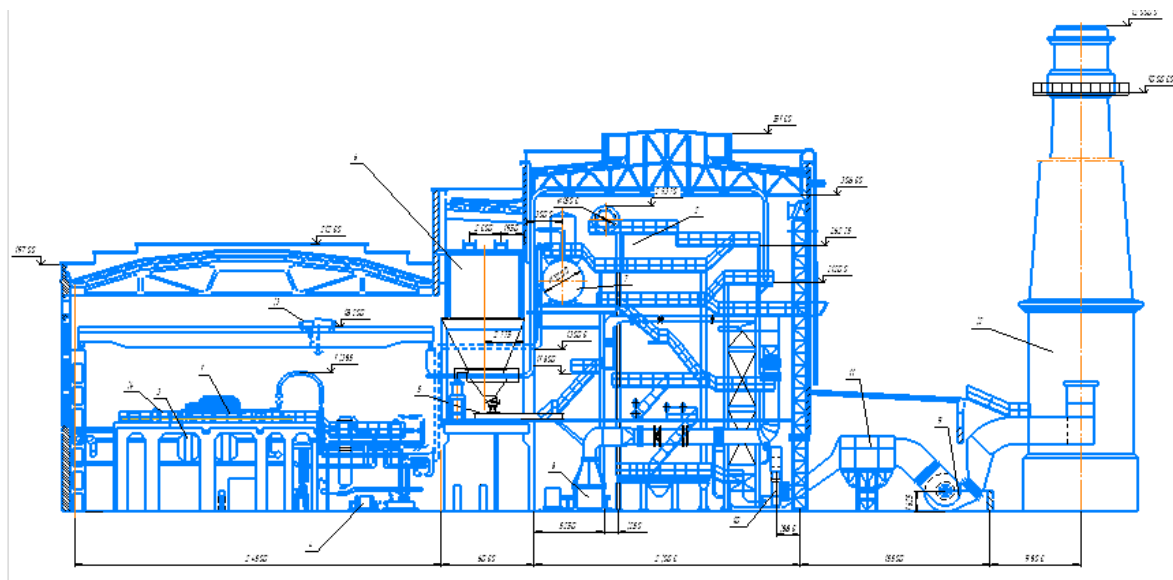


Рисунок 13 – Поперечный разрез главного корпуса

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект Славинской ТЭЦ электрической мощностью 525 МВт и тепловой мощностью 900 Гкал/ч в поселке Славино в Кемеровской области вблизи города Новокузнецк. Поставки топлива будет осуществлять ОАО “Кузбассразрезуголь”, который будет покупать 30 % электроэнергии.

Была посчитана экономическая часть, в которую входит расчет капитальных вложений, себестоимость отпускаемой со станции энергии, сформирована оценка экономической эффективности капитальных вложений и срок окупаемости проекта.

Произведен расчет принципиальной тепловой схемы блока с турбиной Т-185 –130, технико-экономических показателей, подобрано вспомогательное оборудование. Для покрытия тепловой и электрической нагрузки на станции будут работать три турбины Т-185-130.

Выбрана схема технического водоснабжения, которая представляет собой оборотную схему с башенными градирнями, в количестве трех штук.

Разработана компоновка главного корпуса и генеральный план станции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Паровые турбины [Электронный ресурс] // ОАО «Силовые машины». – Режим доступа: <http://www.power-m.ru/>.
2. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций: учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 136 с.
3. Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – Москва : Энергия, 1980. – 425 с.
4. Михайленко, С. А. Тепловые электрические станции: учеб. пособие. 2-е изд. испр. / С. А. Михайленко, А. П. Цыганок. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 302 с.
5. Бойко, Е. А. Математическое регулирование теплоэнергетических задач на ЭВМ : учеб. пособие / Е. А. Бойко, Д. Г. Дидичин, П. В. Шишмарев. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2001. – 127 с.
6. Турбины тепловых и атомных электрических станции / учеб. пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и допол. / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин, А. Д. Трухний; Под ред. А. Г. Костюка, В. В. Фролова. – Москва ; Издательство МЭИ, 2001. – 488 с.
7. Росляков, П. В. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу: учеб. пособие. 2-е изд. испр. и доп. / П. В. Росляков, Л. Е. Егорова, И. Л. Ионкин. – Москва : Издательство МЭИ, 2002. – 84 с.
8. СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Взамен СТО 4.2–07–2012; введ. 30.12.13. – Красноярск : ИПК СФУ, 2013. – 60 с.

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

1 Я, _____ Васильев Дмитрий Николаевич _____

фамилия, имя, отчество полностью

студент (ка) _____ Политехнический институт ФЭ16-02Б _____

институт/ группа

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

– Выпускная квалификационная работа бакалавра _____

на тему: Проект Славинской ТЭЦ 525 МВт в Кемеровской области _____

название работы

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

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

« 04 » 07.2020 _____



подпись