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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е. А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« ___ » _июня 2016 г.

# БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код – наименование направления

Проект ГРЭС 1000 МВт
тема

Руководитель _____ _д.т.н., профессор В. А. Дубровский
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ Д. М. Сверкунов
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ П. В. Шишмарев
подпись, дата инициалы, фамилия

Тех. контроль _____ С. А. Михайленко
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение ... 3
1 Экономическая часть ... 4
1.1 Актуальность дипломного проекта ... 4
1.2 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции макроэкономики ... 4
1.2.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией ... 4
1.2.2 Расчёт затрат на топливо ... 4
1.3 Расчет себестоимости единицы электрической энергии ... 8
1.4 Расчёт показателей эффективности инвестиций в объект энергетики 12
2 Расчетная часть ... 15
2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету ... 15
2.2 Расчет принципиальной тепловой схемы ... 17
2.2.1 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме ... 17
2.2.2 Определение параметров среды по элементам схемы ... 19
2.2.3 Расчет установки по подогреву сетевой воды ... 22
2.2.4 Определение предварительного расхода пара на турбину ... 23
2.2.5 Баланс пара и конденсата ... 23
2.2.6 Расчет регенеративной схемы ПВД ... 24
2.2.7 Расчет деаэратора ... 26
2.2.8 Расчет регенеративной схемы ПНД ... 27
2.3 Расчёт технико-экономических показателей работы станции ... 29
2.4 Выбор основного и вспомогательного оборудование в пределах ПТС 32
3 Общая часть ... 45
3.1 Генеральный план электростанции ... 45
3.2 Компоновка главного корпуса ... 46
4 Охрана окружающей среды ... 49
5 Система технического водоснабжения ... 56
6 Индивидуальное задание ... 58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ... 65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ... 66

# ВВЕДЕНИЕ

Проект ГРЭС мощностью 1000 МВт обусловлен строительством Тайшетского алюминиевого завода и основными положениями «Энергетической стратегии России», разработанной РАО ЕЭС России, с участием Российской академии наук. В данном документе намечены пути развития энергетики при ожидаемом уровне потребления энергии к 2035 году.

Тайшет – город районного уровня, который связывает свои перспективы с началом ввода в эксплуатацию Тайшетского алюминиевого завода, с увеличением объема грузоперевозок по железнодорожной магистрали, проведение реконструкции и модернизации существующих производств, а также введение в строй нефтепровода «ВСТО».

Производство электроэнергии является одним из главных показателей экономического уровня страны и отражает общее состояние производственных сил.

Энергетика – базис всей промышленности в нашей стране, да и во всем мире. Огромную роль играют тепловые электрические станции, так как именно на них вырабатывается около 80% всей производимой электроэнергии. Поэтому в нашей стране уделяется особое внимание именно топливно-энергетическому комплексу и его развитию.

При современном развитии техники и народного хозяйства энергетика имеет огромное значение. Это определяется не только тем, что без электрической энергии невозможна работа современной промышленности, сельского хозяйства, транспорта, жизнь городов и т.п., но и тем, что она позволяет совершенствовать производство и технологические процессы, и повышать производительность труда.

# 1 Экономическая часть

## 1.1 Актуальность дипломного проекта

Актуальность дипломного проекта обосновывается целями и приоритетами энергетической стратегии России на период до 2035 года. Развитие электроэнергетики должно обеспечить необходимыми энергетическими ресурсами начавшийся экономический рост во всех отраслях народного хозяйства.

Для обеспечения прогнозируемых уровней электро и теплопотребления при оптимистическом варианте развития необходимо создание генерирующих мощностей на электрических станциях России (с учетом замены и модернизации) 2020–2035г.г. с 1062 до 1352-1514 млрд кВт-ч.

Актуальность темы дополнительно обосновывается строительством в г. Тайшет алюминиевого завода.

Таким образом, ввод новых мощностей не изменит структуру установленной мощности электрических станций, в которой наибольший удельный вес занимает ТЭС.

## 1.2 Экономическое обоснование состава основного оборудования с позиции макроэкономики

### 1.2.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

В дипломном проекте рассчитана себестоимость электрической энергии на проектируемой станции мощностью 1000 МВт. В качестве основного оборудования используются: турбины К-200-130 и котельные агрегаты производительностью 640 тонн пара в час, работающие на твёрдом топливе.

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, *млн. руб./год*:

$$U = U_T + U_{ЗП} + U_A + U_{ТР} + U_{ПР} \tag{1.1}$$

где $U_T$ – затраты на топливо;

$U_{ЗП}$ – расходы на оплату труда;

$U_A$ – амортизация основных производственных средств;

$U_{ТР}$ – расходы на ремонт основных фондов;

$U_{ПР}$ – прочие расходы.

### 1.2.2 Расчёт затрат на топливо

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

$$T_P = 8760 - T_{РЕМ} \tag{1.2}$$

где $T_{РЕМ}$ – время простоя в ремонте, *ч*.

$$T_P = 8760 - 3 \cdot 438 = 7446$$

Выработка электроэнергии на ТЭС, *МВт ч*:

$$W = N_{УСТ} \cdot T_{УСТ} \tag{1.3}$$

где $N_{УСТ}$ – установленная мощность станции, *МВт*;
$T_{УСТ}$ – число часов использования установленной мощности, *ч*.

$$W = 1000 \cdot 6500 = 6500000$$

Средняя нагрузка электростанции, *МВт*:

$$P_{КЭС} = W / T_P \tag{1.4}$$

где $T_P$ – число часов фактической работы, *ч*.

$$P_{КЭС} = 6500000 / 7008 = 927{,}511$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, *МВт:*

$$P_{БЛ} = P_{КЭС} / n_{БЛ} \tag{1.5}$$

где $n_{БЛ}$ – число блоков.

$$P_{БЛ} = 927{,}511 / 5 = 185{,}502$$

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

$$B_{УСТ} = (b_{XX} \cdot P_H + b_1 \cdot P_{БЛ} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{БЛ} - P_{ЭК})) \cdot T_P \cdot n_{БЛ} \tag{1.6}$$

где $b_{XX}$ – удельный расход условного топлива на холостой ход агрегата, *т у.т./МВт ч.*;
$b_1$ и $b_2$ – относительный прирост расхода топлива соответственно до точки экономической мощности и в зоне перегрузки, *т у.т./МВт ч.*;
$P_{ЭК}$ и $P_H$ – экономическая и номинальная мощности, *МВт*.

$$B_{УСТ} = (0{,}0225 \cdot 200 + 0{,}296 \cdot 185{,}502 + (0{,}314 - 0{,}296) \cdot (185{,}502 - 187)) \cdot$$
$$\cdot 7446 \cdot 5 = 2210778$$

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

$$B_{НЕУСТ} = B_{П6-10ч} \cdot n_{П6-10ч} \cdot n_{БЛ} + B_{П\,Х.С.} \cdot n_{П\,Х.С.} \cdot n_{БЛ} \qquad (1.7)$$

где $B_{П\ 6\text{-}10\ ч}$ и $B_{П\ Х.С.}$ – пусковые потери соответственно при останове на 6 – 10 часов, и при пуске из холодного состояния, *т у.т.*;

$n_{П\ 6\text{-}10\ ч}$ и $n_{П\ Х.С.}$ число пусков и остановов соответственно на 6 – 10 часов, и из холодного состояния.

$$B_{НЕУСТ} = 20 \cdot 10 \cdot 5 + 60 \cdot 2 \cdot 5 = 1600$$

Расход топлива на КЭС, *т у.т./год*:

$$B = B_{УСТ} + B_{НЕУСТ}, \qquad (1.8)$$

$$B = 2210778 + 1600 = 2212378$$

Затраты на топливо, *млн. руб./год*:

$$U_T = Ц \cdot B \cdot 10^{-6} \qquad (1.9)$$

где $Ц$ – цена топлива, *руб./т у.т.*

$$U_T = 545 \cdot 2212378 \cdot 10^{-6} = 1205,746$$

### 1.2.3 Расходы на оплату труда

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

$$U_{ЗП} = N_У \cdot n_У \cdot Ф_{ЗП} \cdot 10^{-6} \qquad (1.10)$$

где $n_У$ – штатный коэффициент;

$Ф_{ЗП}$ – средняя зарплата одного работника за год;

$$U_{ЗП} = 1000 \cdot 0,55 \cdot 264000 \cdot 10^{-6} = 145,20$$

### 1.2.4 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, *млн. руб./год*:

$$U_A = K \cdot H_A \qquad (1.11)$$

где $H_A$ – средняя норма амортизации станции в целом;

$K$ – капитальные вложения в ТЭС, *млн. руб./год*:

$$K = (K' + K_{БЛ} \cdot (n_{БЛ} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{УД} \tag{1.12}$$

где $K'$ и $K_{БЛ}$ – капитальные вложения, связанные с установкой одного блока головного и каждого последующего, *млн. руб.*;

$d_i$ – коэффициент, учитывающий район размещения;

$к_{УД}$ – коэффициент удорожания в ценах текущего года.

$$K = (42{,}16 + 18{,}66(5-1)) \cdot 1{,}13 \cdot 105 = 10858{,}32$$

$$U_A = 0{,}073 \cdot 10858{,}32 = 792{,}65$$

### 1.2.5 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту, *млн. руб./год*:

$$U_{ТР} = K \cdot H_{ТР} \tag{1.13}$$

где $H_{ТР}$ – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ТЭС.

$$U_{ТР} = 10858{,}32 \cdot 0{,}068 = 738{,}36$$

### 1.2.6 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, учётом единого социального налога *, млн. руб./год*:

$$U_{ПР} = 0{,}2 \cdot (U_{АМ} + U_{ТР} + U_{ЗП}) + СОЦ \tag{1.14}$$

где СОЦ – социальные отчисления во внебюджетные фонды 26% от расходов на оплату труда;

$$U_{ПР} = 0{,}2 \cdot (792{,}65 + 738{,}36 + 145{,}20) + 0{,}26 \cdot 145{,}20 = 372{,}99$$

Эксплуатационные расходы составят, *млн. руб/год*:

$$U_Э = 1205,746 + 145,20 + 792,65 + 738,36 + 372,99 = 3254,96$$

Для оценки достоверности расчётов определим удельный вес топливной составляющей:

$$Топл = U_T / U_Э \times 100\%, \quad (1.15)$$

$$Топл = 1205,746 / 3254,96 \times 100 = 38\%$$

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

## 1.3 Расчет себестоимости единицы электрической энергии

Годовой отпуск энергии с шин станции, *МВт /ч*:

$$W_{ОТП} = W \cdot (1 - a_{СН}) \quad (1.16)$$

где $a_{СН}$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции.

$$W_{ОТП} = 6500000 \cdot (1 - 0,062) = 6097000$$

Себестоимость отпущенной энергии, *руб./кВт ч*:

$$U^Э_{ОТП} = U_Э / W_{ОТП}, \quad (1.17)$$

$$U^Э_{ОТП} = 3254,96 / 6097 = 0,52386$$

Себестоимость выработанной энергии, *руб./кВт ч*:

$$U^Э_{ВЫР} = U_Э / W, \quad (1.18)$$

$$U^Э_{ВЫР} = 3254,96 / 6500 = 0,48$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт ч, *кг у.т./кВт ч*:

$$B_{ВЫР} = B / W, \quad (1.19)$$

$$B_{ВЫР} = 2212378 / 6500000 = 0,34$$

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

$$B_{ОТП} = B / W_{ОТП}, \tag{1.20}$$
$$B_{ОТП} = 2212378 / 6097000 = 0,362$$

Себестоимость отпущенной энергии отличается от значения в основной главе диплома, из-за того, что данное значение мы считаем на условное топливо, а в основной главе на натуральное.

Во втором варианте расчёта установленная мощность ГРЭС остаётся прежней, состав основного оборудования: 2 блока К-500-240 с котельными агрегатами производительностью 1600 т/ч.

Второй вариант расчёта сведём в таблицу 1.1 , т. к. методика расчёта повторяет методику, описанную выше.

Таблица 1.1 – Пересчёт технико-экономических показателей станции и себестоимости единицы электроэнергии

| Наименование показателя | Значение показателя |
|---|---|
| Число часов фактической работы турбоагрегата, *ч.* | $T_P = 8760 - 1052 = 7708$ |
| Выработка установленной мощности на КЭС, *МВт ч* | $W = 1000 \cdot 6500 = 6500000$ |
| Средняя нагрузка электростанции, *МВт* | $P_{КЭС} = 6500000 / 7708 = 843,28$ |
| Среднегодовая нагрузка блока, *МВт* | $P_{БЛ} = 843,28 / 2 = 421,64$ |
| Годовой расход топлива, *т у.т./год* | $B_{УСТ} = (0,0296 \cdot 500 + 0,282 \cdot 421,64 + (0,298 - 0,282) \cdot$ $\cdot (421,64 - 410)) \cdot 8191 \cdot 2 = 2193365$ |
| Потери топлива в неустановишемся режиме, *т.у.т./год* | $B_{НЕУСТ} = 140 \cdot 10 \cdot 2 + 250 \cdot 2 \cdot 2 = 3800$ |
| Расход топлива на КЭС, *т у.т./год* | $B = 2193365 + 3800 = 2197165$ |

Окончание таблицы 1.1

| | |
|---|---|
| Затраты на топливо, *млн.руб./год* | $U_T = 545 \cdot 2193365 \cdot 10^{-6} = 1197,45$ |
| Расходы пооплате труда, *млн.руб./год* | $U_{ЗП} = 1000 \cdot 0,55 \cdot 264000 = 145,20$ |
| Амортизационные отчисления, *млн.руб./год* | $K = (91,85 + 51,93 \cdot (2-1)) \cdot 1,13 \cdot 105 = 17059,5$<br>$U_A = 17059,5 \cdot 0,073 = 1245,343$ |
| Расходы по ремонтному Обслуживанию, *млн.руб./год* | $U_{TP} = 17059,5 \cdot 0,068 = 1160,04$ |
| Прочие расходы, *млн.руб./год* | $U_{ПР} = 0,2 \cdot (1245,343 + 1160,04 + 145,20) +$<br>$+0,26 \cdot 145,20 = 547,86$ |
| Эксплуатацион-ные расходы, *млн.руб./год* | $U = 1197,455 + 145,20 + 1245,343 + 1160,04 +$<br>$+547,86 = 4295,914$ |
| Годовой отпуск энергии с шин ТЭС, *МВт ч* | $W_{ОТП} = 6384293 \cdot (1 - 0,045) = 6097000$ |
| Себестоимость отпущенной энергии, *руб./кВт ч* | $U^{Э}_{ОТП} = 4295,914 / 6207,5 = 0,67$ |
| Себестоимость выработанной энергии *руб./кВт ч* | $U^{Э}_{ВЫР} = 4295,914 / 6500 = 0,64$ |
| Удельный расход топлива на выработанный кВт ч, *кг у.т./кВт ч* | $B_{ВЫР} = 2197165 / 6500000 = 0,33$ |
| Удельный расход топлива на отпущенный кВт ч, *кг у.т./кВт ч* | $B_{ОТП} = 2197165 / 6097000 = 0,36$ |

Результаты расчётов двух вариантов сводим в таблицу 1.2

Таблица 1.2 – Основные технико-экономические показатели станции

| Наименование показателя | Значение показателя | |
|---|---|---|
| | вариант 1 | вариант 2 |
| Установленная мощность, *МВт* | 1000 | 1000 |
| Состав основного оборудования | 5×К – 200 | 2×К – 500 |
| Число часов использования установленной мощности, *ч./год* | 6500 | 6500 |
| Выработка электроэнергии на ТЭС, *МВт ч* | 6500000 | 6500000 |
| Годовой отпуск энергии с шин станции, *МВт ч* | 6097000 | 6097000 |
| Удельный расход условного топлива на выработанный кВт ч, *кг у.т./кВт ч* | 0,34 | 0,33 |
| Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт ч, *кг у.т./кВт ч* | 0,362 | 0,36 |
| Себестоимость единицы электроэнергии, *руб./кВт ч*:<br>а) выработанной<br>б) отпущенной | <br><br>0,52<br>0,48 | <br><br>0,64<br>0,67 |
| Штатный коэффициент, *чел./МВт* | 0,55 | 0,4 |
| Удельные капитальные вложения, *млн.руб./МВт* | 10,85832 | 17,05950 |

Таким образом по показателю проектной себестоимости первый вариант с составом основного оборудования пять блоков К-200-130 является более предпочтительным.

Экономический эффект на микроуровне для станции составит, *млн.руб./год*:

$$Э_{Х.Р.} = \left(U^{Э}_{СОП} - U^{Э}_{РЕК}\right) \cdot W_{РЕК} \qquad (1.21)$$

где $U^{Э}_{СОП}$ – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по сопоставляемому варианту, *руб./кВт ч.* ;
$U^{Э}_{РЕК}$ – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по рекомендуемому варианту состава основного оборудования, *руб./кВт ч.* .
$W_{РЕК}$ – годовой отпуск электроэнергии по рекомендуемому варианту, *МВт ч*.

$$Э_{Х.Р.} = (0{,}49 - 0{,}47) \cdot 6097 = 121{,}94$$

## 1.4 Расчёт показателей эффективности инвестиций в объект энергетики

Показатели экономического обоснования проекта рассчитываются следующие:

Срок окупаемости – это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные затраты покрываются суммарными результатами. Другими словами, это интервал времени, в течение которого общий объём капитальных затрат остаётся большим суммы амортизационных отчислений и прироста прибыли предприятия.

Соотношение между доходами и расходами по реализации проекта определяется показателем чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Если ЧДД больше нуля то все затраты по проекту окупаются доходами, т. е. данный проект инвестиций можно рекомендовать к практической реализации.

Чистый дисконтированный доход, *млн. руб.*:

$$ЧДД = \left( \left[ (T - U^{Э}_{ОТП}) \cdot W_{ОТП} + U_{А} \right] / \frac{1}{(1+0{,}1)^{n}} \right) - K \qquad (1.22)$$

где $K$ – стоимость строительства станции, *млн. руб.* ;

$U^{Э}_{ОТП}$ – себестоимость отпущенной энергии, *руб./кВт ч.* ;

$W_{ОТП}$ – годовой отпуск энергии с шин станции, *МВт*;

$n$ – текущий год;

$T$ – тариф на отпущенный кВт ч с учётом планируемой рентабельности, *руб./кВт ч.*

$$T = 1{,}15 \cdot U^{Э}_{ОТП}, \qquad (1.23)$$

$$T = 1{,}15 \cdot 0{,}52386 = 0{,}6024$$

$$Д_{Э/Э} = (T_{Э/Э} - \overline{U}_{ОТП}) \cdot W_{ОТП}$$

$$Д_{Э/Э} = (0{,}6024 - 0{,}52386) \cdot 6097{,}000 = 479{,}1$$

Расчёт срока окупаемости станции с пятью блоками К-200-130 сведём в таблицу 1.3

Таблица 1.3 – Срок окупаемости капитальных вложений с плановым уровнем рентабельности.

| Показатели | Расчётный период | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1) Денежный поток по инвестиционной деятельности – кап. вложения (К) | -10858,3 | | | | | | | | | | |
| 2) Денежный поток по основой деятельности :<br><br>- амортизационные отчисления<br><br>- доход по производству эл/энергии | | 1271,746<br>792,65<br>479,1 | 1271,746<br>792,65<br>479,1 | 1271,746<br>792,65<br>479,1 | 1271,746<br>792,65<br>479,1 | 1271,746<br>792,65<br>479,1 | 1271,746<br>792,65<br>479,1 | 1271,746<br>792,65<br>479,1 | 1271,746<br>792,65<br>479,1 | 1271,746<br>792,65<br>479,1 | 1271,746<br>792,65<br>479,1 |
| 3)Чистый денежный поток | -10858,3 | 1271,746 | 1271,746 | 1271,746 | 1271,746 | 1271,746 | 1271,746 | 1271,746 | 1271,746 | 1271,746 | 1271,746 |
| 4) Коэффициент дисконтирования $\frac{1}{(1+0,1)^n}$ | 1 | 0,909 | 0,826 | 0,751 | 0,683 | 0,62 | 0,564 | 0,513 | 0,466 | 0,424 | 0,385 |
| 5) Чистый дисконтированный доход | -10858,3 | 1156,017 | 1050,462 | 955,081 | 868,602 | 788,482 | 717,264 | 652,405 | 592,633 | 539,22 | 489,622 |
| 6) ЧДД нарастающим итогом | -10858,3 | -9702,432 | -8651,84 | -7696,76 | -6828,16 | -6039,67 | -5322,41 | -4670 | -4077,369 | -3538,149 | -3048,527 |

Поскольку период окупаемости превышает предельный срок в 10 лет, то выполним расчёт при повышенном уровне рентабельности производства электроэнергии (Таблица 1.4)

Таблица 1.4 – Срок окупаемости капитальных вложений с увеличенным уровнем рентабельности производства электроэнергии

| Показатели | Расчётный период | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1) Денежный поток по инвестиционной деятельности – кап. вложения (К) | -10858,3 | | | | | | | | | | |
| 2) Денежный поток по основой деятельности :<br>- амортизационные отчисления<br>- доход по производству эл./энергии | | 1814,722<br>792,65<br>1022,07 | 1814,722<br>792,65<br>1022,07 | 1814,722<br>792,65<br>1022,07 | 1814,72<br>792,65<br>1022,07 | 1814,722<br>792,65<br>1022,07 | 1814,72<br>792,65<br>1022,07 | 1814,722<br>792,65<br>1022,07 | 1814,722<br>792,65<br>1022,07 | 1814,722<br>792,65<br>1022,07 | 1814,722<br>792,65<br>1022,07 |
| 3) Чистый денежный поток | -10858,3 | 1814,72 | 1814,72 | 1814,72 | 1814,72 | 1814,72 | 1814,72 | 1814,72 | 1814,72 | 1814,72 | 1814,72 |
| 4) Коэффициент дисконтирования $\frac{1}{(1+0,1)^n}$ | 1 | 0,909 | 0,826 | 0,751 | 0,683 | 0,62 | 0,564 | 0,513 | 0,466 | 0,424 | 0,385 |
| 5) Чистый дисконтированный доход | -10858,3 | 1649,582 | 1498,96 | 1362,856 | 1239,455 | 1125,128 | 1023,503 | 930,952 | 845,66 | 769,44 | 698,667 |
| 6) ЧДД нарастающим итогом | -10858,3 | -9208,74 | -7709,78 | -6346,92 | -5107,47 | -3982,34 | -2958,84 | -2027,88 | -1182,22 | -412,781 | 285,886 |

Капитальные вложения в проект ГРЭС 1000 МВт с пятью блоками К-200-130 окупается на десятый год эксплуатации при условии, что уровень рентабельности принимается выше планового.

## 2 Расчетная часть

### 2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчету

Принципиальная тепловая схема станции с турбинами К-200-130 приведена на рисунке 2.1.

Как видно из тепловой схемы отпуск тепла осуществляется следующим образом: обратная сетевая вода подается во встроенный теплофикационный пучок, откуда последовательно поступает сетевой подогреватель, а также пиковый водогрейный котел. Пар на сетевой подогреватель подается теплофикационного, регулируемого отбора. Конденсат из сетевого подогревателя дренажным насосом сливается в деаэратор.

Регенеративная схема состоит из четырёх подогревателей низкого давления, деаэратора и трёх подогревателей высокого давления. Слив конденсата из подогревателей высокого давления - каскадный в деаэратор. Слив конденсата из подогревателей низкого давления - каскадный в ПНД № 2 и из него дренажным насосом в линию основного конденсата.

В схеме используется котел прямоточного типа.

Пар из уплотнений поступает в сальниковый подогреватель, а из основных эжекторов конденсатора - в охладитель эжекторного пара, что способствует дополнительному обогреву основного конденсата.

Таблица 2.1 – Заводские данные для турбины К-200-130

| Наименование параметра | Значение |
|---|---|
| Электрическая мощность, МВт | 200 |
| Давление, МПа | 12.75 |
| Температура, °С | 565 |
| Давление в конденсаторе турбины, МПа | 0.0035 |
| Давление отопительного отбора, МПа | 0,9-2,7 |
| Число отборов пара на регенерацию | 7 |
| Давление в отборах, МПа | $P_{ОТ1}$ = 3,855 |
| | $P_{ОТ2}$ = 2,520 |
| | $P_{ОТ3}$ = 1,187 |
| | $P_{ОТ4}$ = 0,627 |
| | $P_{ОТ5}$ = 0,27 |
| | $P_{ОТ6}$ = 0,125 |
| | $P_{ОТ7}$ = 0,026 |

Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:
Цилиндра высокого давления: $\eta_{oi}^{ЦВД} = 84.5\%$;
Цилиндра среднего давления: $\eta_{oi}^{ЦСД} = 88.2\%$;
Цилиндра низкого давления: $\eta_{oi}^{ЦНД} = 86.6\%$.
КПД дросселирования по отсекам:
Цилиндра высокого давления: $\eta_{др}^{ЦВД} = 96.8\%$;
Цилиндра высокого давления: $\eta_{др}^{ЦСД} = 95.0\%$;
Цилиндра низкого давления: $\eta_{др}^{ЦНД} = 97.0\%$.
Электромеханический КПД $\eta_{эм} = 0,98$.
Температурный график сети для г. Тайшет принимаем 150/70 $°C$.
Расход пара на собственные нужды машинного отделения: $\alpha_{сн}^{МЗ} = 1.2\%$;
Расход пара на собственные котельного цеха $\alpha_{сн}^{КЦ} = 1.2\%$;
Внутристанционные потери конденсата $\alpha_{ут} = 1.1\%$;
Температура химически очищенной воды: $t_{хов} = 30$ ºС;
Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях:
$\Delta t_{эж} + \Delta t_{сп} = 4^{o}C$;
КПД подогревателей поверхностного типа: $\eta_{то} = 0.98$;
Недогрев воды до температуры насыщения в подогревателях поверхностного типа принят от 2 до 4 °С.

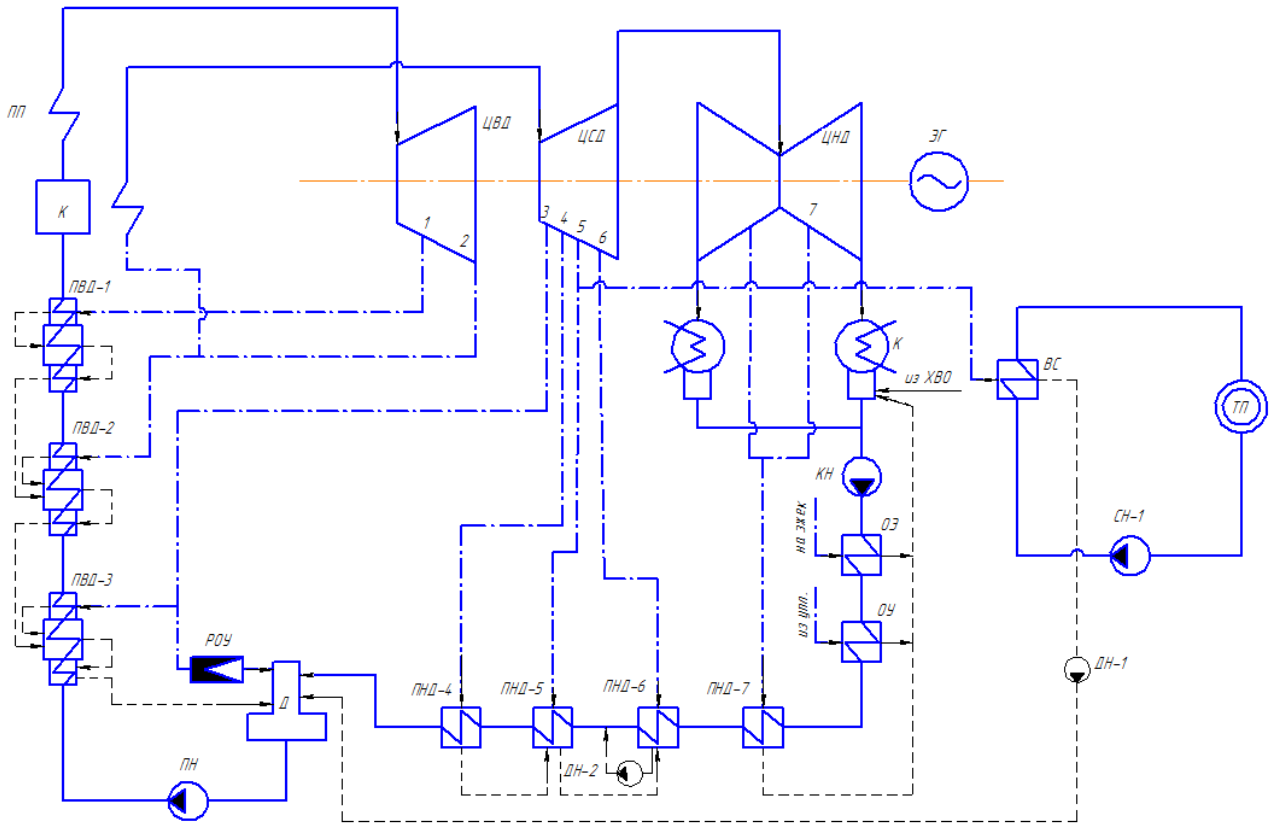



Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема станции с турбинам К-200-130

## 2.2 Расчет принципиальной тепловой схемы

### 2.2.1 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме

Находим на i-S – диаграмме (рисунок 2.2) точку $A_0^{'}$. С учетом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД давление пара на входе в проточную часть, Мпа, составляет:

$$P_0^{'} = P \cdot \eta_{др}^{ЦВД} = 12,75 \cdot 0,968 = 12,344 \qquad (2.1)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления $P_0^{'}$ до давления $P_1$, соответствующего давлению за ЦВД, изображается линией $A_0^{'}B_0$. При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке $B$, кДж/кг, можно определить как

$$i_B = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3201.64 - (3201.64 - 3083.66) \cdot 0,845 = 3101.95 \qquad (2.2)$$

где $i_{A_0} = 3201.64\ кДж/кг$ - энтальпия острого пара; $i_{B_0} = 3083.66\ кДж/кг$ - энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения; $\eta_{oi}^{ЦВД} = 0.845$ -

внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

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

$$P_2 = P_1 \cdot \Delta P_{пп} \cdot \eta_{др}^{ЦСД} = 2.520 \cdot (1 - 0.095) \cdot 0.95 = 2.16 \qquad (2.3)$$

где $\eta_{др}^{ЦСД} = 0.95$ - потери от дросселирования в цилиндре среднего давления.

Энтальпия в точке $D$, кДж/кг:

$$i_D = i_C - (i_C - i_{D_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3036.75 - (3036.75 - 2857.021) \cdot 0.882 = 2878.22 \qquad (2.4)$$

где $i_C$ - энтальпия пара за 3 отбором; $i_{D_0}$ - теоретическая энтальпия пара за цилиндром среднего давления; $\eta_{oi}^{ЦСД}$ - внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра среднего давления.

Потери давления от дросселирования пара в цилиндре низкого давления, точка $D'$, МПа:

$$P_3' = P_3 \cdot \eta_{др}^{ЦНД} = 0.125 \cdot 0.97 = 0.121 \qquad (2.5)$$

где $\eta_{др}^{ЦНД}$ - потери от дросселирования в цилиндре низкого давления.

Энтальпия в точке $E$, кДж/кг:

$$i_E = i_{D'} - (i_{D'} - i_{E_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 2635.05 - (2635.05 - 2352.385) \cdot 0,866 = 2390.26 \qquad (2.6)$$

где $i_{D'}$- энтальпия пара за 7 отбором; $i_{E_0}$ - теоретическая энтальпия пара за цилиндром низкого давления; $\eta_{oi}^{ЦНД}$ - внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра низкого давления давления; $P_к = 0.0035$ $МПа$;

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

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 2.2.

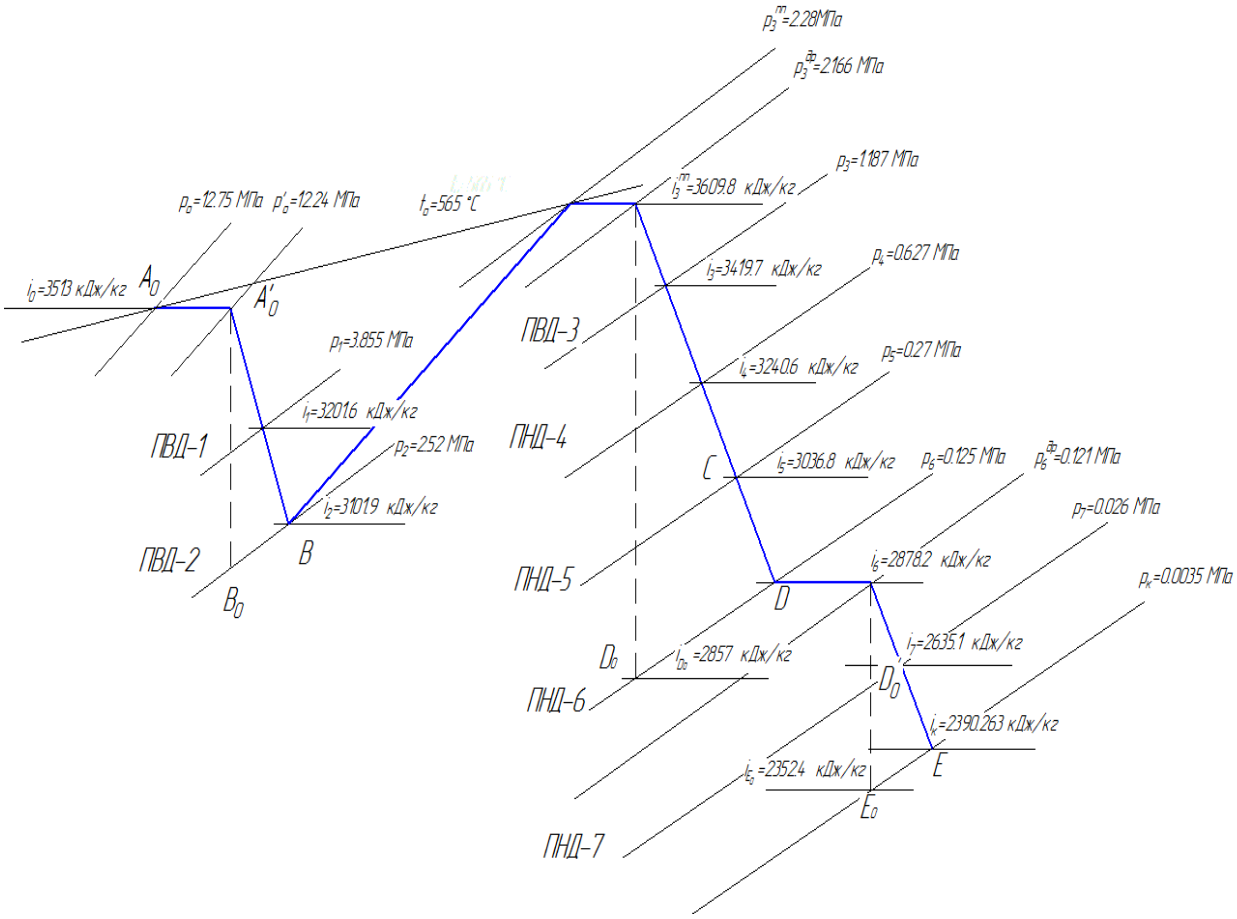



Рисунок 2.2 – Процесс расширения пара в турбине К-200-130 в i-s диаграмме

### 2.2.2 Определение параметров среды по элементам схемы

Пользуясь рисунком 3 и принимая недогрев воды в регенеративных подогревателях $\theta = 2-4\ °C$, составляем таблицу параметров воды и пара в характерных точках схемы (таблица 2.2).

Подогреватель высокого давления ПВД-1.

Давление пара в отборе 3.335 МПа. Принимая потерю давления в паропроводе 5 %, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{ПВД1} = 3.855 \cdot 0.95 = 3.6622$$

Температура конденсата греющего пара за ПВД-1 °С:

$$t^{н}_{ПВД1} = 245.2$$

Энтальпия конденсата греющего пара за ПВД-1 кДж/кг:

$$\bar{t}^{н}_{ПВД1} = 1062.355$$

Температура питательной воды за ПВД-1 с учетом недогрева, °С:

$$t_{пв} = t_{н} - \theta = 245.2 - 2 = 243.2 \quad (2.7)$$

Энтальпия питательной воды на выходе, кДж/кг:

$$\bar{t}_{пв} = t_{пв} \cdot C_{B} = 243.2 \cdot 4.186 = 1018.0352 \quad (2.8)$$

Энтальпия пара из отбора, кДж/кг (из i-s диаграммы):

$$i_{отб1} = 3201.64$$

Использованный теплоперепад на турбине, кДж/кг:

$$h = i_{0} - i_{отб1} = 3513 - 3201.64 = 311.35 \quad (2.9)$$

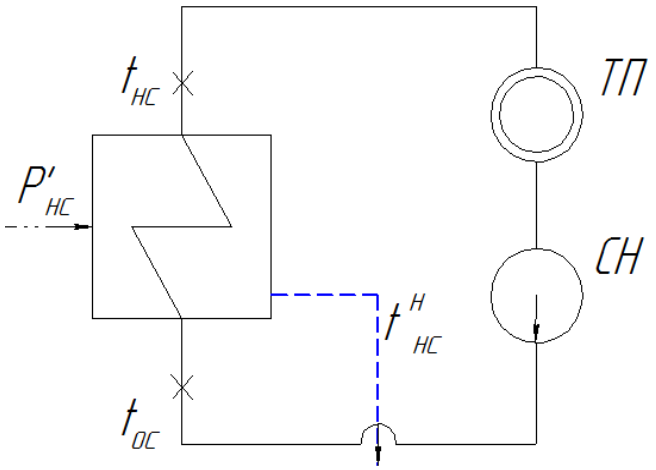
Аналогично рассчитываем параметры по другим элементам схемы. Результаты расчета сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры элементов тепловой схемы

| Наименова-ние величины | ПВД7 | ПВД6 | ПВД5 | Деаэ-ратор | ПНД4 | ПНД3 | ПНД2 | ПНД1 | СП | Кон-ден-сатор |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Давление отборного пара, МПа | 3.855 | 2.520 | 1.187 | 1.187 | 0.627 | 0.270 | 0.125 | 0.026 | 0.27 | 0.0034 |
| Энтальпия пара, кДж/кг | 3201.6 | 3101.9 | 3419.7 | 3419.7 | 3240.6 | 3036.7 | 2878.2 | 2635 | 3036.7 | 2390.2 |
| Давление пара у подогревателя, МПа | 3.6622 | 2.394 | 1.1276 | 0.7 | 0.5956 | 0.2565 | 0.1188 | 0.0247 | 0.2565 | 0.0035 |
| Температура насыщения греющего пара, °С | 245.2 | 211.6 | 185.1 | 164.97 | 158.56 | 128.28 | 104.51 | 64.71 | 128.28 | 226.69 |
| Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг | 1062.3 | 951.34 | 786.08 | 697.14 | 669.25 | 538.967 | 438.07 | 270.79 | 538.96 | 111.83 |
| Температура воды за подогревателем, °С | 243.2 | 209.68 | 183.19 | 164.95 | 154.56 | 124.281 | 110 | 60.71 | 124.28 | 26.693 |
| Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг | 1018 | 877.73 | 766.84 | 697.14 | 647 | 520.24 | 420.75 | 254.1 | 520.24 | - |
| Использованный тепло-перепад, кДж/кг | 311.35 | 411.04 | 601.06 | 601.06 | 780.16 | 984.04 | 1142.5 | 1385.7 | 984.04 | 1630.53 |

### 2.2.3 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Схема включения установки по подогреву сетевой воды представлена на рисунке 2.3.




ТП - тепловой потребитель; СН -сетевой насос;

Рисунок 2.3 – Расчетная схема установки по подогреву сетевой воды

Максимальная тепловая нагрузка на одну турбину, мВт: $Q_{от}^{max} = 80$.

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{турб}}{c_{в} \times \Delta t} = \frac{80000}{4.186 \times (124.281 - 70)} = 352.0813 \qquad (2.10)$$

t=124.281 (таблица.2.2)
P=0.2565 Мпа

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

$$D_{нс} = \frac{G_{св} \cdot \Delta t \cdot c_{в}}{(i_{3} - \bar{t}^{н}_{вс}) \cdot \eta_{п}} = \frac{352.0813 \cdot 54.281 \cdot 4,186}{(3036.752 - 538.967) \cdot 0,98} = 32.682 \qquad (2.11)$$

Нагрузка сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{нс} = G_{св} \cdot \Delta t \cdot c_{в} = 352.0813 \cdot 54.281 \cdot 4.186 = 80000 \qquad (2.12)$$

### 2.2.4 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:

$$y_c = \frac{i_c - i_к}{i_0 - i_к + q_{пп}} = \frac{3036.752 - 2390.2629}{3513 - 2390.2629 + 507.8} = 0.3965 \qquad (2.13)$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1{,}1754$, расход пара на турбину, $кг/с$, составит

$$D_т = K_p \cdot (\frac{W_э}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_c \cdot D_c) =$$
$$= 1.1754 \cdot (\frac{2 \cdot 10^5}{1630.5371 \cdot 0.98} + 0.3965 \cdot 32.682) = 162.3466 \qquad (2.14)$$

где, $H_i$ - теплоперепад, срабатываемый турбиной; $\eta_{эм}$ - электромеханический КПД.

### 2.2.5 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят $0.5\ \%$ от расхода пара на турбину, $кг/с$:

$$D_{эж} = 0{,}005 \cdot D_т = 0{,}005 \cdot 162.3466 = 0.8117 \qquad (2.15)$$

Расход пара на уплотнение турбины, $кг/с$:

$$D_{упл} = 0{,}01 \cdot D_т = 0{,}01 \cdot 162.3466 = 1.6235 \qquad (2.16)$$

Утечки пара и конденсата, $кг/с$:

$$D_{ут} = \frac{\alpha_{ут}}{100} \cdot D_т = \frac{1{,}1}{100} \cdot 162.3466 = 1.7858 \qquad (2.17)$$

Расход пара на собственные нужды, $кг/с$:

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{МЗ} + \alpha_{сн}^{КО}}{100} \cdot D_т = \frac{1{,}2 + 1{,}2}{100} \cdot 162.3466 = 3.8963 \qquad (2.18)$$

Расход перегретого пара, $кг/с$:

$$D_{пе} = D_т + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн} = 170.4639 \qquad (2.19)$$

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

$$G_{хов} = D_{ут} + D_{сн} = 5.6821 \tag{2.20}$$

Расход питательной воды, $кг/с$:

$$G_{пв} = D_{пе} = 170.4639$$

### 2.2.6 Расчет регенеративной схемы ПВД

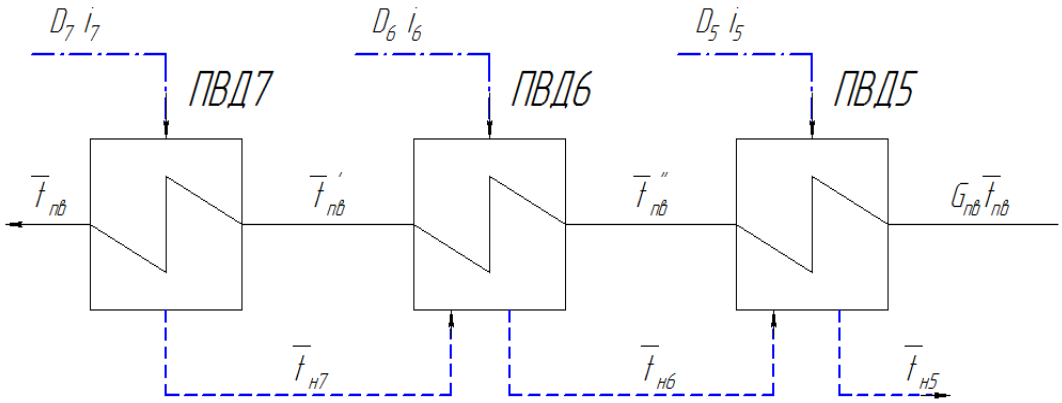



Рисунок 2.4 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД7:

$$D_7 \cdot (i_7 - \overline{t_{н7}}) \cdot \eta = G_{пв} \cdot (\overline{t_{пв}} - \overline{t'_{пв}}) \tag{2.21}$$

Расход пара на ПВД7, $кг/с$:

$$D_7 = \frac{G_{пв} \cdot (\overline{t_{пв}} - \overline{t'_{пв}})}{(i_7 - \overline{t_{н7}}) \cdot \eta} = \frac{170.4639 \cdot (1018.0352 - 877.7372)}{(3201.6428 - 1062.355) \cdot 0.98} = 11.4074$$

Уравнение теплового баланса для ПВД6:

$$(D_6 \cdot (i_6 - \overline{t_{н6}}) + D_7 \cdot (\overline{t_{н7}} - \overline{t_{н6}})) \cdot \eta = G_{пв} \cdot (\overline{t'_{пв}} - \overline{t''_{пв}}) \tag{2.22}$$

Расход пара на ПВД6, $кг/с$:

$$D_6 = \frac{G_{пв} \cdot (\overline{t'_{пв}} - \overline{t''_{пв}}) - D_7 \cdot (\overline{t_{н7}} - \overline{t_{н6}})) \cdot \eta}{(i_6 - \overline{t_{н6}}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{170.4639 \cdot (877.7372 - 766.8417) - 11.4074 \cdot (1062.355 - 951.341)}{(3101.9524 - 951.341)} = 8.3804$$

Уравнение теплового баланса для ПВД5:

$$(D_5 \cdot (i_5 - \overline{t_{н5}}) + (D_7 + D_6) \cdot (\overline{t_{н6}} - \overline{t_{н5}})) \cdot \eta = G_{пв} \cdot (\overline{t''_{пв}} - \overline{t_{пн}}) \qquad (2.23)$$

Расход пара на ПВД5, $кг/с$:

$$D_5 = \frac{G_{пв} \cdot (\overline{t''_{пв}} - \overline{t_{пн}}) - (D_7 + D_6) \cdot (\overline{t_{н6}} - \overline{t_{н5}})) \cdot \eta}{(i_5 - \overline{t_{н5}}) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{170.4639 \cdot (766.8417 - 722,055) - (11.4074 + 8.3804) \cdot (951.341 - 786.086)}{(3419.7364 - 786.086)} =$$

$$= 1.7164$$

где $\overline{t_{пн}}$ - энтальпия питательной воды на входе в ПВД5; с учетом ее нагрева в питательном насосе

$$\overline{t_{пн}} = h_д + \frac{\Delta P_{пн} \cdot V}{\eta_н} = 697,143 + \frac{(180 - 7) \cdot 10^5 \cdot 0,00108}{0,75 \cdot 10^3} = 722,055 \qquad (2.24)$$

где $\Delta P_{пн}$ - перепад давления питательной воды в питательном насосе, $МПа$; $V$ - удельный объем питательной воды; $\eta_н$ - КПД насоса.

### 2.2.7 Расчет деаэратора

Схема потоков воды и пара деаэратора представлена на рисунке

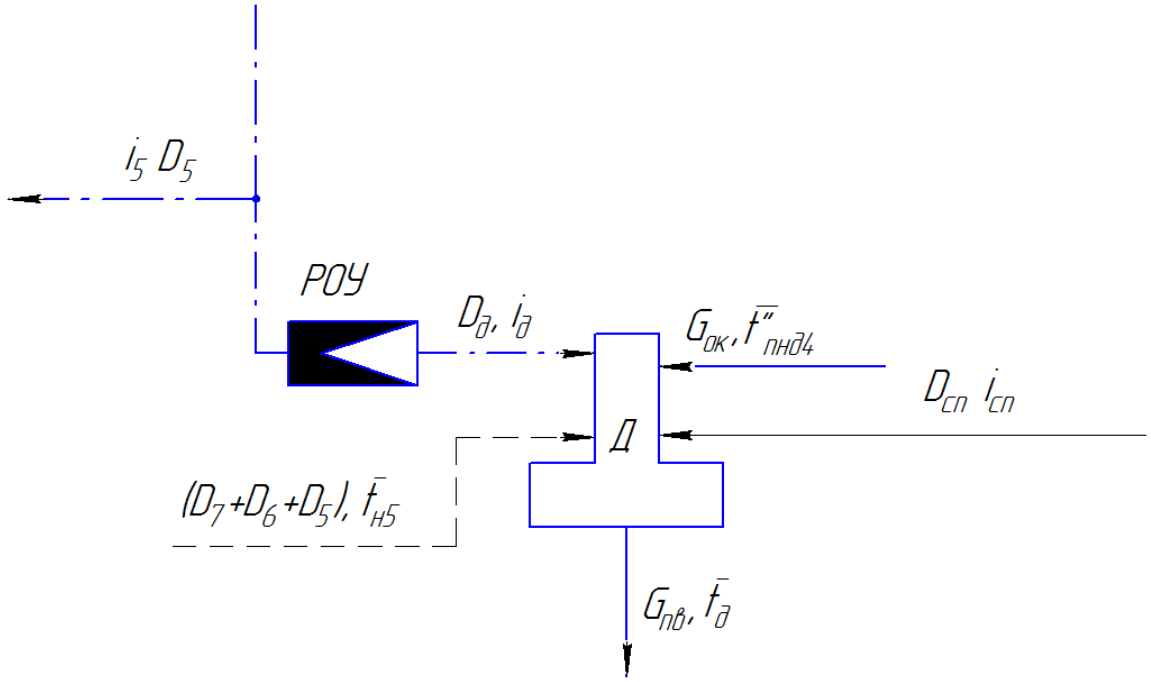



Рисунок 2.5 – Схема включения деаэратора

Уравнения материального баланса:

$$\begin{aligned} G_{пв} &= (D_7 + D_6 + D_5) + D_д + G_{ок} + G_c \\ G_{ок} &= G_{пв} - (D_7 + D_6 + D_5) - D_д - G_c \end{aligned} \qquad (2.25)$$

где $G_c$ - расход конденсата греющего пара после сетевого подогревателя.

Расход пара на Деаэратор, $кг/с$:

$$D_д = \frac{G_{пв} \cdot \overline{t_{пв}} - (D_7 + D_6 + D_5) \cdot \overline{t_{н5}} - (G_{пв} - (D_7 + D_6 + D_5 - G_c)) \cdot \overline{t_{ок}} - G_c \cdot \overline{t_c^н}}{(i_4 - \overline{t_{пв}})} =$$

$$= \frac{170.4639 - (11.4074 + 8.3804 + 1.7164) \cdot 697.143}{(3419.7364 - 697.143)} -$$

$$- \frac{(170.4639 - (11.4074 + 8.3804 + 1.7164) - 32.682) \cdot 647 - 32.682 \cdot 538.967}{(3419.7364 - 697.143)} =$$

$$= 4.0399$$

$$G_{ок} = 170.4639 - (11.4074 + 8.3804 + 1.7164) - 4.0399 - 32.682 = 112.2377$$

### 2.2.8 Расчет регенеративной схемы ПНД

Схема включения подогревателей низкого давления представлена на рисунке.

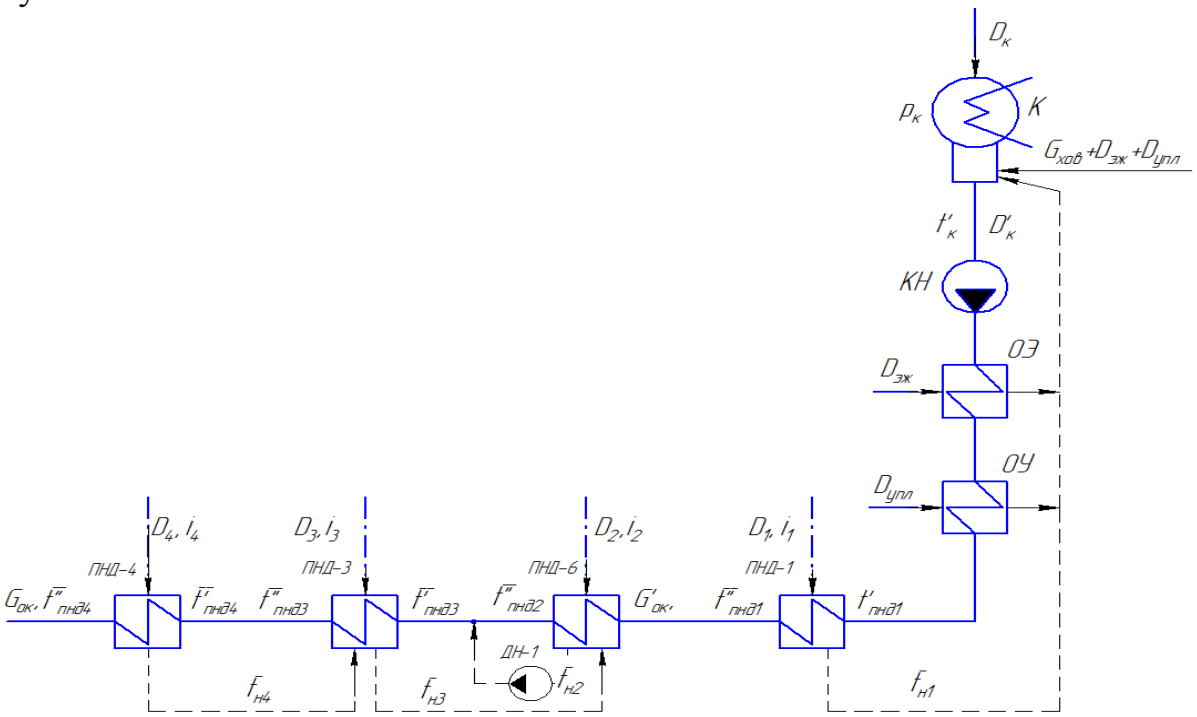



Рисунок 2.6 – Схема включения подогревателей низкого давления

Уравнения теплового и материального баланса для ПНД4:

$$D_4 \cdot (i_4 - \overline{t_{н4}}) \cdot \eta = G_{ок} \cdot (\overline{t''_{ПНД4}} - \overline{t''_{ПНД3}}) \qquad (2.26)$$

$$D_4 = \frac{G_{ок} \cdot (\overline{t''_{ПНД4}} - \overline{t''_{ПНД3}})}{(i_4 - \overline{t_{н4}}) \cdot \eta} = \frac{112.2377 \cdot (647.0091 - 520.2403)}{(3240.638 - 669.253)} = 5.6462$$

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД3, ПНД2 и ТС1:

$$(D_3 \cdot (i_3 - \overline{t_{н3}}) + D_4 \cdot (\overline{t_{н4}} - \overline{t_{н3}})) \cdot \eta = G'_{ок} \cdot (\overline{t''_{ПНД3}} - \overline{t'_{ПНД3}})$$

$$G_{ок} = G'_{ок} + D_4 + D_3 + D_2$$

$$G_{ок} \cdot \overline{t'_{ПНД3}} = G'_{ок} \cdot \overline{t''_{ПНД2}} + (D_4 + D_3 + D_2) \cdot \overline{t_{н2}}$$

$$(D_2 \cdot (i_2 - \overline{t_{н2}}) + (D_4 + D_3) \cdot (\overline{t_{н3}} - \overline{t_{н2}})) \cdot \eta = G'_{ок} \cdot (\overline{t''_{ПНД2}} - \overline{t''_{ПНД1}})$$

Искомые величины:

$G'_{ок}$ - расход основного конденсата до точки смешения №1, кг/с;

$\overline{t'_{ПНД3}}$ - энтальпия основного конденсата в точке смешения №1, кДж/кг;

$D_2$ - расход греющего пара на ПНД-2, кг/с;

$D_3$ - расход греющего пара на ПНД-3, кг/с.

$$(D_3 \cdot (3036.7522 - 538.967) + 5.6462 \cdot (669.253 - 538.967)) \cdot 0.98 =$$
$$= 112.2377 \cdot (520.2403 - \overline{t'_{ПНД3}})$$
$$112.2377 = G'_{ок} + 5.6462 + D_3 + D_2$$
$$112.2377 \cdot \overline{t'_{ПНД3}} = G'_{ок} \cdot 420.7516 + (5.6462 + D_3 + D_2) \cdot 438.075$$
$$(D_2 \cdot (2878.2293 - 438.075) + (5.6462 + D_3) \cdot (538.967 - 438.075)) \cdot 0.98 =$$
$$= G'_{ок} \cdot (420.7516 - 254.1488)$$

Решив систему уравнений получим:

$G'_{ок} = 96.1564$ кг/с;

$\overline{t'_{ПНД3}} = 423.2337$ кДж/кг;

$D_3 = 4.1478$ кг/с;

$D_2 = 6.2858$ кг/с.

Уравнение теплового баланса для ПНД1:

$$D_1 \cdot (i_1 - \overline{t_{н1}}) \cdot \eta = G'_{ок} \cdot (\overline{t''_{ПНД1}} - \overline{t'_{ПНД1}}) \qquad (2.27)$$

Расход пара на ПНД1, $кг/с$:

$$D_1 = \frac{G'_{ок} \cdot (\overline{t''_{ПНД1}} - \overline{t'_{ПНД1}})}{(i_1 - \overline{t_{н1}}) \cdot \eta} = \frac{96.1564 \cdot (254.1488 - 111.836)}{(2635.0562 - 270.797)} = 5.9061$$

Расход пара в конденсатор, $кг/с$:

$$D_к = G'_{ок} - (D_{эж} + D_{упл} + D_{хов} + D_1 + D_2 + D_3 + D_4) =$$
$$= 107.5098 - (0.8117 + 1.6235 + 5.6821 + 5.6462 + 4.1478 + 6.2858 + 5.9061) =$$
$$= 82.1345 \qquad (2.28)$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$D_к = D_т - (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_с + D_д) =$$
$$= 162.3466 - (5.9061 + 6.2858 + 4.1478 + 5.6462 + 1.7164 + 8.3804 + 11.4074 +$$
$$+ 32.682 + 4.0399) = 82.1345\ кг/с: \qquad (2.29)$$

Что совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по мощности:

$$W = \left( \sum_{i=1}^{n} D_i^{отб} \cdot H_i^{отб} \right) \cdot \eta_{эм} \qquad (2.30)$$

$$200000 = (11.4074 \cdot 311.3572 + 8.3804 \cdot 411.0476 + 1.7164 \cdot 601.0636 +$$
$$+ 5.6462 \cdot 780.162 + 4.1478 \cdot 601.0636 + (4.0399 + 32.682) \cdot 984.0478 +$$
$$+ 6.2858 \cdot 1142.5707 + 5.9061 \cdot 1385.7438 + 82.1345 \cdot 1630.5371) \cdot 0,98$$

$$200000 = 196385$$

Погрешность расчета составляет

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{200000 - 196385}{200000} \right| \cdot 100\% = 1.8\% \qquad (2.31)$$

Так как отклонение мощности от ранее принятой для расчета не превышает заданную мощность (<2%), то расчет закончен.

## 2.3 Расчёт технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, $кВт$:

$$Q_{ту} = D_т \cdot (i_0 - \overline{t_{пв}} + \alpha_{пп} \cdot q_{пп}) + G_{хов} \cdot (t_{хов} \cdot c_в - \overline{t_{пв}}) =$$
$$= 162.3466 \cdot (3513 - 1018.0352 + 0.8781 \cdot 507.8) + \qquad (2.32)$$
$$+ 5.6821 \cdot (30 \cdot 4,186 - 1018.0352) = 472369.17$$

Затраченная теплота на сетевой подогреватель, $кВт$:

$$Q_т = D_c \cdot (i_c - \overline{t_c^н}) = 32.682 \cdot (3036.752 - 538.967) = 81632.65 \qquad (2.33)$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, $кВт$:

$$Q_{ту}^э = Q_{ту} - Q_т = 472369.17 - 81632.65 = 390736.52 \qquad (2.34)$$

Тепловая нагрузка котла, $кВт$:

$$Q_{пе} = D_{пе} \cdot (i_{пе} - \overline{t_{пв}} + \alpha_{пп} \cdot q_{пп}) = 170.4639 \cdot (3605.2 - 1018.0352 + 0.8781 \cdot 507.8) = \\ = 517029 \qquad (2.35)$$

где $i_{пе}$ - энтальпия перегретого пара , $кДж / кг$.

$$i_{пе} = f(P_{пе}, t_{пе})$$

Полный расход натурального топлива, $кг / с$:

$$B = \frac{Q_{пе}}{Q_н^р \cdot \eta_{ка}} = \frac{517029}{15280 \cdot 0,91} = 48.2218 \qquad (2.36)$$

где $Q_н^р$ - теплотворная способность Ирша-Бородинского угля [4].

Принимая мощность собственных нужд блока 9 % /3/, отпущенная мощность составляет, $кВт$:

$$W_{отп} = W_э - e_{сн} \cdot W = 200000 - 0.09 \cdot 200000 = 182000 \qquad (2.37)$$

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

$$W_{ээ}^{сн} = e_{ээ}^{сн} \cdot W = 0.05 \cdot 200000 = 10000 \qquad (2.38)$$

где $e_{ээ}^{сн}$ - доля электроэнегрии затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент ценности тепла:

$$\xi_c = \frac{i_c - i_к}{i_0 - i_к + \Delta i_{пп}} \cdot (1 + K \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{пп} - i_c}{i_0 + \Delta i_{пп} - i_к}) = \frac{3036.752 - 2390.2629}{3513 - 2390.2629 + 507.8} \cdot$$
$$\cdot (1 + 0,4 \cdot \frac{3513 + 507.8 - 3036.752}{3513 + 507.8 - 2390.2629}) = 0.4922 \qquad (2.39)$$

где $K$ - коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем из [2].

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

$$\Delta Q^{э}_{отб} = Q_c \cdot (1 - \xi_c) \cdot \frac{Q^{отб}_{т}}{Q^{т}_{ту}} = 80000 \cdot (1 - 0.4922) \cdot 1 = 40623.79 \qquad (2.40)$$

где $\frac{Q^{отб}_{т}}{Q^{т}_{ту}}$ принимаем равным 1.

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, $кВт$:

$$Q^{сн}_{ту} = 0,05 \cdot Q_{ту} = 0,05 \cdot 390736.52 = 19536.82 \qquad (2.41)$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_э = \frac{Q^{э}_{ту} + \Delta Q^{э}_{отб} + Q^{сн}_{ту}}{Q^{э}_{ту} + \Delta Q^{э}_{отб} + Q^{сн}_{ту} + Q^{т}_{ту}} = \frac{390736.52 + 40623.7953 + 19536.82}{390736.52 + 40623.7953 + 19536.82 + 80000} = \qquad (2.42)$$
$$= 0.8493$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, $кг/с$:

$$B_э = B \cdot K_э \cdot \frac{W_{отп}}{W_э - W^{сн}_{ээ}} = 37.1835 \cdot 0.8493 \cdot \frac{182000}{200000 - 10000} = 30.2507 \qquad (2.43)$$

Расход топлива на выработку тепла, $кг/с$:

$$B_т = B - B_э = 37.1835 - 30.2507 = 6.9328 \qquad (2.44)$$

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, $кг/(кВт \cdot ч)$:

$$b_э = \frac{B_э}{W_{отп}} \cdot 3600 = \frac{30.2507}{200000} \cdot 3600 = 0.5984 \quad (2.45)$$

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

$$b_т = \frac{B_т}{Q_{отп}} \cdot 10^6 = \frac{6.9328}{80000} \cdot 10^6 = 86.6602 \quad (2.46)$$

## 2.4 Выбор основного и вспомогательного оборудование в пределах ПТС

### 2.4.1 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 ($м^2$).

Подогреватель высокого давления выбираем так, чтобы характеристики удовлетворяли данным, полученным в ходе расчета ПТС.

ПВД-7: ПВ-800-230-34, где 800 - площадь поверхности теплообмена, $м^2$; 230 - максимальное давление в трубной системе, бар; 34 - максимальное давление в корпусе, бар.

ПВД-6: ПВ-800-230-24.

ПВД-5: ПВ-800-230-14.

Подогреватели низкого давления [15]:

ПНД-4: ПН-400-26-7-II.

ПНД-3: ПН-400-26-7-II.

ПНД-2: ПН-400-26-7-II.

ПНД-1: ПН-400-26-7-II.

### 2.4.2 Деаэратор

Производительность деаэратора определяется пропускной способностью деаэрационной колонки, размеры которой должны быть достаточными для того, чтобы вся пропускаемая через нее вода нагревалась до температуры кипения, и выбирается по максимальному расходу питательной воды для блока или электростанции в целом. На энергоблок или секцию, включающую турбоагрегат с обслуживающими его парогенераторами, устанавливают по одному или по два деаэратора.

Резервных деаэраторов не ставят, но суммарную пропускную способность всех деаэраторов станции рекомендуется выбирать с некоторым запасом (около 10%). Для электростанции высокого давления изготавливают де-

аэраторы повышенного давления (4-6 бар). Емкость деаэраторных баков должна обеспечивать суммарный запас питательной воды для КЭС не менее 20 минут. Емкость деаэраторных баков 85% их геометрического объема, так как они заполняются не полностью, а до нормального уровня.

По найденному расходу питательной воды $G_{пв}$ = 613.67 т/ч выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДП-700 [15] с характеристиками: давление 7 бар; производительностью – 700 т/ч.
Аккумуляторный бак: полезная вместимость бака 100 м$^3$ давление 7 бар.

### 2.4.3 Сетевые подогреватели

Подогреватель сетевой воды выбираем по расчетному пропуску воды, давлению пара в корпусе и температура пара на входе и воды на выходе.
Выбираем ПСГ-800-3-8-I - давление по пару 0.39 МПа, давление по воде - 0.88 МПа.

### 2.4.4 Выбор питательных насосов

Производительность питательных насосов, их количество и тип привода выбирают с учетом тепловой схемы электростанции и типа установленных котлоагрегатов. Для блочных электростанций производительность питательных насосов выбирают по расходу питательной воды на блок с запасом 6-8%, т/ч:

$$D_{пн} = G_{пв} \cdot 1.05 = 170.4639 \cdot 3.6 \cdot 1.05 = 644.354 \qquad (2.47)$$

Напор питательного насоса принимается на 30-50% больше, чем номинальное давление пара перед турбиной, м. вод. ст.:

$$H = P \cdot 10 \cdot 1.3 = 12.75 \cdot 10^2 \cdot 1.3 = 1657.5 \qquad (2.48)$$

Выбираем питательный насос ПЭ-720-200 с характеристикой:
- Производительность - 720 $м^3 / ч$
- Напор 2030$м$
- Частота вращения 2900 $об / мин$
- КПД - 80%
- Мощность привода: – 5000 $МВт$;

### 2.4.5 Выбор конденсатных насосов

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

Подача насоса, $кг/с$, рассчитывается по максимальному расходу пара через конденсатный насос через группу ПНД:

$$G_{ок} = 112.2377$$

Объемный расход основного конденсата:

$$Q = G_{ок} / \rho = 112.2377 / 960 = 0.117\ м^3/с = 421.2\ м^3/ч$$
(2.49)

Давление нагнетания насосов, $МПа$:

$$p_н = p_д + p_{ПНД} + \Delta p_{тр} \qquad (2.50)$$

где $p_д = 0,7\ МПа$ - давление в деаэраторе;

$\Delta p_{тр} = 0,1\ МПа$ - сопротивление трубопроводов;

$p_{ПНД}$ - сопротивление всех ПНД (принимается $0,1\ МПа$ на один подогреватель).

$$p_н = 0,7 + 0,4 + 0,1 = 1,2$$

Напор питательного насоса, $\Delta p$, $МПа$, определяется как разность давлений на стороне нагнетания $p_н$ и на стороне всасывания $p_в$.

$$\Delta p = p_н - p_в = 1,2 - 0,0034 = 1,1966 \qquad (2.51)$$

Устанавливаем два конденсатных насоса $16КсВ-11\times4$ с характеристиками:

- Производительность - $470\ м^3/ч$
- Напор 160 *мм.вод.ст.*
- Частота вращения 1450 $об/мин$

### 2.4.6 Выбор циркуляционных насосов

При максимальном расходе пара в конденсатор $613.67\ м^3/ч$, кратности охлаждения $m = 50$ расход циркуляционной воды на турбину составляет,м$^3$/ч:

$$D_{ов} = m \cdot D_к^п = 50 \cdot 613.67 = 30683.5 \qquad (2.52)$$

Расчетный расход охлаждающей воды, $м^3/ч$:

$$D_{ов}^{р} = 1.1 \cdot D_{ов} = 1.1 \cdot 30683.5 = 33751.85 \qquad (2.53)$$

Устанавливаем два циркуляционных насоса типа $ОП-2-110$ по $50\ \%$ производительности без резерва с характеристиками :

- Производительность - $11800-21960\ м^3/ч$
- Напор $9.4-16.2\ м\ вод.ст$
- Частота вращения $485\ об/мин$
- КПД - $80-87\%$

### 2.4.7 Выбор сетевых насосов

Выбор производится по производительности и напору. Число насосов регламентируется следующим образом: при индивидуальной установке ставят два насоса по $50\ \%$ производительности каждый; на складе предусматривается один резервный насос.

Производительность сетевого насоса, $м^3/ч$ :

$$G_{сн} = \frac{G_{св}}{2} \cdot 3.6 = \frac{352.0813}{2} \cdot 3.6 = 633.7463 \qquad (2.54)$$

Давление нагнетания рассчитывается на преодоление подогревателя, на сопротивление внешних трубопроводов теплосети и составляет $1{,}5 \div 2{,}2\ МПа$. Входное давление определяется давлением обратной сетевой воды $0{,}3 \div 0{,}5\ МПа$.

$$\Delta p_{сн} = p_н - p_в = 1{,}5 - 0{,}5 = 1 \qquad (2.55)$$

Устанавливаем два сетевых насоса $СЭ\ 800-100$ с характеристиками:

- Производительность - $800\ м^3/ч$
- Напор $0{,}98\ МПа$
- Частота вращения $1500\ об/мин$
- КПД - $80\ \%$
- Температура перекачиваемой воды - $180\ °C$

## 2.5 Проектирование топливного хозяйства

В качестве топлива на КЭС по заданию используется бурый уголь Б2 Ирша Бородинского месторождения со следующими характеристиками.

Таблица 3 – Характеристика Ирша Бородинского угля [4]

| $W^p$, % | $A^p$, % | $S^p$, % | $C^p$, % | $H^p$, % | $N^p$, % | $O^p$, % | $Q_н^p$, кДж/кг | $V^г$, % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 33 | 7.4 | 0.2 | 42.6 | 3 | 0.6 | 13.2 | 15280 | 47 |

### 2.5.1 Определение расхода топлива на ТЭС

Расчетный расход топлива на работу парогенератора определяется из следующего соотношение, кг/с:

$$B_p = \frac{Q_{пе}}{Q_н^p \cdot \eta_{пг}^{бр}} = \frac{517029}{15280 \cdot 0.91} = 37.183 \qquad (2.56)$$

где $Q_н^p = 15280$ – теплота сгорания Ирша Бородинского угля [4];

$\eta_{пг} = 0.91$ – КПД котла.

Часовой расход топлива на блок составит, т/ч:

$$B_{сум} = n \cdot B_p \cdot 3.6 = 5 \cdot 3.6 \cdot 37.183 = 669.303 \qquad (2.57)$$

где $n$ - количество котлоагрегатов.

### 2.5.2 Приемные разгрузочные устройства

По расходу топлива на станции используем два вагоноопрокидывателя роторного трехопорного типа [15].

Характеристика вагоноопрокидывателя:

Число опрокидываний за 1 час – 30;

Теоретическая характеристика – 2790/1800 т/ч;

Мощность электродвигателей – $36 \times 2$ кВт.

### 2.5.3 Ленточные конвейеры

Суточный расход топлива составляет, т/сут:

$$B_{сут} = B_{сум} \cdot 24 = 669.303 \cdot 24 = 16063.26 \qquad (2.58)$$

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

Расчетная часовая производительность каждой нитки, т/ч:

$$B_{расч} = \frac{B_{сут}}{T} = \frac{16063.26}{21} = 764.918 \qquad (2.59)$$

где $T$ – число часов работы топливо подачи.

Производительность ленточного конвейера приближенно определяется по формуле, т/ч:

$$B_л = b^2 \cdot c \cdot \gamma \cdot K_a = 1.44 \cdot 2.5 \cdot 0.85 \cdot 320 = 979.2 \qquad (2.60)$$

где b=1.2 – ширина ленты, м;

c=2.5 – скорость ленты [15], м/с;

$\gamma = 0.85$ – насыпной вес топлива [15], т/м$^3$;

$K_a = 320$ – коэффициент, учитывающий угол естественного откоса топлива по ленте [15] .

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

$$W_б = \frac{K_1 \cdot l \cdot c + 2 \cdot B_л \cdot l + 37 \cdot B_л \cdot H}{1000 \cdot 1.36} \cdot K_l \qquad (2.61)$$

$$W_б = \frac{629 \cdot 50 \cdot 2.5 + 2 \cdot 979.2 \cdot 50 + 37 \cdot 979.2 \cdot 5}{1000 \cdot 1.36} \cdot 1 = 263.012$$

где $l = 50$ – длина конвейера между центрами приводного и концевого барабанов, м;

H=5 – высота подъема по вертикали между центрами приводного и концевого барабанов, м;

$K_l$ =1 – коэффициент, зависящий от длины ленты [15];

$K_1$ =629 – коэффициент, зависящий от ширины ленты [15].

Мощность, потребляемая электродвигателем приводной станции, кВт:

$$W_{эп} = \frac{K_з \cdot W_б}{\eta_{эд} \cdot \eta_р} = \frac{1.25 \cdot 263.012}{0.95 \cdot 0.95} = 364.283 \qquad (2.62)$$

где $K_з$=1.25 - коэффициент запаса для наклонных конвейеров [15];

$\eta_{эд}$=0.95 - КПД электродвигателя[15];

$\eta_р$=0.95 - КПД редуктора [15].

### 2.5.4 Топливные склады

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

Площадь, непосредственно занятую штабелями, ориентировочно определяем по формуле, м$^2$ :

$$F = \frac{24 \cdot B_{сум} \cdot n}{h \cdot \gamma \cdot \phi} = \frac{24 \cdot 669.303 \cdot 30}{30 \cdot 0.85 \cdot 0.85} = 22232.9 \qquad (2.63)$$

где $n = 30$ – число суток запаса топлива на складе;

$h = 30$ – высота штабеля, м;

$\phi = 0.8 - 0.9$ – коэффициент, учитывающий угол откоса (сползания) топлива в штабеле [15].

### 2.5.5 Дробилки и питатели сырого угля

Применяем на проектируемом блоке двухступенчатое дробление. Ввиду высокой влажности топлива используем молотковые не забивающиеся дробилки с подвижными дробильной и отбойной плитами и с очистными устройствами.

По расчетному расходу топлива выбираем дробилки типа ДМН-21х18,5 [15] с характеристиками:

Производительность – 500 - 600 т/ч;

Размеры ротора:

длина – 1850 мм;

диаметр – 2100 мм.

Частота вращения ротора – 490 об/мин;

Мощность электродвигателя – 900 кВт;

Масса – 76,4 т.

Емкость бункера сырого угля, м$^3$:

$$V_б = \frac{B_ч^{\max} \cdot \tau}{\gamma \cdot K_з} = \frac{37.183 \cdot 3.6 \cdot 10}{0.85 \cdot 0.8} = 1968.538 \qquad (2.64)$$

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

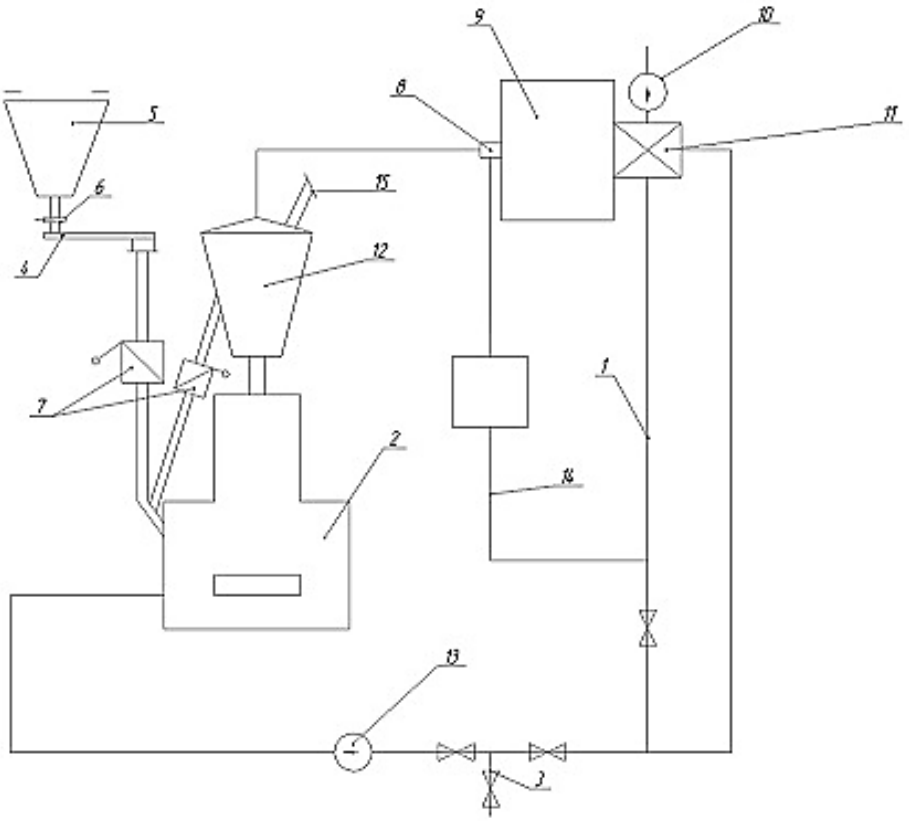
$K_з = 0.8$ – коэффициентом заполнения бункера [15];

$\gamma_m^{\max} = 0.85$ – насыпной вес угля[15].

Для подачи угля из бункера используем скребковый питатель сырого угля с шириной скребка 800 $мм$, длиной 2 $м$. Производительность при высоте слоя 0.2 $м$ 270 $м^3/ч$, требуемая мощность - 4.5 $кВт$.

## 2.6 Выбор оборудования и схемы пылеприготовления

Для сжигания бурого угля Ирша Бородинского месторождения применяем индивидуальную систему пылеприготовления прямого вдувания с молотковыми мельницами (рисунок 2.7). Так как топливо является высоковлажным и высокореакционным, необходимо применять газовую сушку. Газы при этом забираются из верхней части топки, а также после воздухоподогревателя с помощью дымососа рециркуляции и после смешения подаются на сушку.




1 – короб горячего воздуха; 2 – мельница; 3 – присадка холодного воздуха; 4 – питатель сырого топлива; 5 – бункер сырого топлива; 6 – шиберы; 7 – клапан-мигалка; 8 – горелка; 9 – котел; 10 – дутьевой вентилятор; 11 – воздухоподогреватель; 12 – сепаратор; 13 – мельничный вентилятор; 14 – короб вторичного воздуха; 15 – взрывной клапан

Рисунок 2.7 – Индивидуальная система пылеприготовления прямого вдувания

Расчетная производительность мельницы, т/ч:

$$B_м = \frac{1.1 \cdot B}{n \cdot K_{ло}} = \frac{1.1 \cdot 37.183 \cdot 3.6}{4 \cdot 1.3} = 34.752 \qquad (2.65)$$

где $n = 4$– количество мельниц на котле;

$K_{ло} = 1.3$– коэффициент размолоспособности.

Выбираем мельницы ММТ 1500/3230/740 в количестве 4 штук, которые имеют следующие характеристики [15]: производительность – 22,6/39,7т/ч; частота вращения - 740 об/мин; мощность - 400 кВт.

Выбираем дымососы рециркуляции газов ДН-17 в количестве 2 штук на котел, которые имеют следующие характеристики: производительность - 75/55 м$^3$/ч; частота вращения - 980/740 об/мин; мощность - 78,5/36 кВт [15].

## 2.7 Выбор дутьевых вентиляторов и дымососов

Дутьевой вентилятор выбирается по производительности и напору, на котел устанавливаем два дутьевых вентилятора.

Производительность дутьевого вентилятора определяется расходом воздуха, необходимым для горения топлива, с учетом коэффициента избытка воздуха в топке и присосов по тракту котла, м$^3$/кг:

Теоретический объем воздуха, м$^3$/кг:

$$V_B^0 = 0.0889 \cdot (C^P + 0.375S^P) + 0.265 \cdot H^P - 0.0333 \cdot O^P \quad (2.66)$$

$$V_B^0 = 0.0889(42.6 + 0.375 \cdot 0.2) + 0.265 \cdot 3 - 0,0333 \cdot 13.2 = 4.149$$

Теоретический объем азота, м$^3$/кг:

$$V_{N_2}^0 = 0.79 \cdot V_B^0 + 0.8 \cdot \frac{N^P}{100} \quad (2.67)$$

$$V_{N_2}^0 = 0.79 \cdot 4.149 + 0.8 \cdot \frac{0.6}{100} = 3.283$$

Теоретический объем трехатомных газов, м$^3$/кг:

$$V_{RO_2}^0 = 1.866 \cdot \frac{C^P + 0.375 \cdot S^P}{100} \quad (2.68)$$

$$V_{RO_2}^0 = 1.866 \cdot \frac{42.6 + 0.375 \cdot 0.2}{100} = 0.7963$$

Теоретический объем водяных паров, м$^3$/кг:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0.0124 \cdot W^P + 0.0161 \cdot V_B^0$$

(2.69)

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3 + 0.0124 \cdot 33 + 0.0161 \cdot 4.149 = 0.809$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м$^3$/кг:

$$V^г = V_{H_2O}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 \quad (2.70)$$

$V^{г} = 3.283+0.7963+0.809=4.888$

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м$^3$/с:

$$V_{дв} = B_р \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot V_в^0 \cdot (\alpha_т - \Delta\alpha_т - \Delta\alpha_{плу} + \Delta\alpha_{взп}) \cdot \frac{t_{хв} + 273}{273} \quad (2.71)$$

$$V_{дв} = 37.183 \cdot \frac{100 - 0.5}{100} \cdot 4.149 \cdot (1.2 - 0.06 - 0.04 + 0.03) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 192.531$$

где $B_р = 37.183$– расчетный расход топлива,кг/с;

$\alpha_т = 1.2$– коэффициент избытка воздуха в топке, принимаем равным 1.2 [15];

$\Delta\alpha_т = 0.06$ – присос воздуха в топке [15];

$\Delta\alpha_{плу}$=0.04 – присос воздуха в системе пылеприготовлении [15];

$\Delta\alpha_{взп} = 0.03$ – относительная утечка воздуха в ВЗП [15];

$t_{хв} = 30$ – температура холодного воздуха, °С.

$q_4$– потеря с механическим недожогом, принимаем 0.5 %.

$V_в^0$– теоретический объем воздуха требуемый для сжигания 1 кг угля, м$^3$/кг.

Расчетная производительность вентилятора принимается с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1.1$.

Кроме того, вводится поправка на барометрическое давление местности, где устанавливается вентилятор:

$$V_{дв}^р = \frac{\beta_1 \cdot V_{дв}}{Z} \cdot \frac{760}{P_{бар}} = \frac{1.1 \cdot 192.531}{2} \cdot \frac{760}{760} = 105.892 \quad (2.72)$$

где $\beta_1 = 1.1$ – коэффициент запаса;

$Z = 2$ – число дутьевых вентиляторов;

$P_{бар} = 760$ – барометрическое давление местности, мм. рт. ст.

Напор дутьевого вентилятора принимаем равным сопротивлению воздушного тракта котельного агрегата [15] $H_{дв} = 4.11$ кПа. Расчетный напор принимается с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1.15$:

$$H_{дв}^р = \beta_2 \cdot H_{дв} = 4.11 \cdot 1.15 = 4.726 \quad (2.73)$$

В качестве дутьевого вентилятора выбираем ВДН-24-750 с характеристиками: производительность 500 тыс м$^3$/с, частота вращения 750 об/мин, мощность 400 кВт.

Дымосос выбирается аналогично дутьевому вентилятору по производительности и напору, на котел устанавливаем два дымососа.

Производительность определяется объемными расходами газов, уходящих из котла (после воздухоподогревателя) и воздуха, присасываемого в тракт после котла в газоходах:

$$V_{дс} = B_p \cdot \frac{100 - q_4}{100} \cdot (V_г^{ух} + V_{прис}) \cdot \frac{t_д + 273}{273}, \qquad (2.74)$$

Объем уходящих газов $V_г^{ух}$ равен сумме теоретического объема газов $V_г^0$, и объема присосов воздуха по тракту котла, м$^3$/кг:

$$V_г^{ух} = V_г^0 + 1.0161 \cdot (\alpha_{ух} - 1) \cdot V_в^0, \qquad (2.75)$$

$$V_г^{ух} = 4.888 + 1.0161 \cdot (1.33\text{-}1) \cdot 4.149 = 6.279$$

где коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:

$$\alpha_{ух} = \alpha_т + \Delta\alpha_{кп} + \Delta\alpha_{взп} = 1.2 + 0.03 + 0.1 = 1.33 \qquad (2.76)$$

Объем присосов за пределами котла:

$$V_{прис} = (\Delta\alpha_{зу} + \Delta\alpha_{гх}) \cdot V_в^0 = (0.05 + 0.01) \cdot 4.149 = 0.249 \qquad (2.77)$$

где $\Delta\alpha_{зу} = 0,05$ – присосы в электрофильтре [15];

$\Delta\alpha_{гх} = 0.01$ – присосы в стальные газоходы котла [15];

Температура газов перед дымососами:

$$t_д = \frac{V_г^{ух} \cdot t_{ух} + V_{прис} \cdot t_в}{V_г^{ух} + V_{прис}} = \frac{6.279 \cdot 147 + 0.249 \cdot 30}{6.279 + 0.249} = 142.538 \qquad (2.78)$$

Определим производительность дымососа по формуле , м$^3$/с:

$$V_{дс} = 37.183 \cdot \frac{100 - 0.5}{100} \cdot (6.279 + 0.249) \cdot \frac{142.538 + 273}{273} = 367.638$$

Расчетная производительность дымососа принимается с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1.1$. Кроме того, вводится поправка на барометрическое давление местности, где устанавливается дымосос:

$$V_{дс}^{р} = \frac{\beta_1 \cdot V_{дс}}{Z} \cdot \frac{760}{P_{бар}} = \frac{1.1 \cdot 367.638}{2} \cdot \frac{760}{760} = 202.201 \qquad (2.79)$$

где $\beta_1 = 1.1$ – коэффициент запаса;

$Z = 2$ – число дымососов;

$P_{бар} = 760$ – барометрическое давление местности, мм. рт . ст.

Напор дымососа принимаем равным сопротивлению газового тракта котельного агрегата [15] $H_{дс} = 4.0$ кПа. Расчетный напор принимается с коэффициентом запаса $\beta_2 = 1.2$.

$$H_{дс}^{р} = \beta_2 \cdot H_{дс} = 4 \cdot 1.2 = 4.8 \qquad (2.80)$$

В качестве дымососа выбираем ДН-21 с производительностью 180 м$^3$/с, частотой вращения 985 об/мин, мощностью 284 кВт.

# 3 Общая часть

## 3.1 Генеральный план электростанции

Генеральный план проектируемой ТЭС представлен на листе 1 графической части.

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план данной электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус, включающий в себя турбинное и котельное отделение, электрический щит управления, оборудование пылеприготовления, бункера угля и пыли; топливоподача, состоящая из разгрузочного устройства, дробильного помещения, склады топлива; распределительное устройство открытого типа; дымовые трубы; химводоочистку, систему технического водоснабжения; систему золо- и шлакоудаления; масляное хозяйство, а так же железнодорожные пути, устройства водоснабжения, и т.д. Все здания и сооружения размещаются в пределах основной ограды электростанции. Вне основной ограды размещается золоотвал.

Генплан проектируемой ГРЭС предусматривает возможность расширения станции, для чего со стороны главного здания и прочих основных сооружений со стороны временного торца нет объектов, препятствующих расширению. Между зданиями, сооружениями и установками в генплане предусмотрены необходимые пожарные разрывы и проезды.

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

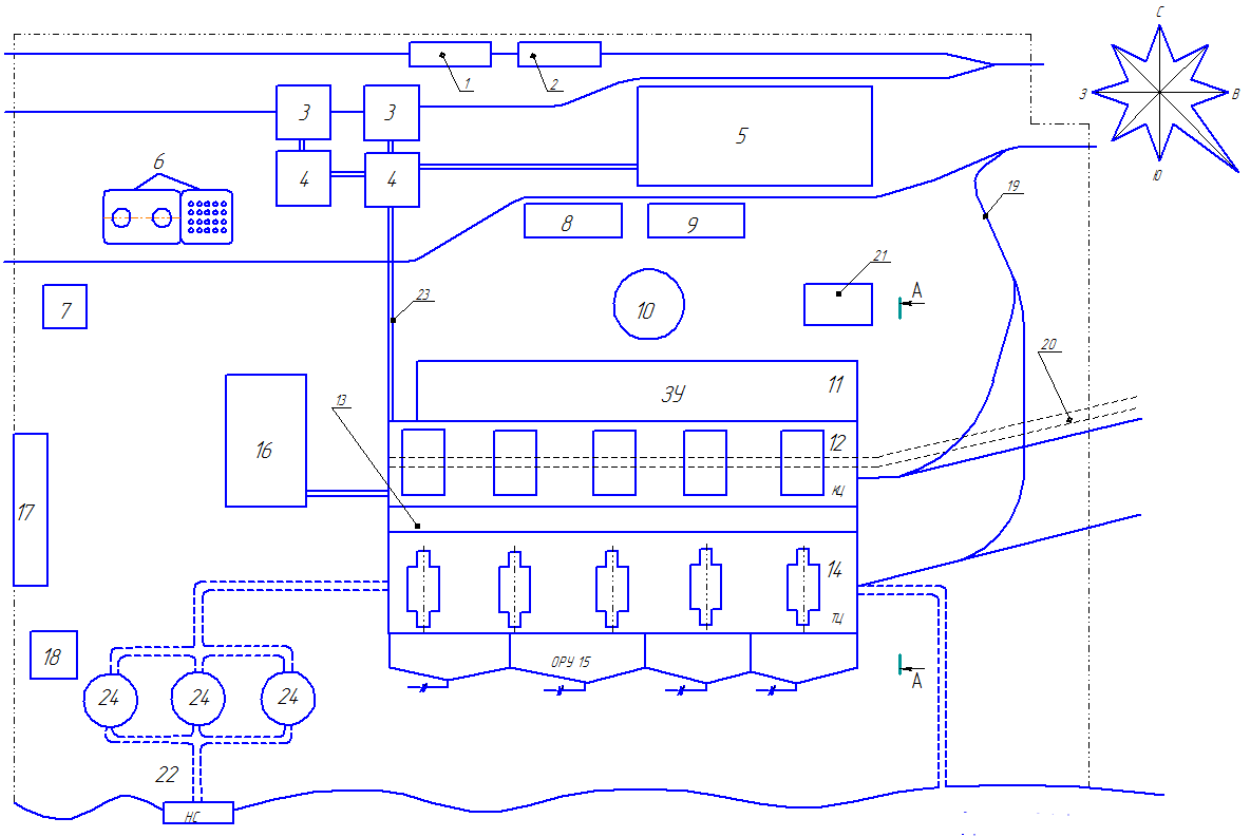



Рисунок 3.1 – Генеральный план станции

## 3.2 Компоновка главного корпуса

Поперечный разрез главного корпуса ГРЭС представлен на листе 3 графической части.

Главным корпусом электростанции называют главное ее здание, в котором размещают основное и связанное с ним вспомогательное оборудование. В главный корпус подается топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения отработавшего пара турбоагрегатов и для других целей. Из главного корпуса отводится охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы котла, шлак и зола, выводится конечная продукция – электрическая энергия. Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительных конструкций. При выборе компоновки главного корпуса основным является принцип размещения оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса.

В состав главного корпуса входят два основных помещения (отделения): парогенераторное и турбинное (машинный зал) и, кроме того, так называемое промежуточное помещение между парогенераторным и турбинным помещениями для различного вспомогательного оборудования.

Парогенераторное помещение включает бункерное отделение с бункерами, в которых обеспечивается запас топлива. В котельном отделении энергетические котлы установлены в помещении, которое делится перекрытием на отметке основной площадки обслуживания на два – нижнее и верхнее. В нижнем отделении (зольном) на нулевой отметке расположены молотковые мельницы. На современных электростанциях принято однорядное размещение парогенераторов в здании.

Котлы установлены на собственном каркасе и при этом установлен мостовой кран, предназначенных для монтажа и эксплуатации оборудования. В котельном отделении на нескольких отметках предусмотрены ремонтные зоны для транспортировки и размещения при ремонте материалов, также предусмотрен тупиковый железнодорожный заезд, совмещенный с автомобильным въездом.

Машинное отделение разделяется по высоте на два помещения: в верхнем установлены турбоагрегаты, в нижнем – конденсационном размещен фундамент турбоагрегата, конденсаторы и вспомогательное оборудование, регенеративные и сетевые подогреватели и другие теплообменники, питательные, конденсатные, дренажные и прочие насосы.

Между верхним помещением турбоагрегатов и нижним, конденсационным, сплошного перекрытия не выполняют, что позволяет обслуживать мостовым краном, не только турбоагрегаты, но и вспомогательное оборудование в конденсационном отделении.

Вокруг турбоагрегатов устраивают площадки обслуживания, соединяемые переходами с галереями, идущими вдоль колонн и стен машинного зала.

Турбоустановки скомпонованы по «островному» принципу. Турбина и генератор установлены на своем фундаменте, не связанным с другими строительными конструкциями, чтобы вибрация турбоагрегата не передавалась на них. Для обслуживания вспомогательного оборудования предусмотрены промежуточные площадки на двух уровнях, между площадкой обслуживания турбины и полом конденсационного помещения. В машинном зале принято поперечное размещение турбоагрегатов.

Конденсатор располагается под фундаментом вдоль оси. Регенеративные подогреватели установлены по бокам турбины.

В промежуточном помещении находятся деаэраторы с баками, бункеры топлива и оборудование пылеприготовления. Кроме того, в нем размещают РОУ и БРОУ, трубопроводы, электрическое распределительное устройство

собственного расхода и тепловые щиты.

Подземная часть главного корпуса запроектирована в сборном и монолитном железобетоне: фундаменты здания выполняются сборными, а фундаменты под оборудование – сборными и сборно-монолитными. В машинном и деаэраторном отделениях по всей площади устраивается силовой пол в виде сплошной монолитной железобетонной плиты, на которую опираются стойки перекрытия конденсационного подвала и различное оборудование.

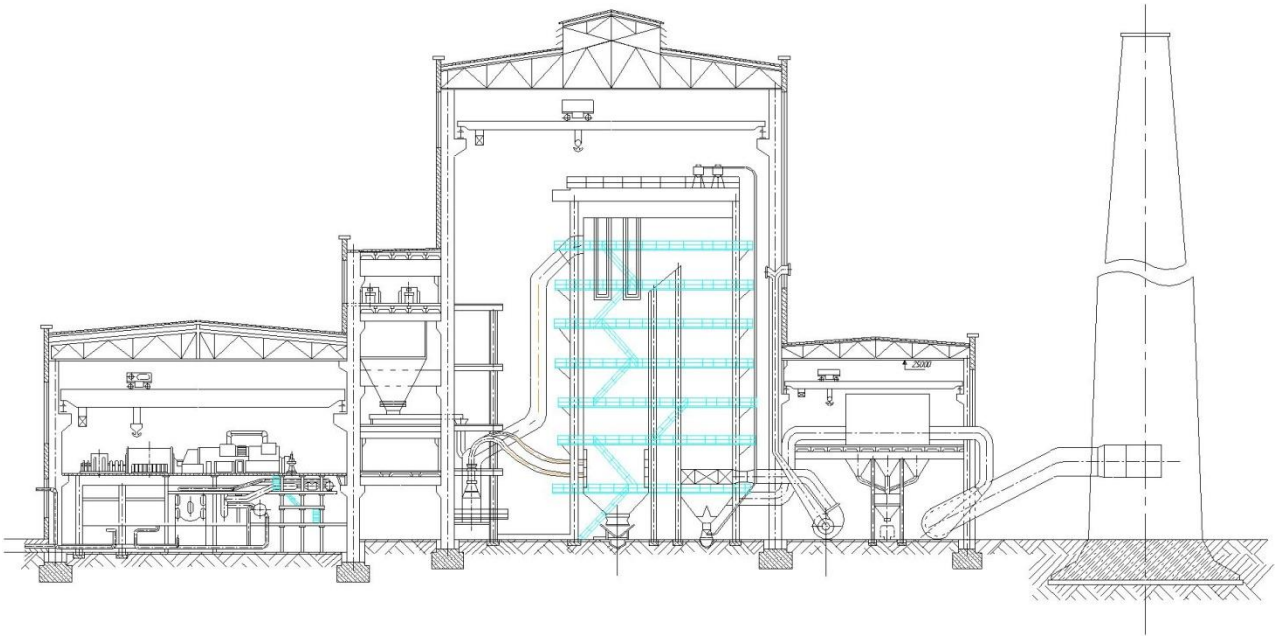


Рисунок 3.2 - Поперечный разрез главного корпуса ГРЭС

# 4 Охрана окружающей среды

## 4.1 Мероприятия по охране воздушного бассейна

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

1) Надёжная герметизация топок, газоходов, газопроводов, насосов, компрессоров, транспортёров, шнеков;

2) Применение оборудования, работающего под разрежением;

3) Встройка местных вытяжек или увеличение мощности существующих из мест пересыпки топливной золы;

4) Замена токсичных веществ нетоксичными;

5) Переход с твёрдого топлива на газообразное;

6) Увлажнение пыли топлива при его измельчении и транспортировке;

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

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

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

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

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

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

### 4.1.1 Расчет выбросов и выбор дымовой трубы

Цель расчета - определить высоту дымовой трубы, обеспечивающую достаточное рассеивание образующихся вредных выбросов. Основные вредные выбросы станции, сжигающей мазут, - оксиды серы и азота.

Высота дымовой трубы рассчитывается по формуле:

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot \left( \frac{M_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{M_{NO_x}}{ПДК_{NO_x}} + \frac{M_{зол}}{ПДК_{зол}} \right) \cdot \sqrt{\frac{N}{V \cdot \Delta T}}}, \qquad (4.1)$$

где А – коэффициент учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния примесей в воздухе, для Сибири $A$ = 200;

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

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

$M_{SO_2}$ – массовый выброс оксидов серы, г/с;

$ПДК_{SO_2}$– предельно допустимая концентрация оксидов серы в атмосферном воздухе на уровне земли, мг/м3, $ПДК_{SO_2} = 0.5$ [10];

$M_{NO_2}$ – массовый выброс оксидов азота, г/с;

$ПДК_{NO_2}$ – ПДК оксидов азота, $ПДК_{NO_2} =$ 0.085 [10];

$M_{зол}$ – массовый выброс золы, г/с;

$ПДК_{зол}$– *ПДК золы,* $ПДК_{зол} = 0.5$ [10];

$N$ – число дымовых труб, принимаем 1 трубу;

$V$ – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из трубы, м$^3$/с, принимаем равным производительности дымососа $V_{дс}$;

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

Скорость газов в устье дымовой трубы

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot V \cdot k}{\pi \cdot D^2 \cdot N} = \frac{4 \cdot 367.638 \cdot 5}{\pi \cdot 8.4^2 \cdot 2} = 16.585 \qquad (4.2)$$

где $V = 419.829$ – объем дымовых газов с котла;

$k = 5$– число котлов;

$D$– диаметр устья дымовой трубы, м;

$N$– число дымовых труб.

Ориентировочно выбираем трубу с диаметром устья 8.4 м. Температуру окружающего воздуха принимаем равной температуре холодного воздуха из расчета дутьевого вентилятора и дымососа.

Для такой скорости коэффициент $m$ равен 0.9.

Массовые выбросы оксидов серы найдем по формуле:

$$M_{SO_2} = 0.02 \cdot B \cdot k \cdot 10^3 \cdot S^P, \qquad (4.3)$$

где $B$ – расход топлива, кг/с;

$S^P$ – содержание серы в топливе, %.

$$M_{SO_2} = 0.02 \cdot 37.183 \cdot 5 \cdot 10^3 \cdot 0.2 = 743.67$$

Выбросы оксидов азота, г/с, рассчитываются следующим образом:

$$M_{NO_x} = 0.034 \cdot K \cdot B \cdot k \cdot Q_p^н \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot \text{r}) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2, \qquad (4.4)$$

где $K$ – коэффициент, характеризующий выход $NO_x$ на 1 тонну условного топлива;

$\beta_1$ – коэффициент, учитывающий влияние на выход $NO_x$ качества топлива;

$\varepsilon_1$ – коэффициент эффективности рециркуляции в зависимости от условий подачи газов в топку, принимаем, что газы подаются в рассечку двух воздушных потоков, тогда $\varepsilon_1 = 0.03$ [10];

$\mathbf{r}$ – степень рециркуляции дымовых газов, принимаем $\mathbf{r}$ = 10% от расхода воздуха дутьевого вентилятора;

$\beta_2$ – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, для прямоточных горелок $\beta_2 = 0.85$ [10];

$\beta_3$ – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления, для жидкого шлакоудаления $\beta_3 = 1.6$ [10];

$\varepsilon_2$ – коэффициент, характеризующий снижение выбросов $NO_x$ при подаче воздуха помимо основных горелок (двухстадийное сжигание), при 10 % воздуха, подаваемого выше основных горелок, $\varepsilon_2 = 0.75$ [10].

Коэффициент, учитывающий влияние на выход $NO_x$ качества топлива определяется по следующей зависимости [10]:

$$\beta_1 = 0.178 + 0.47 \cdot 0.5 = 0.413$$

Коэффициент, характеризующий выход $NO_x$ на 1 тонну условного топлива:

$$K = \frac{5 \cdot D_ф}{200 + D} \qquad (4.5)$$

где $D_ф = 613.67$ т/ч – фактическая производительность котла при номинальном режиме работы турбины

$D = 640$ т/ч – номинальная производительность котла.

$$K = \frac{5 \cdot 613.67}{200 + 640} = 3.653$$

$$M_{NO_x} = 0.034 \cdot 3.653 \cdot 37.183 \cdot 5 \cdot 15.28 \cdot \left(1 - \frac{0.5}{100}\right) \cdot 0.46 \cdot (1 - 0.03 \cdot 10) \cdot$$

$$\cdot 0.85 \cdot 1.6 \cdot 0.75 = 115.299$$

В расчете выбросов $NO_x$ были учтены следующие первичные мероприятия по их снижению: рециркуляция 10 % дымовых газов в топку в рассечку двух воздушных потоков, двухступенчатое сжигание топлива.

Выбросы летучей золы рассчитываются следующим образом:

$$M_з = 10^3 \cdot B \cdot k \cdot \left(1 - \frac{\eta_{зу}}{100}\right) \cdot \left(\left(\frac{1 - q_4}{100}\right) \cdot \frac{A^p}{100} \cdot a_{ун} + \frac{q_4}{100}\right) \tag{4.6}$$

$$M_з = 10^3 \cdot 37.183 \cdot 5 \cdot \left(1 - \frac{99}{100}\right) \cdot \left(\left(\frac{1 - 0.5}{100}\right) \cdot \frac{7.4}{100} \cdot 0.7 + \frac{0.5}{100}\right) = 105.12$$

Тогда минимально допустимая высота дымовой трубы:

$$H = \sqrt{200 \cdot 0.9 \cdot 0.8 \cdot \left(\frac{743.67}{0.5} + \frac{115.299}{0.085} + \frac{105.12}{0.5}\right) \cdot \sqrt{\frac{5}{367.638 \cdot 112.704}}} = 147.455$$

По найденному значению минимально допустимой высоты дымовой трубы выбираем дымовую трубу высотой 180 м с диаметром устья 7.2 м.
Определим эффективную высоту выброса дымовых газов:

$$H_{эф} = H + \Delta H, \tag{4.7}$$

где $H$ - геометрическая высота трубы, м;

$\Delta H$ - высота подъема факела дымовых газов, м.

$$\Delta H = 1.9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{V \cdot \varphi}, \tag{4.8}$$

где $d_0 =$ 8.4 м - диаметр устья дымовой трубы;

$\omega_0 = 16.585$ м/с - скорость газов в устье трубы;

$V$ - скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли, принимаем 5 м/с;

$\varphi$ - коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы, для трубы 30 м $\varphi = 1.63$.

$$\Delta H = 1.9 \cdot \frac{8.4 \cdot 16.585}{5 \cdot 1.63} = 32.478$$

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{эф} = 147.455 + 32.478 = 179.933$$

Высота труб составляет 180м.

### 4.1.2 Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов осуществляется электрофильтром ПГД-2х20 с горизонтальным движением дымовых газов.

Расход летучей золы, поступающей в золоуловитель одного котла (кг/ч), находим из выражения:

$$M_{зол}^{вх} = 0.01 \cdot B \cdot a_{ун} \cdot A^{р} + 0.01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_н^р}{32700} \qquad (4.9)$$

где $B = 37.183$ кг/с – часовой расход сжигаемого топлива;

$A^{р} =$ 7.4 % – зольность рабочей массы топлива;

$a_{ун} = 0.7$ – доля золы, уносимая газами;

$q_4 = 0.5$ – потеря с механическим недожогом;

$Q_н^р = 15280$ – теплота сгорания топлива, кДж/кг.

$$M_{зол}^{вх} = 0.01 \cdot 37.183 \cdot 3600 \cdot 0.7 \cdot 7.4 + 10^{-2} \cdot 37.183 \cdot 3600 \cdot 0.5 \cdot \frac{15280}{32700} = 7246.72$$

Количество летучей золы (кг/ч), выбрасываемой в дымовую трубу одним котлом, определяем по формуле:

$$M_{зол}^{вых} = M_{зол}^{вх} \cdot \frac{100 - \eta_{зу}}{100}, \qquad (4.10)$$

где $M_{зол}^{вх}$ – расход золы, поступающей в золоуловитель, кг/ч;

$\eta_{зу}$ – КПД золоулавливающей установки, принимаем 99 %.

$$M_{зол}^{вых} = 7246.72 \cdot \frac{100 - 99}{100} = 72.467$$

## 4.2 Удаление золы и шлака

Удаление шлака из-под топок устанавливаемых котлоагрегатов осуществляется непрерывно с помощью шнекового транспортера, передвигающегося в заполненной ванне осветленной водой, 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 золошлакоотвале вода осветляется, насосами перекачивается обратно на станцию.

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

$$M_{шл,з} = 0.01 \cdot B \cdot \left( A^p + q_4 \cdot \frac{Q_н^p}{32700} \right) \cdot \left( 1 - a_{ун} \cdot \left( 1 - \frac{\eta_{зу}}{100} \right) \right) \quad (4.11)$$

где $B$ – суммарный расход топлива, кг/ч;

$A^p$ – зольность рабочей массы топлива, %;

$q_4 = 0.5$ – потеря с механическим недожогом;

$Q_н^p = 15280$ – теплота сгорания топлива, кДж/кг.

$a_{ун} = 0.7$ – доля золы, уносимая газами;

$\eta_{зу}$ – КПД золоулавливающей установки, принимаем 99 %.

$$M_{шл,з} = 0.01 \cdot 37.183 \cdot 3.6 \cdot \left( 7.4 + 0.5 \cdot \frac{15280}{32700} \right) \cdot \left( 1 - 0.7 \cdot \left( 1 - \frac{99}{100} \right) \right) = 10.147$$

Расчетный расход пульпы [15], м$^3$/ч:

$$Q = \frac{M_ш}{\gamma_ш} + \frac{M_з}{\gamma_з} + \frac{M_в}{\gamma_в}, \quad (4.12)$$

где $M_ш$ – расход шлака, т/ч;

$M_з$ – расход золы, т/ч;

$M_в$ – расход воды, т/ч;

$\gamma_ш = 0.5$ – удельный вес шлака, т/м$^3$;

$\gamma_з = 0.5$ – удельный вес золы, т/м$^3$;

$\gamma_в = 1$ – удельный вес воды, т/м$^3$.

Расход воды [15], т/ч:

$$M_в = 12 \cdot M_{шл,з} = 12 \cdot 10.147 = 121.763 \quad (4.13)$$

Расчетный расход пульпы [15], м$^3$/ч:

$$Q = \frac{10.147}{0.5} + \frac{121.763}{1} = 142.057$$

Для найденного расхода пульпы выбираем багерный насос 5 Гр-8 с производительностью 100-230 м$^3$/ч, давлением на выходе из насоса 0,36-0,28 МПа; мощность 40 кВт; частота вращения 1450 об/мин.

Диаметр шлакозолопровода:

$$d = \sqrt{\frac{Q}{3600 \cdot \pi \cdot \upsilon}} = \sqrt{\frac{142.057}{3600 \cdot \pi \cdot 1.7}} = 0.086 \qquad (4.14)$$

где $\upsilon = 1.7$ м/с – расчетная скорость пульпы.

## 5 Система технического водоснабжения

В состав системы технического водоснабжения электростанции входят: источник воды, подводящие и отводящие каналы, насосы, охладители воды.

Конденсационные электростанции потребляют значительное количество воды. Для нормальной работы электростанции требуется надежное и бесперебойное снабжение ее водой. Потребителями воды на ГРЭС являются конденсаторы турбин, системы охлаждения подшипников оборудования, водоподготовки, многочисленные вспомогательные теплообменники и системы.

Система технического водоснабжения представлена на рисунке 4 графической части.

Так как река Бирюса (г.Тайшет) имеет недостаточный дебет, то система водоснабжения будет циркуляционной. Для охлаждения циркуляционной воды используем пруд – охладитель.

Вблизи ГРЭС устанавливаем плотину, задерживающую сток реки, для заполнения пруда-охладителя в период, предшествующий пуску первого блока.

Вода из пруда, через водозаборное устройство, попадает в приемный самотечный канал. Из канала, через приемный колодец, вода перекачивается циркуляционными насосами и подается в конденсатор. Из конденсатора вода сливается в сливной самотечный канал и возвращается в пруд.

Схема водоснабжения представлена на рисунке 5.1

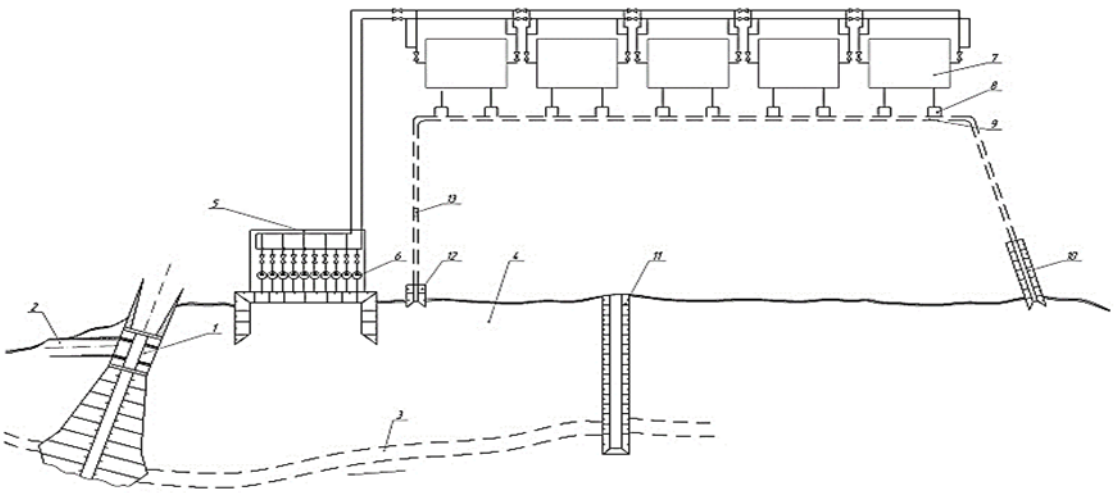


Рисунок 5.1 – Схема водоснабжения станции

Площадь поверхности пруда – охладителя рассчитывается, как 10 м$^2$ поверхности на 1кВт выработанной электроэнергии.

Необходимая поверхность пруда-охладителя для одного блока , м$^2$:

$$S = 10 \cdot 200000 = 2000000 \tag{5.1}$$

Общая площадь пруда-охладителя станции, м$^2$:

$$S' = S \cdot 5 = 2000000 \cdot 5 = 10000000$$

## 6 Индивидуальное задание

В качестве индивидуального задания рассмотрим способы очистки сточных вод тепловых электрических станций, загрязнённых нефтепродуктами.

### 6.1 Общие положения

Попадающие в водоёмы стоки, содержащие нефтепродукты, вызывают появление у воды запаха и привкуса керосина, образование плёнки или масляных пятен на её поверхности и отложений тяжёлых нефтепродуктов на дне водоёмов. Плёнка нефтепродуктов нарушает процесс газообмена и препятствует проникновению в воду световых лучей, загрязняет берега и прибрежную растительность.

Попавшие в водоём нефтепродукты в результате биохимического окисления постепенно разлагаются на углекислоту и воду. Однако этот процесс протекает медленно и зависит от количества растворенного в воде кислорода, температуры воды и количества микроорганизмов в ней. В летнее время пленка нефтепродуктов разлагается на 50–80% в течение 5–7 дней, при температуре ниже +10 °С процесс разложения идёт более длительно, а при +4 °С разложения вообще не происходит.

Донные отложения нефтепродуктов удаляются ещё более медленно и становятся источником вторичного загрязнения воды.

Наличие в воде нефтепродуктов делает воду непригодной для питья. Особенно большой ущерб наносится рыбному хозяйству. Рыбы наиболее чувствительны к изменению химического состава воды и к попаданию в неё нефтепродуктов в эмбриональном периоде. Нефтепродукты, попадающие в водоём, приводят также к гибели планктона – важной составляющей кормовой базы рыб.

От загрязнения водоёмов нефтепродуктами страдают также водоплавающие птицы.

### 6.2 Образование отходов, содержащих нефтепродукты

На проектируемой станции в цехах образовываются следующие отходы, содержащие нефтепродукты

- ТТЦ. Для разгрузки и складирования топлива на балансе цеха числится авто- и железнодорожный транспорт. Для смазки деталей транспорта и заливки используются моторные масла марок М-5, М-8, М-15, АС-8 и др., а также индустриальные - И-20, И-30, И-40. Масла хранятся в специальном помещении в металлических емкостях.

Для хранения мазута предназначены два специальных резервуара объемом 5000 м$^3$ каждый. Эти емкости должны подвергаться зачистке с периодичностью 1 раз в 5 лет каждая.

Образование отходов в цехе обусловлено выполнением операций, связанных с зачисткой мазутных баков, решеток фильтров очистки мазута, переливом мазута и масла в емкости, использованием масел, а также эксплуатацией транспортных средств.

- КЦ. При наладке, ремонте, техническом обслуживании, эксплуатации котельного и вспомогательного оборудования используются масла с присадками и без них: И-20, И-30, И-40, турбинные масла марок Т, Тп и др.; смазки - литол, солидол, тавот и др.

Образование отходов в цехе обусловлено применением масел. Основными отходами являются: отработанные масла.

- ТЦ. В турбины заливается турбинное масло $Т_п$ - $22_С$. Полная замена масла в турбинах производится 1 раз в 4 - 5 лет, частичная замена - в зависимости от состояния масла. Для профилактической регенерации масла непосредственно у турбогенераторов устанавливаются постоянно действующие маслоочистительные машины, поддерживающие качество масла в турбогенераторах на уровне эксплуатационных норм.

Восстановление отработанного турбинного масла, утратившего свои стандартные свойства, осуществляется на регенерационной установке, в которой из масла выделяются (в несколько ступеней) вода и механические примеси, частично - продукты разложения масла.

Проточная часть турбины подвергается периодической очистке (1 раз в 4 года) пневматическим способом или путем промывки водой.

При эксплуатации турбин в маслобаках накапливается отстой масла, который периодически вымывается водой в приемную емкость мазутного хозяйства.

Образование отходов в цехе обусловлено применением масел и проведением зачисток проточной части паровых турбин и маслобаков. Основными отходами являются: отработанное турбинное масло, компрессорное масло, эмульсия от маслоловушки компрессорной, конденсат, содержащий нефтепродукты.

ЭЦ. Основной структурной единицей цеха является трансформаторная подстанция. На подстанциях ГРЭС установлены масляные трансформаторы типа ТМ, ТЗС, ТДН, ТД, ТДТНГ, ЗРОМ, РДМР и др., а также масляные выключатели марок МКП-10, У-110, С-35, МКП-35, ВКШ-10, ВМП-10, К-5М, МГ-10 и др.

Для заливки трансформаторов и выключателей используют следующие масла: Т-1500, ГК, Т-750, ТМП; масла без присадок. При использовании масел с присадками в качестве последних применяются присадки: ВТИ-1 (параоксидифениламин) и ионол (2,6-дитретичный бутил-4-метилфенол) и др.

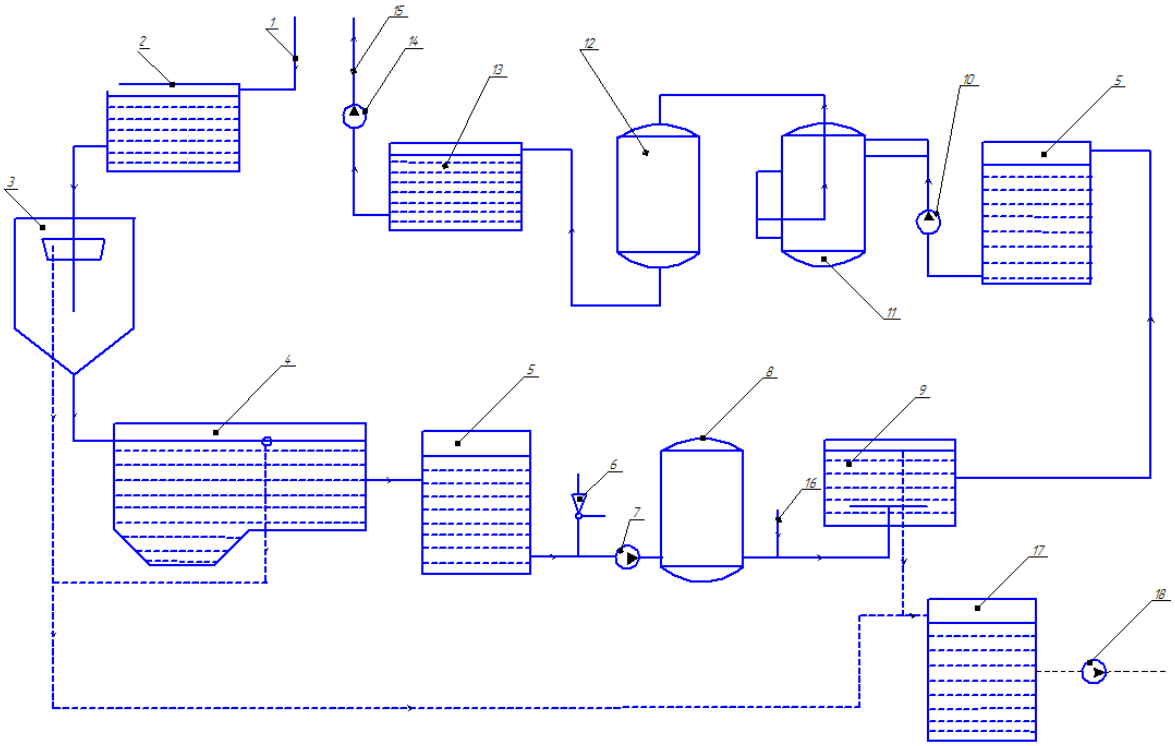
Капитальный ремонт трансформаторов проводится 1 раз в 8 - 10 лет. В процессе работы периодически, по мере необходимости, производится доливка масла в трансформаторы. Полная замена масла в выключателях проводится 1 раз в 5 - 6 лет. При замене масла оно должно подвергаться регенерации,

Образование отходов в цехе обусловлено применением трансформаторных масел. Основными отходами являются: отработанное трансформаторное масло.

## 6.3 Очистка сточных вод, содержащих нефтепродукты

Сточные воды. Содержащие нефтепродукты образовываются при гидроуборке площадок обслуживания, полов, помывке автотранспорта и бульдозеров.

Полная типовая схема очистки сточных вод от нефтепродуктов показана на рисунке 6.1




1 – загрязнённые трубопроводы воды; 2 – регулирующая камера; 3 – Приёмные резервуары; 4 – нефтеловушка; 5 – промежуточные резервуары; 6 – эжектор; 7 –насосы подачи воды на флотаторы;8 – напорный бак; 9 – флотатор; 10 – насосы подачи воды на фильтры; 11 – механические фильтры; 12 – угольные фильтры; 13 – резервуар очищенной воды; 14 – насосы подачи очищенной воды; 15– Трубопровод подачи очищенной воды;
16 – ввод коагулянта; 17 – резервуар мазута; 18 – насосы подачи мазута на э\с для сжигания

Рисунок 6.1 – Технологическая схема очистки сточных вод, содержащих нефтепродукты

Общий дневной объем поливомоечных вод, $W_м$, м$^3$, стекающих с площади стока, определяется по формуле:

$$W_м = 10\, m\, F_м\, \Psi_м, \qquad (6.1)$$

где $m$ - удельный расход воды на мойку полов, автотранспорта (принимается 1,5 л/м$^2$ на одну мойку);

$F_м$ - площадь твердых покрытий, подвергающихся мойке, га;

$\Psi_м$ - коэффициент стока для поливомоечных вод (принимается равным 0,5).

$W_м = 10 \cdot 1,5 \cdot 200 \cdot 0,5 = 1500.$

Сточные воды собираются в буферные усреднительные баки, в которых происходит выделение части наиболее крупных грубодисперсных. примесей и частиц нефтепродуктов. Бак отстойник при производительности очистных сооружений 1500м$^3$/сут и выше по рекомендациям принимаем горизонтальным. Сточная вода, частично освобожденная от примесей, направляется в нефтеловушку.

Определить основные размеры нефтеловушки, используемой в качестве первой ступени очистки воды:

Определим максимальный секундный расход воды, м$^3$/с через одну секцию нефтеловушки,

$$Q_{\max} = \frac{k_н \cdot W_м}{n \cdot 24 \cdot 3600} \qquad (6.2)$$

где $k_н$ – коэффициент часовой неравномерности поступления очищаемой воды, принимаем $k_н = 1,5$

n – число секций в нефтеловушке, n = 3.

$$Q_{\max} = \frac{1,5 \cdot 1500}{3 \cdot 24 \cdot 3600} = 0,01$$

Определим требуемую ширину, В, м, каждой секции нефтеловушки из условия пропуска $Q_{max}$,

$$B = \frac{Q_{\max}}{v_в \cdot H} \qquad (6.3)$$

где $\upsilon_в = 0,003$ – скорость движения воды в отстойной зоне нефтеловушки, м/с

Н = 2,2 – глубина проточной части отстойной зоны нефтеловушки, м

$$B = \frac{0,01}{0,003 \cdot 2,2} = 1,5$$

Затем вода поступает в промежуточный бак и оттуда насосом подаётся на флотатор. Выделенные нефтепродукты направляются в мазутоприемник, затем

подогреваются паром для снижения вязкости и эвакуируются из установки для сжигания.

Частично очищенная вода направляется во второй промежуточный бак и подаётся из него на фильтровальную установку, состоящую из двух ступеней. Первая ступень представляет собой фильтр с двухслойной загрузкой из кварцевого песка и антрацита. Вторая ступень состоит из сорбционного фильтра, загруженного активированным углём. Степень очистки воды по этой схеме составляет около 95%.

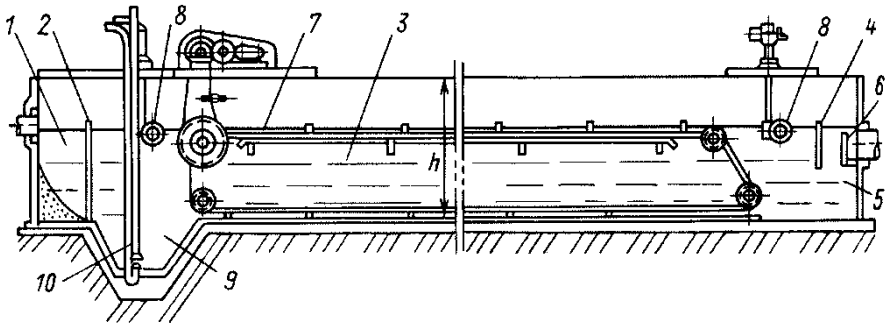
Для очистки сточных вод от нефтепродуктов применяются методы отстаивания, флотации и фильтрования.

Метод отстаивания основан на способности самопроизвольного разделения воды и нефтепродуктов. Частицы нефтепродуктов под действием сил поверхностного натяжения приобретают сферическую форму, и их размеры находятся в диапазоне от 2 до $3 \cdot 10^2$ мкм. Величина, обратная размеру частицы, называется степенью дисперсности. В основе процесса отстаивания лежит принцип выделения нефтепродуктов под действием разности плотностей воды и частиц масла. Содержание нефтепродуктов в стоках находится в широких пределах и составляет в среднем 100 мг/л.

Отстаивание нефтепродуктов производится в нефтеловушках.

Значительное влияние на эффективность работы нефтеловушки оказывает температура воды. Увеличение температуры воды приводит к снижению её вязкости, что способствует улучшению условий выделения частиц. Например, мазут при температуре воды ниже 30 °С оседает в нефгеловушке, в интервале 30–40 °С частицы мазута находятся во взвешенном состоянии и лишь свыше 40 °С проявляется эффект всплытия частиц.

На рисунке 6.2 представлена нефтеловушка.




1 – приёмная камера; 2 – перегородка; 3 – отстойная зона;
4 – перегородка; 5 – выпускная камера; 6 – переливной лоток; 7 – скребок; 8 – поворотные щелевые трубы; 9 – приямок; 10 – гидроэлеватор

Рисунок 6.2 – Нефтеловушка со скребковым механизмом

Нефтепродукты, всплывающие на поверхность в отстойных камерах, сгоняют скребковым устройством к щелевым поворотным трубам,

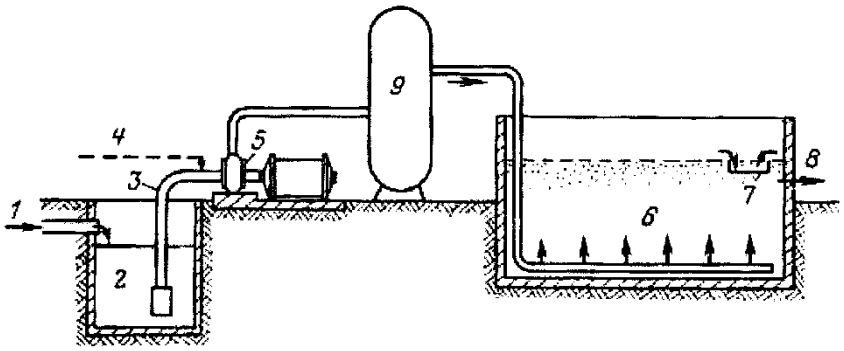
расположенным в начале и конце отстойных зон каждой секции, через которые они выводятся из нефтеловушки.

При наличии тонущих примесей в сточной воде они выпадают на дно нефтеловушки, сгребаются тем же скребковым транспортером в приямок и при помощи данного клапана (или гидроэлеватора) выводятся из нефтеловушки. Нефтеловушки такого типа рассчитаны на производительность 15–220 кг/с по сточной воде.

Флотационный метод очистки воды заключается в образовании комплексов частица нефтепродуктов – пузырек воздуха с последующим выделением этих комплексов из воды. Скорость всплывания таких комплексов в $10^2$–$10^3$ раз превышает скорость всплывания частиц нефтепродуктов. По этой причине флотация гораздо эффективнее отстаивания.

Расмотрим напорную флотацию, при которой пузырьки воздуха выделяются из пересыщенного раствора его в воде.

При напорной флотации (рис.6.3) воздух растворяется в воде под избыточным давлением до 0,5 МПа, для чего в трубопровод перед насосом подается воздух, а затем водовоздушная смесь в течение 8–10 мин. выдерживается в специальной напорной ёмкости, откуда и подаётся во флотатор, где происходят сброс давления, образование пузырьков воздуха и собственно флотационный процесс разделения воды и примеси. При снижении давления на входе воды во флотатор воздух, растворенный в воде, выделяется практически мгновенно, образуя пузырьки.




1 – вход воды; 2 – приёмный резервуар; 3 – всасывающая труба; 4 – воздухопровод; 5 – насос; 6 – флотационная камера; 7 – пеносборник; 8 – отвод очищенной воды; 9 – напорная ёмкость

Рисунок 6.3 – Схема установки для напорной флотации.

Фильтрование замазученных и замасленных вод осуществляется на заключительной стадии очистки. Процесс фильтрования основан на прилипании эмульгированных частиц нефтепродуктов к поверхности зёрен фильтрующего материала. Так как фильтрованию предшествует предварительная очистка сточных вод (отстаивание, флотация), перед фильтрами концентрация нефтепродуктов невысока и составляет $10^{-4}$–$10^{-6}$ в объёмных долях.

При фильтровании сточных вод частицы нефтепродуктов выделяются из потока воды на поверхности зёрен фильтрующего материала и заполняют наиболее узкие поровые каналы. При гидрофобной поверхности (не взаимодействующей с водой) частицы хорошо прилипают к зёрнам, при гидрофильной (взаимодействующей с водой) прилипание затруднено из–за наличия гидратной оболочки на поверхности зерен. Однако прилипающие частицы вытесняют гидратную оболочку и начиная с какого–то момента времени фильтрующий материал работает как гидрофобный.

При работе фильтра частицы нефтепродуктов постепенно заполняют объём пор и насыщают фильтрующий материал. В итоге по истечении некоторого времени устанавливается равновесие между количеством масла, выделяющегося из потока на стенки, и количеством масла, стекающего в виде плёнки в следующие по ходу потока слои фильтрующего материала.

С течением времени насыщенность нефтепродуктами сдвигается к нижней границе фильтрующего слоя и концентрация масла в фильтрате увеличивается. В этом случае фильтр отключается на регенерацию. Повышение температуры воды способствует уменьшению вязкости нефтепродуктов и, следовательно, более равномерному его распределению по высоте слоя.

Традиционными материалами для загрузки фильтров являются кварцевый песок и антрацит. Иногда применяют сульфоуголь, отработанный в Na–катионитовый фильтр. В последнее время применяют доменный и мартеновский шлак, керамзит, диатомит.

Эффективность очистки сточных вод в насыпных фильтрах от нефтепродуктов составляет около 80%. Содержание нефтепродуктов составляет 2–4 мг/кг, что значительно превышает ПДК. Вода с таким качеством может направляться для технологических целей ГРЭС. В ряде случаев этот фильтрат необходимо доочистить на сорбционных (загруженных активированным углем) или намывных фильтрах.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте была спроектирована ГРЭС мощностью 1000 МВт.

В экономической части был произведен выбор состава основного оборудования, согласно которому рекомендуемым составом оборудования являются пять турбоагрегатов марки К-200-130, где основными критериями выбора являлись приведенные затраты, а так же минимальная капиталоемкость проекта, которая оказалась меньше по сравнению с альтернативным вариантом.

В расчетной части дипломного проекта были произведены следующие расчеты:

1. Расчет срока окупаемости проекта;
2. Расчет принципиальной тепловой схемы с уточнением коэффициента регенерации;
3. Расчет технико-экономических показателей проектируемой станции;
4. Выбор вспомогательного оборудования.

Разработан генеральный план, а также компоновка главного корпуса. Спроектирована система технического водоснабжения.

Индивидуальным заданием дипломного проекта являлась очистка сточных вод, содержащих нефтепродукты.

Так же в дипломном проекте была рассмотрена охрана окружающей среды. Рассчитаны выбросы в окружающую среду, рассчитана система золоочистки и золоудаления, произведен выбор дымовой трубы.

# СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ


1. Астраханцева, И. А. Экономическая оценка технических решений : метод. указания по дипломному проектированию для студентов специальности «Тепловые электрические станции» / И. А. Астраханцева. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 1998. – 27 с.
2. Астраханцева И. А. Экономика и управление энергетическими предприятиями. Оценка экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты : учеб. - метод. пособие (Электронный курс) / И. А. Астраханцева, Л. В. Голованова, М. В. Зубова. – Красноярск : СФУ, 2014.
3. Баженов М.И., Сазанов Б.В., Богородский А.С. Промышленные тепловые станции: Учебник для вузов./ Под ред. Е.Я. Соколова.-2-е изд., перераб.- М. : Энергия,1979.-296с.
4. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
5. Расчет содержания вредных веществ в дымовых газах при проектировании котлов и энергетических установок: Методическое указание к дипломному проектированию для студентов специальностей 1005 - Тепловые электрические станции, 1007 - Промышленная теплоэнергетика/Сост. С. М. Куликов, Е. А. Бойко ; КГТУ. Красноярск, 1995. 32 с.
6. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. - М. : Энергия, 1980. - 425 с.
7. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М. : Энергоатомиздат, 1967-315с.
8. Стерман Л. С. Тепловые и атомные электрические станции : учебник для вузов / Л. С. Стерман, В. М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – Изд. 3-е, перераб. - М. : Издательство МЭИ, 2004. - 424 с.
9. Соловьёв Ю.П. Вспомогательное оборудование паротурбинных электро-станций. - М. : Энергоатомиздат, 1983.-198 с.
10. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник /Под ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. - М. : Энергоатомиздат, 1982-274с
11. Теплообменное оборудование паротурбинных установок. Отраслевой каталог. Часть 1. Москва 1989., ПО ЦНИИТЭИИтяжмаш.
12. Трухний, А. Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки : Учебное пособие для вузов./ Трухний, А.Д.Ломакин. Б.В.- М.:Издательство МЭИ, 2002-540с.
13. Турбины тепловых и атомных электрических станций : учебник для вузов. / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин, А. Д. Трухний ; под ред. А. Г. Костюка, В. В. Фролова – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2001. - 488 с.

14. Цыганок А. П., Михайленко С. А. Проектирование тепловых электрических станций: Учеб. пособие. - Красноярск, КрПИ, 1991-43с.
15. Цыганок А.П. Тепловые и атомные электрические станции : Учеб. пособие : В 2 ч. Ч. 2. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2000. 123 с.