

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Е.А. Бойко  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**  
**140101.65 «Тепловые электрические станции»**

Проект реконструкции Красноярской ГРЭС-2

Пояснительная записка

Руководитель \_\_\_\_\_ ст. преподаватель В.В. Криворучко  
подпись, дата

Выпускник \_\_\_\_\_ Н.А. Каика  
подпись, дата

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа дипломного проекта по теме: «Проект реконструкции Красноярской ГРЭС-2»

Консультанты по  
разделам:

Проектно-технический раздел

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.В. Криворучко

Экономическое  
обоснование проекта

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.В. Голованова

Безопасность  
проектируемого объекта

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.В. Колот

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

П.В. Шишмарев

Технический контроль

\_\_\_\_\_

подпись, дата

С.А. Михайленко

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Е.А. Бойко  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме \_\_\_\_\_ дипломного проекта \_\_\_\_\_**

Студенту Каика Наталье Анатольевне

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ЗТЭ 10-01 Направление (специальность)

140101.65

(код)

Тепловые Электрические Станции

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Проект реконструкции Красноярской ГРЭС-2

Утверждена приказом по университету № 5074/с от 12 апреля 2016 года

Руководитель ВКР В.В. Криворучко, старший преподаватель кафедры «ТЭС»

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР объект реконструкции Красноярская ГРЭС-2, электрическая нагрузка 110 МВт

Перечень разделов ВКР вводная часть, экономическая часть, расчетная часть, индивидуальное задание, безопасность проектируемого объекта

Перечень графического материала

Лист 1. Генеральный план

Лист 2. Поперечный разрез машзала

Лист 3. План на отметке обслуживания турбины

Лист 4. Принципиальная тепловая схема ПТ-135/165-130/15

Лист 5. Принципиальная тепловая схема К-110-1,6

Лист 6. Принципиальная схема технического водоснабжения

Лист 7. Техничко-экономические показатели

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_   
подпись

В.В. Криворучко

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_   
подпись

Н.А. Каика

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект реконструкции Красноярской ГРЭС-2» содержит 86 страниц текстового документа, 25 использованных источников, 7 листов графического материала.

ПРИКЛЮЧЕННАЯ ТУРБИНА, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ОБОРУДОВАНИЕ, ФЛОТАТОРЫ.

Объект реконструкции – филиал «Красноярская ГРЭС-2» ОАО «ОГК-6».

Цели расширения:

- увеличение установленной электрической мощности станции;
- повышение экономичности существующего оборудования;
- снижения ограничений установленной электрической мощности существующего оборудования.

В результате технико-экономических расчетов определен наиболее оптимальный вариант реконструкции Красноярской ГРЭС-2. Произведены расчеты принципиальных тепловых схем турбин ПТ-135/165-130/15 и К-110-1,6. Выбрано вспомогательного оборудования в пределах приключенной турбины. Также рассмотрены вопросы безопасности проектируемого объекта.

Полученные результаты расчётов показали техническую и экономическую привлекательность рассматриваемого проекта реконструкции Красноярской ГРЭС-2.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	3
1 Экономическая часть .....	4
1.1 Экономическое обоснование выбора состава основного оборудования .....	4
1.2 Расчёт проектной себестоимости .....	5
1.3 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии .....	8
1.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений .....	9
2 Расчетная часть.....	13
2.1 Краткое описание турбины ПТ-135/165-130/15.....	13
2.2 Расчет принципиальной тепловой схемы турбины ПТ-135/165-130/15.....	16
2.3 Расчет турбины ПТ-135-135/165-130/15 с учетом отпуска пара из производственного отбора на турбину К-110-1,6.....	30
2.4 Расчёт технико-экономических показателей .....	42
2.5 Выбор оборудования в пределах тепловой схемы К-110-1,6 .....	46
3 Индивидуальное задание .....	47
3.1 Принцип действия флотационных установок.....	47
3.2 Конструкция флотаторов .....	50
4 Общая часть.....	55
4.1 Генеральный план .....	55
4.2 Система технического водоснабжения .....	55
4.3 Схемы выдачи тепловой мощности .....	57
4.4 Схемы подпитки теплосети .....	58
5 Безопасность проектируемого объекта .....	60
5.1 Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредных условий труда .....	60
5.2 Объемно-планировочное решение проектируемого объекта .....	60
5.3 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей проектируемого объекта .....	61
5.4 Производственная санитария.....	66
5.5 Предупреждение аварийных ситуаций .....	73
5.6 Индивидуальное задание .....	82
Заключение.....	84
Список использованных источников .....	85

					<i>ДП – 14010165 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Н.А. Капка</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>В.В. Криворучко</i>				2	86
<i>Реценз.</i>					<i>ТЭС</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>П.В. Шишмарев</i>					
<i>Утверд.</i>		<i>Е.А. Байко</i>					

*Проект реконструкции  
Красноярской ГРЭС-2*

## ВВЕДЕНИЕ

Красноярская ГРЭС-2 расположена в г. Зеленогорске в 167 км на восток от г. Красноярск. В конкурентном окружении присутствуют ГЭС Ангаро-Енисейского Каскада (регулирующая и базовая нагрузка), эффективная тепловая генерация Назаровской ГРЭС, Березовской ГРЭС, станции бывшего Кузбассэнерго. Загрузка станции во многом зависит от сезонных факторов, таких как уровень воды в водохранилищах, температуры воздуха.

В 2009 году после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС выработка Красноярской ГРЭС-2 демонстрировала устойчивый рост, связанный с возникшей нехваткой мощностей в ОЭС Сибири.

Ограничения мощности Красноярской ГРЭС-2 сезонного характера и меняются в течение года. Возникновение этих ограничений явилось следствием отсутствия потребителей пара производственных отборов турбин ПТ-135.

В настоящем дипломном проекте рассматриваются варианты реконструкции Красноярской ГРЭС-2 с установкой приключенного турбоагрегата с целью максимально задействовать мощности производственных отборов турбин ПТ-135 и получить дополнительную выработку электроэнергии.

# 1 Экономическая часть

## 1.1 Экономическое обоснование выбора состава основного оборудования

Технологическая схема станции состоит из 9 энергоблоков:

- энергоблоки ст. №№ 1, 2, 4 - конденсационные дубль-блоки, состоящие из двух прямоточных котлов ПК-38 паропроизводительностью 270 т/ч, с параметрами острого пара на выходе из котлов 140 ата, 545 °С и турбины К-150-130-2 с номинальными параметрами пара 130 ата, 540 °С;

- энергоблок ст. № 5 - теплофикационный дубль-блок, состоящий из двух барабанных котлов ПК-14-2 расчетной паропроизводительностью 220 т/час, с параметрами острого пара 100 ата, 540 °С и турбины ПТ-60-90/13-2 с номинальными параметрами пара 90 ата, 535 °С и с двумя регулируемым отборами пара 13 ата и 0,7 - 2,5 ата;

- энергоблоки ст. №№ 6, 7, 8 - конденсационные дубль-блоки, состоящие из двух прямоточных котлов ПК-38 паропроизводительностью 270 т/ч, с параметрами острого пара 140 ата, 545 °С и турбины К-160-130 с номинальными параметрами пара 130 ата, 540 °С;

- энергоблоки ст. №№ 9, 10 - теплофикационные блоки, состоящие из двух барабанных котлов БКЗ-420-140 ПТ-2 паропроизводительностью 420 т/час, с параметрами острого пара 140 ата, 560 °С и турбинами с поперечными связями по воде и пару с номинальными параметрами пара 130 ата, 555 °С. Отпуск пара осуществляется от регулируемых отборов каждой турбины - производственного 12 - 21 ата и 2-х теплофикационных отборов ВТО (верхний теплофикационный отбор) с давлением 0,9 - 2,5 ата и НТО (нижний теплофикационный отбор) 0,4 - 1,2 ата.

В настоящее время промышленные потребители пара 13 ата отсутствуют, что является причиной ограничения электрической мощности по группе 135 МВт. Ограничения носят сезонный характер и зависят от отпуска тепловой энергии потребителям. Возникновение этих ограничений явилось следствием снижения, а затем и полного прекращения отпуска тепла потребителю «Сибволокно» в связи с ликвидацией самого предприятия, для которого в свое время была введена в эксплуатацию группа турбин ПТ-135.

С целью снижения ограничений установленной электрической мощности по группе 135 МВт необходимо задействовать мощности производственных отборов турбин ПТ-135.

Для этого устанавливаем приключённую паровую турбину, работающую на мятом паре из производственных отборов турбин ПТ-135.

По параметрам и расходу мятого пара, с учетом отсутствия необходимости увеличения тепловой мощности ГРЭС, выбираем подходящую приключённую паровую турбину марки К-110-1,6, производства УТЗ [1].

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

4



## 1.2 Расчёт проектной себестоимости

### 1.2.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Необходимо рассчитать себестоимость электрической энергии на проектируемую приключённую паровую турбину марки К-110-1,6.

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

$$U_э = U_т + U_зн + U_а + U_тр + U_пр, \quad (1.1)$$

где  $U_т$  – затраты на топливо, млн. руб./год;  
 $U_зн$  – расходы на оплату труда, млн. руб./год;  
 $U_а$  – амортизация основных производственных средств, млн. руб./год;  
 $U_тр$  – расходы на ремонт основных средств, млн. руб./год;  
 $U_пр$  – прочие расходы, млн. руб./год.

### 1.2.2 Расчёт затрат на топливо

Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии посчитан в технической части проекта и составляет 0,273 кг.у.т/(кВт·ч) или 0,273 т.у.т/(МВт·ч).

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

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

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

$$W_{г.выр} = N_y \cdot T_{уст}, \quad (1.3)$$

где  $N_y$  – установленная мощность блока, МВт;  
 $T_{уст}$  – число часов использования установленной мощности, ч;

$$W_{г.выр} = 110 \cdot 7200 = 792000,$$

$$B_{общ} = 0,273 \cdot 792000 = 216216.$$

Затраты на топливо, млн. руб./год

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

$$U_T = \Pi \cdot V_{\text{общ}} \cdot 10^{-6}, \quad (1.4)$$

где  $\Pi$  – цена условного топлива, руб./т.у.т., по данным ГРЭС составляет 1500 руб./т.у.т.;

$$U_T = 1500 \cdot 216216 \cdot 10^{-6} = 324,32.$$

### 1.2.3 Расходы на оплату труда

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

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

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

$$U_{\text{зп}} = 110 \cdot 1,13 \cdot 360000 \cdot 10^{-6} = 44,8.$$

### 1.2.4 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год

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

где  $H_a$  – средняя норма амортизации станции в целом;  
 $K$  – капитальные вложения в приключенную турбину, млн. руб.;

$$K = K_{\text{ан}} \cdot \frac{d_{\text{иКР}}}{d_{\text{иТЮМ}}}, \quad (1.7)$$

где  $K_{\text{ан}}$  – капитальные вложения в аналогичную турбину К-110-1,6 на Тобольской ТЭЦ, млн. руб.;

$d_{\text{иКР}}$  – поправочный коэффициент к стоимости промышленного строительства для Красноярского края;

$d_{\text{иТЮМ}}$  – поправочный коэффициент к стоимости промышленного строительства для Тюменской области;

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

$$K = 3250 \cdot \frac{1,13}{1,1} = 3338,636,$$

$$U_a = 3338,636 \cdot \frac{6}{100} = 200,32.$$

### 1.2.5 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту, млн. руб./год

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

где  $N_{\text{тр}}$  – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ГРЭС;

$$U_{\text{тр}} = 3338,636 \cdot \frac{5}{100} = 166,93.$$

### 1.2.6 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

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

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

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

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

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (44,8 + 200,32 + 166,93) + 0,3 \cdot 44,8 = 95,83.$$

Эксплуатационные расходы, млн. руб./год, составят

$$U_3 = 324,32 + 44,8 + 200,32 + 16,93 + 95,83 = 832,15.$$

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

7

### 1.3 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии

Себестоимость отпущенной электроэнергии, руб/МВт·ч

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{U_{\text{э}}}{W_{\text{г.отп}}}, \quad (1.10)$$

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

$$W_{\text{г.отп}} = W_{\text{г.выр}} \cdot (1 - \alpha_{\text{сн.бл}}), \quad (1.11)$$

где  $W_{\text{г.выр}}$  – годовая выработка электроэнергии по (1.3), МВт·ч;  
 $\alpha_{\text{сн.бл}}$  – коэффициент использования электроэнергии на собственные нужды одного блока;

$$W_{\text{г.отп}} = 792000 \cdot (1 - 0,067) = 738936,$$

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{832,15 \cdot 10^6}{738936} = 1126,15.$$

Себестоимость выработанной электроэнергии, руб/МВт·ч

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = \frac{U_{\text{э}}}{W_{\text{г.выр}}}, \quad (1.12)$$

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = \frac{832,15 \cdot 10^6}{792000} = 1050,69.$$

### 1.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

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

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

Чистый дисконтированный доход  $NPV$ , млн.руб., определяется по формуле

$$NPV = \sum_{n=0}^n (D_{э/э} + Э_{топл} + U_a) \cdot \frac{1}{(1+0,1)^n} - K, \quad (1.13)$$

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

$Э_{топл}$  – экономия по топливу за счет уменьшения УРУТ турбин ПТ-135, млн.руб./год;

$U_a$  – амортизационные отчисления, млн.руб./год;

$K$  – капитальные вложения, млн.руб;

$n$  – текущий год.

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

$$D_{э/э} = 0,8 \cdot (T_{cp} - U_{отп}^э) \cdot W_{г.отп} \cdot 10^{-6}, \quad (1.14)$$

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

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

$T_{cp}$  – средняя тарифная ставка на электрическую энергию, руб/(МВт·ч)

$$T_{cp} = \frac{12 \cdot T_m \cdot N_y + T_э \cdot W_{г.отп}}{W_{г.отп}}, \quad (1.15)$$

где  $T_m$  – цена на мощность, руб/МВт (в месяц), по данным ГРЭС составляет 448782,75 руб/МВт (в месяц);

$T_э$  – цена на электрическую энергию, руб/МВт·ч, по данным ГРЭС составляет 846 руб/МВт;

$$T_{cp} = \frac{12 \cdot 448782,75 \cdot 110 + 846 \cdot 738936}{738936} = 1647,69,$$

$$D_{э/э} = 0,8 \cdot (1647,69 - 1126,15) \cdot 738936 \cdot 10^{-6} = 308,31.$$

Экономия по топливу за счет снижения УРУТ турбин ПТ-135, млн.руб./год

$$Э_{топл} = Ц \cdot (W_{г.выр}^{ПТ-135} \cdot (b_э^{оп} - b_э^{нр}) \cdot 10^{-3} + Q_{гв.год}^{ПТ-135} \cdot (b_m^{оп} - b_m^{нр})) \cdot 10^{-6}, \quad (1.16)$$

где  $b_э^{оп}$  – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии турбинами ПТ-135 до реконструкции, кг/(кВт·ч), по данным ГРЭС составляет 0,434 кг.у.т/(кВт·ч);

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

$b_s^{np}$  - удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии турбинами ПТ-135 после реконструкции, кг/(кВт·ч), составляет 0,273 кг.у.т./(кВт·ч);

$b_m^{op}$  - удельный расход условного топлива на выработку тепла турбинами ПТ-135 до реконструкции, кг/ГДж, по данным ГРЭС составляет 0,233 т.у.т./Гкал;

$b_m^{np}$  - удельный расход условного топлива на выработку тепла турбинами ПТ-135 после реконструкции, кг/ГДж, составляет 0,151 т.у.т./Гкал;

$W_{г.выр}^{ПТ-135}$  – годовая выработка электроэнергии турбинами ПТ-135, кВт·ч, по данным ГРЭС составляет 1116311000 кВт·ч;

$Q_{гв.год}^{ПТ-135}$  – годовое производство тепла турбинами ПТ-135, тыс. Гкал, по данным ГРЭС составляет 736495 Гкал;

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{топл} &= 1500 \cdot ((1116311000 \cdot (0,434 - 0,273)) \cdot 10^{-3} + 736495 \cdot (0,233 - 0,151)) \cdot 10^{-6} = \\ &= 360,18. \end{aligned}$$

Результаты расчёта срока окупаемости капитальных вложений в проект реконструкции ГРЭС сведём в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Показатели	Расчетный период (год)						
	0	1	2	3	4	5	6
Денежный поток по инвестиционной деятельности – кап. вложения (К), млн. руб.	-3338,64	0	0	0	0	0	0
Денежный поток по основной деятельности, млн. руб.	0	868,81	868,81	868,81	868,81	868,81	868,81
Амортизационные отчисления, млн. руб.	0	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32
Доход от реализации эл/энергии, млн. руб.	0	308,31	308,31	308,31	308,31	308,31	308,31
Экономия по топливу за счет снижения УРУТ турбин ПТ-135, млн.руб./год	0	360,18	360,18	360,18	360,18	360,18	360,18
Чистый денежный поток, млн. руб.	-3338,64	868,81	868,81	868,81	868,81	868,81	868,81

## Окончание таблицы 1.1

Показатели	Расчетный период (год)						
	0	1	2	3	4	5	6
Коэффициент дисконтирования $\frac{1}{(1+0,1)^n}$	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	-3338,64	789,75	717,64	652,48	593,40	539,53	490,01
ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	-3338,64	-2548,89	-1831,25	-1178,77	-585,38	-45,85	444,16

Так как ЧДД нарастающим итогом становится больше нуля на шестом году, следовательно, срок окупаемости проекта составляет примерно шесть лет.

Выполним оценку чувствительности показателей эффективности инвестиций к изменению величины капитальных вложений и цены топлива. В таблицах 1.2, 1.3 представлены результаты расчетов зависимости ЧДД от величины капитальных вложений и цены топлива соответственно.

Таблица 1.2 – Данные расчета зависимости ЧДД от величины капитальных вложений

Показатели	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения, млн. руб.	2837,8	3004,8	3171,7	3338,6	3505,6	3672,5	3839,4
Себестоимость э/э, руб./(МВт·ч)	1036,67	1066,50	1096,31	1126,15	1155,95	1185,78	1215,59
Чистый доход, млн. руб.	891,7	884,0	876,4	868,8	861,2	853,6	846,0
ЧДД, млн. руб.	502,9	498,6	494,3	490,0	485,7	481,4	477,1
ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	1044,4	844,3	644,3	444,2	244,1	44,0	-156,0
дЧДД, млн. руб.	600,2	400,2	200,1	0,0	-200,1	-400,1	-600,2
дЧДД%, %	135,1	90,1	45,1	0,0	-45,0	-90,1	-135,1

Таблица 1.3 – Данные расчета зависимости ЧДД от цены топлива

Показатели	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Цена топлива, руб./т.у.т.	1275,0	1350,0	1425,0	1500,0	1575,0	1650,0	1725,0
Себестоимость э/э, руб./(МВт·ч)	1060,32	1082,25	1104,20	1126,15	1148,09	1170,04	1191,98
Чистый доход, млн. руб.	907,7	894,8	881,8	868,8	855,8	842,9	829,9
ЧДД, млн. руб.	512,0	504,6	497,3	490,0	482,7	475,4	468,1
ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	613,6	557,1	500,6	444,2	387,7	331,2	274,7
дЧДД, млн. руб.	169,4	113,0	56,5	0,0	-56,5	-113,0	-169,5
дЧДД%, %	38,1	25,4	12,7	0,0	-12,7	-25,4	-38,2

При увеличении капитальных затрат увеличивается себестоимость электрической энергии. Так как при выполнении оценки чистый доход рассчитывался по тарифам базового расчета, следовательно, ЧДД уменьшается

									Лист
Изм.	Лист			Подпись	Дата	ДП-14/010165 ПЗ			11

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

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

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

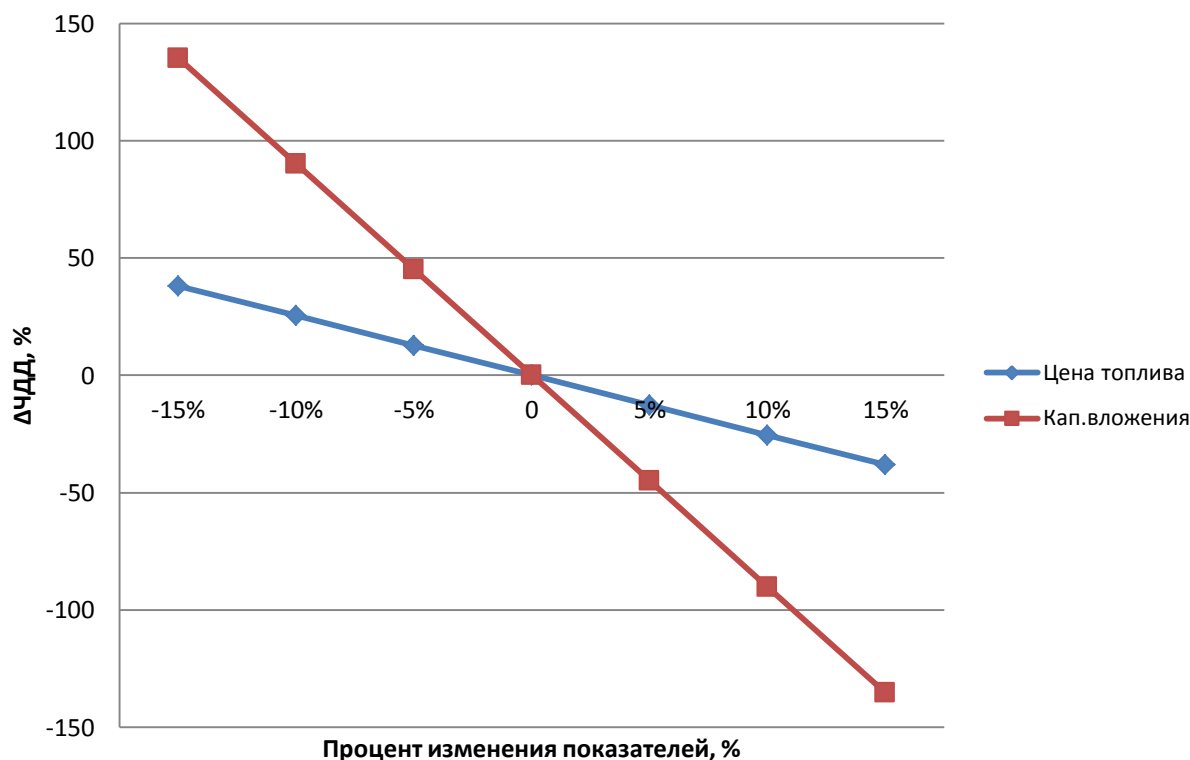


Рисунок 1.1 – График чувствительности ЧДД

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

Риск проекта характеризуется как очень высокий, т.к. даже при небольшом увеличении цены топлива или капитальных вложений значительно снижается ЧДД.



## 2 Расчетная часть

### 2.1 Краткое описание турбины ПТ-135/165-130/15

Турбина ПТ-135/165-130/15 УТЗ состоит из двух цилиндров – ЦВД и ЦНД [3]. Из паропровода острый пар поступает к двум стопорным клапанам, от которых направляется к четырем регулирующим клапанам сопловой системы парораспределения, установленным на корпусе ЦВД. Подвод пара производится в центральную часть ЦВД. ЦВД турбины выполнен двустенным и противоточным и полностью унифицирован с ЦВД турбины Р-100-130/15 ТМЗ. В левом потоке, направленном в сторону переднего подшипника, расположены одновенечная регулирующая ступень и шесть ступеней давления, в правом потоке расположено шесть ступеней давления. Производственный отбор пара осуществляется из выходного патрубка ЦВД.

Из перепускных труб пар поступает к четырем регулирующим клапанам ЧСД на входе в ЦНД. Пройдя одновенечную регулирующую и шесть нерегулируемых ступеней ЧСД, пар поступает в камеру, из которой производится первый отопительный отбор. Расход в отопительный отбор регулируется поворотной диафрагмой с дроссельным парораспределением. Далее пар расширяется в двух ступенях, за которыми осуществляется второй отопительный отбор; расход в него определяется открытием второй регулирующей диафрагмы, установленной перед ЧНД.

Каждый из роторов валопровода лежит в двух опорных подшипниках. Задний подшипник ЦВД - комбинированный опорно-упорный, с симметричными упорными колодками. Отдельные роторы соединены жесткими муфтами; полумуфты роторов турбины откованы заодно с валами.

Ротор ЦНД - комбинированный: диски первых шести ступеней откованы заодно с валом, остальные диски - насадные. Для уменьшения осевого усилия на валу в области переднего концевого уплотнения ЦНД выполнен ступенчатый разгрузочный диск больших размеров.

ЦНД турбины выполнен одностенным с одним выхлопом в конденсатор. Передняя и средняя части корпуса ЦНД - литые, задняя - сварная. Все диафрагмы установлены в обоймах, пространство между которыми использовано для размещения патрубков отбора.

С учетом работы в области значительной влажности из-за отсутствия промежуточного перегрева пара лопатка последней ступени выполнена умеренной длины (830 мм), что обеспечивает ее надежность против эрозионного износа.

Фикспункт турбины расположен на передних опорах выхлопного патрубка турбины. Агрегат расширяется в сторону переднего подшипника. Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД. Для уменьшения протечек пара в турбине применены бесконтактные лабиринтовые уплотнения. Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой

0,067 с<sup>-1</sup>. Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с<sup>-1</sup>. Допускается длительная работа турбины при частоте тока в сети от 49 до 50,5 Гц [4].

Рассматриваемая турбина имеет четыре регулируемых параметра (давления в трех отборах и электрическая мощность). Система регулирования турбины выполнена электрогидравлической.

Электрическая часть системы регулирования обеспечивает хорошее качество регулирования мощности и давления в отборах и ускоряет срабатывание системы защиты в аварийных ситуациях.

Основные характеристики для турбины ПТ-135/165-130/15 [3]:

- Электрическая мощность  $W_э = 135$  МВт;

- Начальные параметры острого пара:

1) Давление  $P_0 = 12,75$ ;

2) Температура  $t_0 = 555$  °С.

- Номинальная величина производственного отбора  $D_{np} = 320$  т/час;

- Давление в конденсаторе турбины  $P_k = 0,0034$  МПа;

- Число отборов пара на регенерацию – 7;

- Давление в отборах:

-  $P_{от1} = 3,335$  МПа;

-  $P_{от2} = 2,236$  МПа;

-  $P_{от3} = 1,6$  МПа;

-  $P_{от4} = 0,5$  МПа;

-  $P_{от5} = 0,24$  МПа;

-  $P_{от6} = 0,088-0,245$  МПа;

-  $P_{от7} = 0,039-0,118$  МПа;

- Внутренний относительный КПД по отсекам турбины:

1) ЦВД  $\eta_{oi}^{ЦВД} = 83$  %;

2) ЦНД  $\eta_{oi}^{ЦНД} = 80$  %.

- КПД дросселирования по отсекам:

1) ЦВД  $\eta_{др}^{ЦВД} = 96$  %;

2) ЦНД  $\eta_{др}^{ЦНД} = 96$  %.

- Электромеханический КПД генератора  $\eta_{эм} = 0,97$ ;

- Температура химически очищенной воды  $t_{хов} = 30$  °С.

Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-135/165-130/15, изображенная на рисунке 2.1 и на 4 листе графической части, состоит из турбоагрегата с генератором ТВВ-160-2 с водородным охлаждением, трех подогревателей высокого давления, деаэратора повышенного давления, подогревателя химочищенной воды, четырех подогревателей низкого давления, сальникового и эжекторного подогревателя, конденсатора, а также теплофикационной установки по подогреву сетевой воды. Схема с поперечными связями, т.е. пар со всех котлов идет в общую магистраль острого пара, а затем к турбоагрегатам.

Три подогревателя высокого давления нагревают воду до конечной температуры питательной воды. Слив дренажа в группе ПВД – каскадный. Из ПВД-3 дренаж сбрасывается в деаэратор повышенного давления 0,6 МПа. В него также поступает выпар из первой ступени расширителя непрерывной продувки и основной конденсат турбины.

Сетевая подогревательная установка состоит из двух подогревателей горизонтального типа, устроенных непосредственно под турбиной.

В группе подогревателей низкого давления дренаж из ПНД-4 сливается в ПНД-5 далее в ПНД-6. Из ПНД-6 дренаж подается дренажным насосом в линию основного конденсата. Дренаж из ПНД-7 сливается в конденсатор.

Первый, второй и третий отборы отбираются из цилиндра высокого давления турбины соответственно на подогреватели высокого давления ПВД-1, ПВД-2, ПВД-3. Из третьего отбора производится также отбор пара на деаэратор и в коллектор. Четвертый, пятый, шестой и седьмой отборы осуществлены из цилиндра низкого давления турбины на подогреватели низкого давления ПНД-4,5,6,7. Кроме этого из шестого и седьмого отборов осуществляется отбор пара на установку подогрева сетевой воды. Слив дренажа из сетевых подогревателей производится дренажными насосами в линию основного конденсата – перед ПНД-5 и перед ПНД-6.

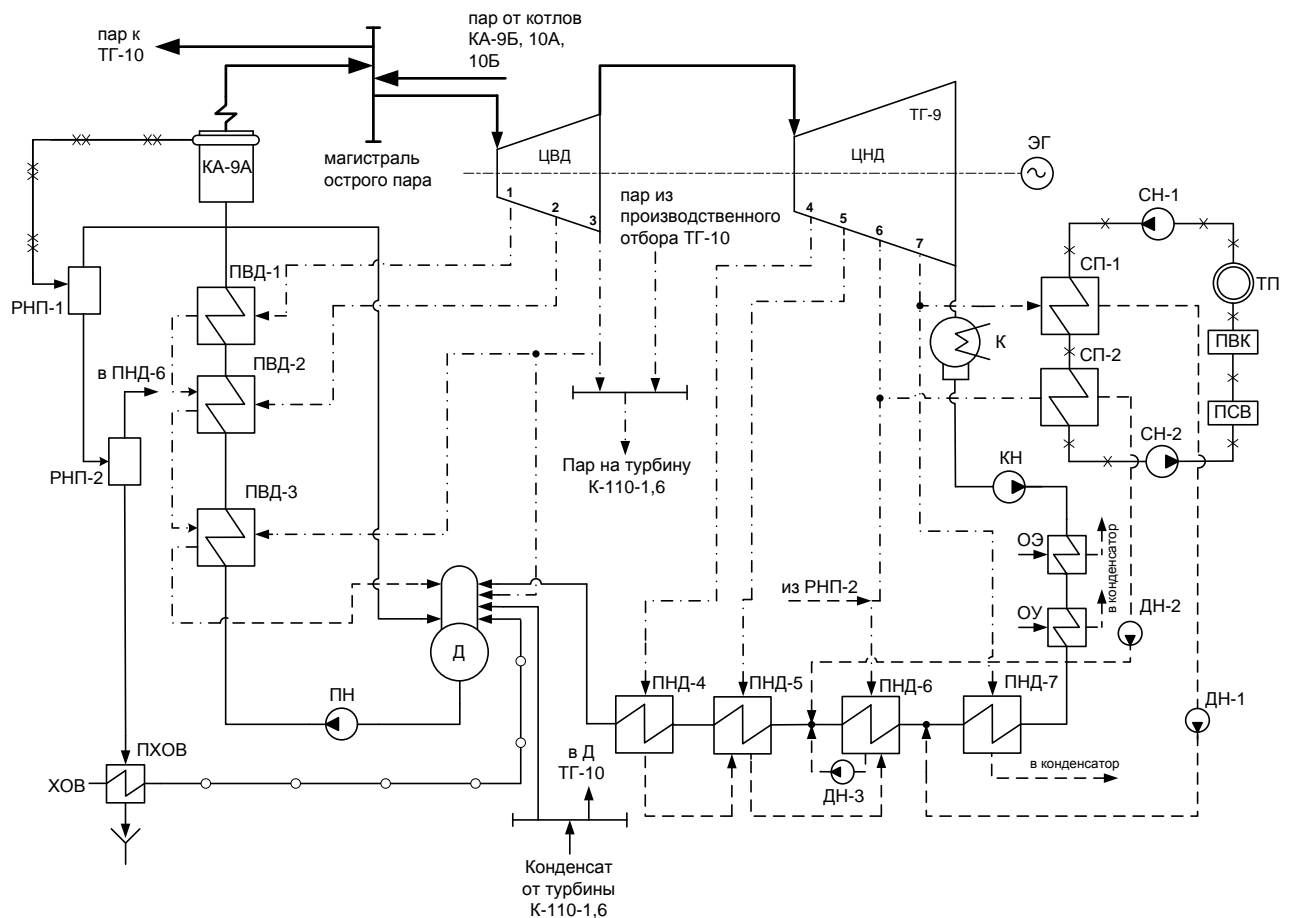


Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-135-130

Изм.	Лист		Подпись	Дата

ДП-14010165 ПЗ

Лист

15

## 2.2 Расчет принципиальной тепловой схемы турбины ПТ-135/165-130/15

### 2.2.1 Расчет установки по подогреву сетевой воды

От теплового потребителя обратная сетевая вода возвращается с температурой  $70^{\circ}\text{C}$  и расходится на сетевые установки энергоблоков № 9, 10, которые состоят из 4 подогревателей сетевых горизонтальных ПСГ-1300-3-8-1 и 4 подогревателей сетевых вертикальных (ПСВО, ПСВТ) ПСВ-315-14-23. Затем поток направляется на водогрейные котлы ПТВМ-100 и после идет к потребителю с температурой  $t_{nc}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ .

В расчете принимаем, что водогрейные котлы ПТВМ-100 не работают. После ввода 3 очереди станции (группы турбин ПТ-135) мощность пиковых котлов утратила свою востребованность, их техническое состояние неудовлетворительное и в настоящее время они выведены из эксплуатации и готовятся к списанию.

Схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 2.2.

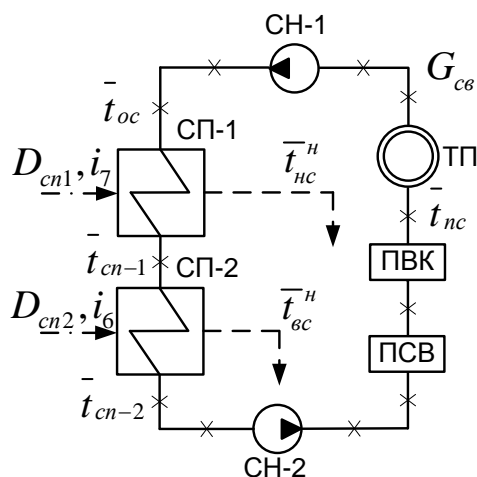


Рисунок 2.2 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды  $G_{св}$ , кг/с, определяем по формуле

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{турб}}{C_в \cdot \Delta t}, \quad (2.1)$$

где  $C_в$  – теплоемкость воды, кДж/кг·град;

$$G_{св} = \frac{137200}{4,186 \cdot (110 - 70)} = 819,4.$$

Энтальпию обратной сетевой воды  $\bar{t}_{oc}$ , кДж/кг, определяем по формуле

$$\bar{t}_{oc} = t_{oc} \cdot C_в, \quad (2.2)$$

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

$$\bar{t}_{oc} = 70 \cdot 4,186 = 293.$$

Энтальпию сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя  $\bar{t}_{cn-2}$ , кДж/кг, определяем по формуле

$$\bar{t}_{cn-2} = \bar{t}_{oc} + \frac{Q_{омб}^{мыр}}{G_{св}}, \quad (2.3)$$

$$\bar{t}_{cn-2} = 293 + \frac{137200}{819,4} = 460,4.$$

Температуру сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя  $t_{cn-2}$ , °С, определяем по формуле

$$t_{cn-2} = \frac{\bar{t}_{cn-2}}{C_в}, \quad (2.4)$$

$$t_{cn-2} = \frac{460,4}{4,186} = 110.$$

Принимая недогрев сетевой воды в верхнем сетевом подогревателе  $\vartheta = 4$  °С [5], температура насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя  $t_0^{cn-2}$  составляет 114 °С. Давление пара в корпусе верхнего сетевого подогревателя  $P_{cn-2}'$  составляет 1,63 бар [5].

Давление пара в отборе турбины  $P_{cn-2}^{омб}$  с учетом потери давления в трубопроводе 5% [6] составляет 1,72 бар [5].

Температуру сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя  $t_{cn-1}$ , °С, определяем по формуле

$$t_{cn-1} = t_{oc} + \frac{t_{cn-2} - t_{oc}}{2}, \quad (2.5)$$

$$t_{cn-1} = 70 + \frac{110 - 70}{2} = 90.$$

Принимая недогрев сетевой воды в нижнем сетевом подогревателе  $\vartheta = 4$  °С [6], температура насыщения конденсирующего пара нижнего сетевого подогревателя  $t_0^{cn-1}$  составляет 94 °С. Давление пара в корпусе нижнего сетевого подогревателя  $P_{cn-1}'$  составляет 0,815 бар [5].

Энтальпию сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя  $\bar{t}_{cn-1}$ , КДж/кг, определяем по формуле

$$\bar{t}_{cn-1} = t_{nc-1} \cdot C_\theta, \quad (2.6)$$

$$\bar{t}_{cn-1} = 90 \cdot 4,186 = 376,7.$$

Давление пара в отборе турбины  $P_{cn-1}^{омб}$  с учетом потери давления в трубопроводе 5% [6] составляет 0,858 бар [5].

### 2.2.2 Построение процесса расширения пара

Находим на  $i-s$  диаграмме (рисунок 2.3) точку  $A_0$ . С учётом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД давление пара на входе в проточную часть  $P'_0$ , МПа, определяем по формуле

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{оп}^{ЦВД}, \quad (2.7)$$

$$P'_0 = 12,75 \cdot 0,96 = 12,24.$$

Теоретический процесс расширения пара от давления  $P'_0$  до давления  $P_1$ , соответствующего давлению за ЦВД, изображается линией  $A'B_0$ . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “В”  $i_B$ , кДж/кг, определяем по формуле

$$i_B = i_{A'} - (i_{A'} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД}, \quad (2.8)$$

где  $i_{B_0} = 2908,5$  кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения [5];

$$i_{A'} = 3487 \text{ кДж/кг} - \text{энтальпия острого пара [5];}$$

$$i_B = 3487 - (3487 - 2908,5) \cdot 0,83 = 2996,9.$$

С учетом дросселирования пара в ЦНД, давление в точке “В”  $P'_3$ , МПа, определяем по формуле

$$P'_3 = P_3 \cdot \eta_{оп}^{ЦНД}, \quad (2.9)$$

где  $\eta_{оп}^{ЦНД} = 0,95$  – потери от дросселирования в цилиндре среднего давления;

$$P'_3 = 1,6 \cdot 0,96 = 1,53.$$

Энтальпию в точке “С”  $i_C$ , кДж/кг, определяем по формуле

$$i_c = i_{B'} - (i_{B'} - i_{c_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД}, \quad (2.10)$$

где  $i_{B'} = 2996,9$  кДж/кг – энтальпия пара перед ЦНД [5];

$i_{c_0} = 2041,1$  кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦНД при давлении в конденсаторе  $P_k$  [5];

$$i_c = 2996,9 - (2996,9 - 2041,1) \cdot 0,8 = 2209.$$

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

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 2.3.

							Лист
							19
Изм.	Лист		Подпись	Дата	ДП-14010165 ПЗ		

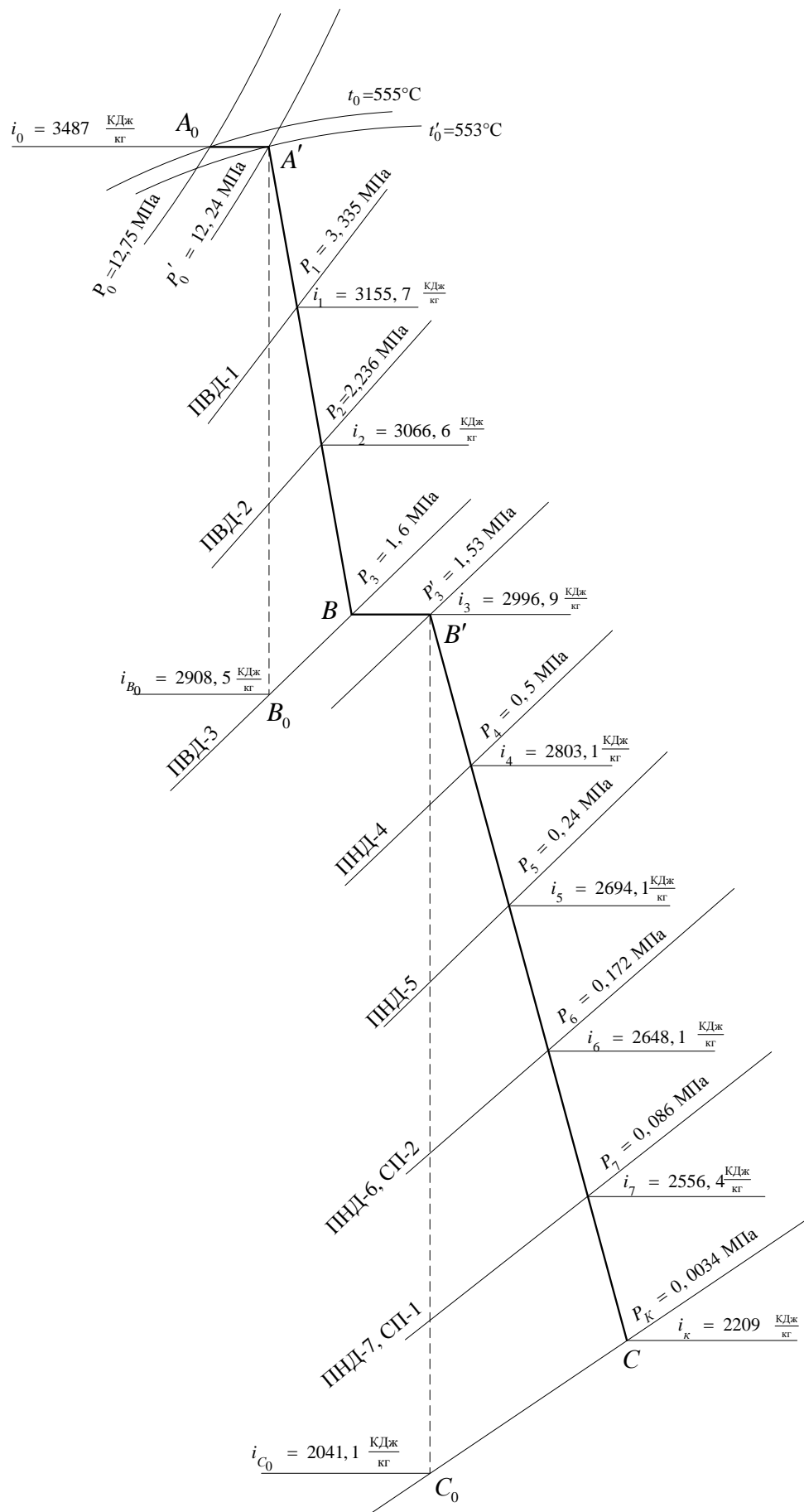


Рисунок 2.3 – Процесс расширения пара в турбине ПТ-135/165-130/15

Изм.	Лист		Подпись	Дата

ДП-14010165 ПЗ

Лист

20



### 2.2.3 Определение параметров по элементам схемы

Основой определения параметров по элементам схемы являются заводские данные по параметрам пара в отборах турбины и данные рабочего процесса в турбине. На примере подогреватель высокого давления ПВД-1 разобрана методика расчета.

Давление пара в отборе 3,335 МПа. Принимая потерю давления в паропроводе 5% [7], давление пара у подогревателя  $P_{ПВД1}$ , Мпа, определяем по формуле

$$P_{ПВД1} = 3,335 \cdot 0,95 = 3,168. \quad (2.11)$$

Температуру питательной воды за подогревателем с учётом недогрева  $t_{не}$ , °С, определяем по формуле

$$t_{не} = t_n - \theta, \quad (2.12)$$

где  $\theta$  – недогрев в ПВД, °С [3];

$$t_{не} = 236,9 - 2 = 234,9.$$

Энтальпию питательной воды  $\bar{t}_{пв}$ , кДж/кг, определяем по формуле

$$\bar{t}_{пв} = t_{не} \cdot C_v, \quad (2.13)$$

$$\bar{t}_{пв} = 234,9 \cdot 4,186 = 983,3.$$

Использованный теплоперепад на турбине  $h$ , кДж/кг, определяем по формуле

$$h = i_0 - i_{омб}, \quad (2.14)$$

где  $i_{омб}$  – энтальпия греющего пара, кДж/кг [3];

$$h = 3487 - 3155,6 = 331,3.$$

Также определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 2.1.

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

Таблица 2.1 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД1	ПВД2	ПВД3	Д	ПНД4	ПНД5	СП2	ПНД6	СП1	ПНД7	К
Давление пара в отборе турбины, МПа	3,335	2,236	1,6	1,6	0,5	0,24	0,172	0,172	0,086	0,086	0,0034
Энтальпия греющего пара, кДж/кг	3155,7	3066,6	2996,9	2996,9	2083,1	2694,2	2648,1	2648,1	2556,4	2556,4	2209
Давление пара у подогревателя, МПа	3,168	2,124	1,52	0,6	0,475	0,228	0,164	0,164	0,081	0,081	0,0034
Температура конденсата (насыщения) греющего пара, °С	236,9	215,4	198,9	158,8	149,9	124,4	114	114	94	94	26,2
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1022,8	922,7	847,5	670,5	631,9	522,5	478,3	478,3	393,9	393,8	109,8
Температура воды за подогревателем, °С	234,9	213,5	196,9	158,8	145,9	120,4	110	110	90	90	–
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	983,3	893,5	824,3	664,9	610,8	504	460,4	460,4	376,7	376,7	–
Использованный теплоперепад, кДж/кг	331,4	420,4	490,1	490,1	683,9	792,8	838,9	838,9	930,6	930,6	1278

## 2.2.4 Расчет приключенной турбины К-110-1,6

### 2.2.4.1 Краткое описание турбины К-110-1,6

Турбина К-110-1,6, производства ЗАО «УТЗ», двухцилиндровая, создана на базе ЦСД и ЦНД турбины Т-185/220-130-4. Пар к турбине подводится от двух отдельно расположенных блоков клапанов, в каждом из которых размещены стопорная и регулирующая диафрагмы. Проточная часть ЦСД состоит из 9 ступеней, которые полностью унифицированы со ступенями 14-22 турбины Т-185. ЦНД двухпоточный.

Основные характеристики для турбины К-110-1,6 [1]:

- Электрическая мощность  $W_э = 110$  МВт;
- Начальные параметры мягого пара:
  - 1) Давление  $P_0 = 1,6$  МПа;
  - 2) Температура  $t_0 = 282,9$  °С.
- Давление в конденсаторе турбины  $P_к = 0,0045$  МПа;
- Число отборов пара на регенерацию – 4;
- Давление в отборах:
  - $P_{от1} = 0,646$  МПа;
  - $P_{от2} = 0,256$  МПа;
  - $P_{от3} = 0,098$  МПа;
  - $P_{от4} = 0,049$  МПа;
- Внутренний относительный КПД турбины:
  - 3) ЦСД  $\eta_{oi}^{ЦСД} = 88,2$  %;
  - 4) ЦНД  $\eta_{oi}^{ЦНД} = 87,6$  %.
- КПД дресселирования по отсекам:

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

22

3) ЦСД  $\eta_{др}^{ЦСД} = 95 \%$ ;

4) ЦНД  $\eta_{др}^{ЦНД} = 97 \%$ .

- Электромеханический КПД генератора  $\eta_{эм} = 0,97$ .

Принципиальная тепловая схема турбины К-110-1,6 изображена на рисунке 2.4 и на 5 листе графической части.

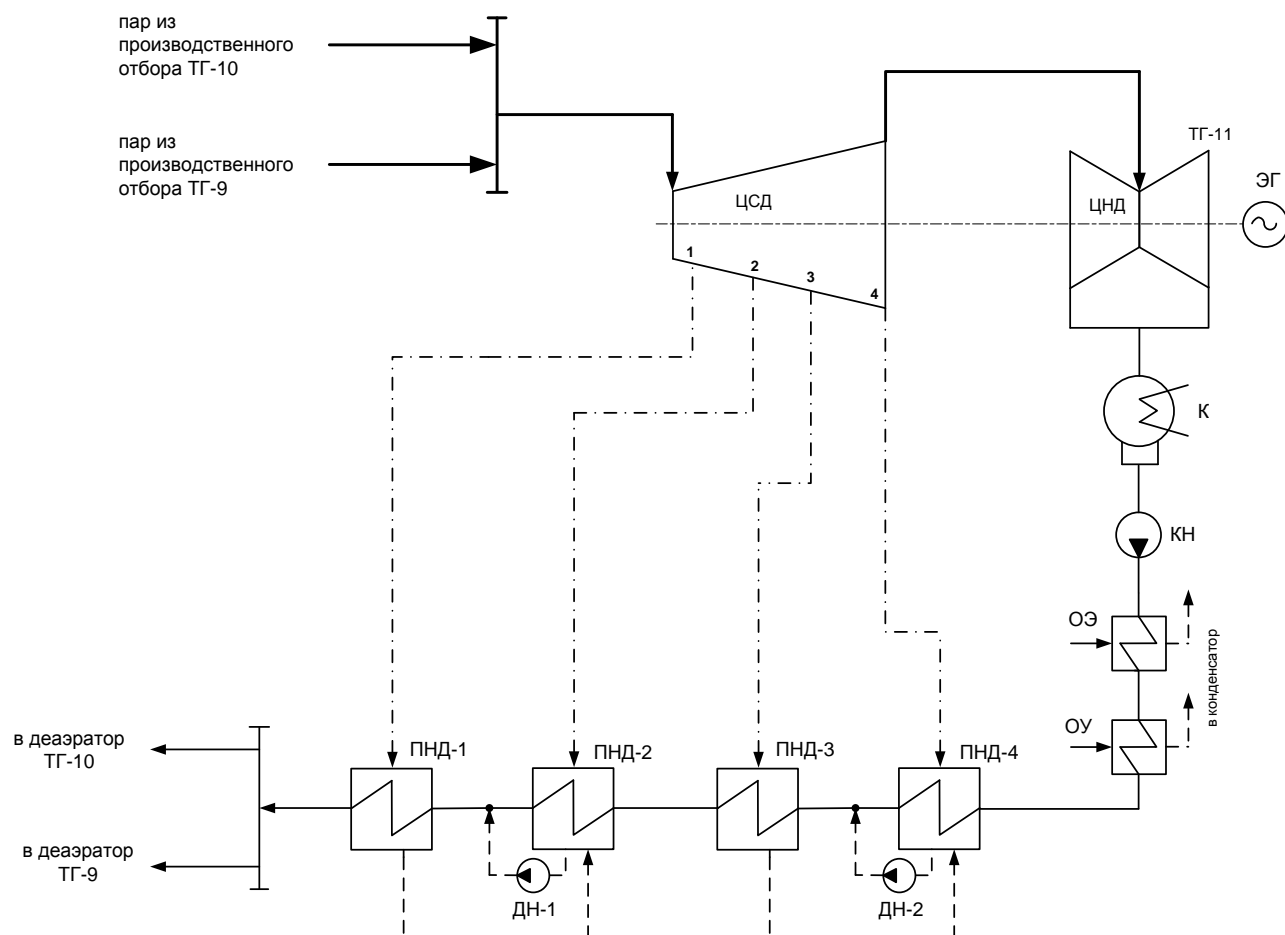


Рисунок 2.4 – Принципиальная тепловая схема турбины К-110-1,6

Продольный разрез турбины К-110-1,6 изображен на рисунке 2.5.

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

23

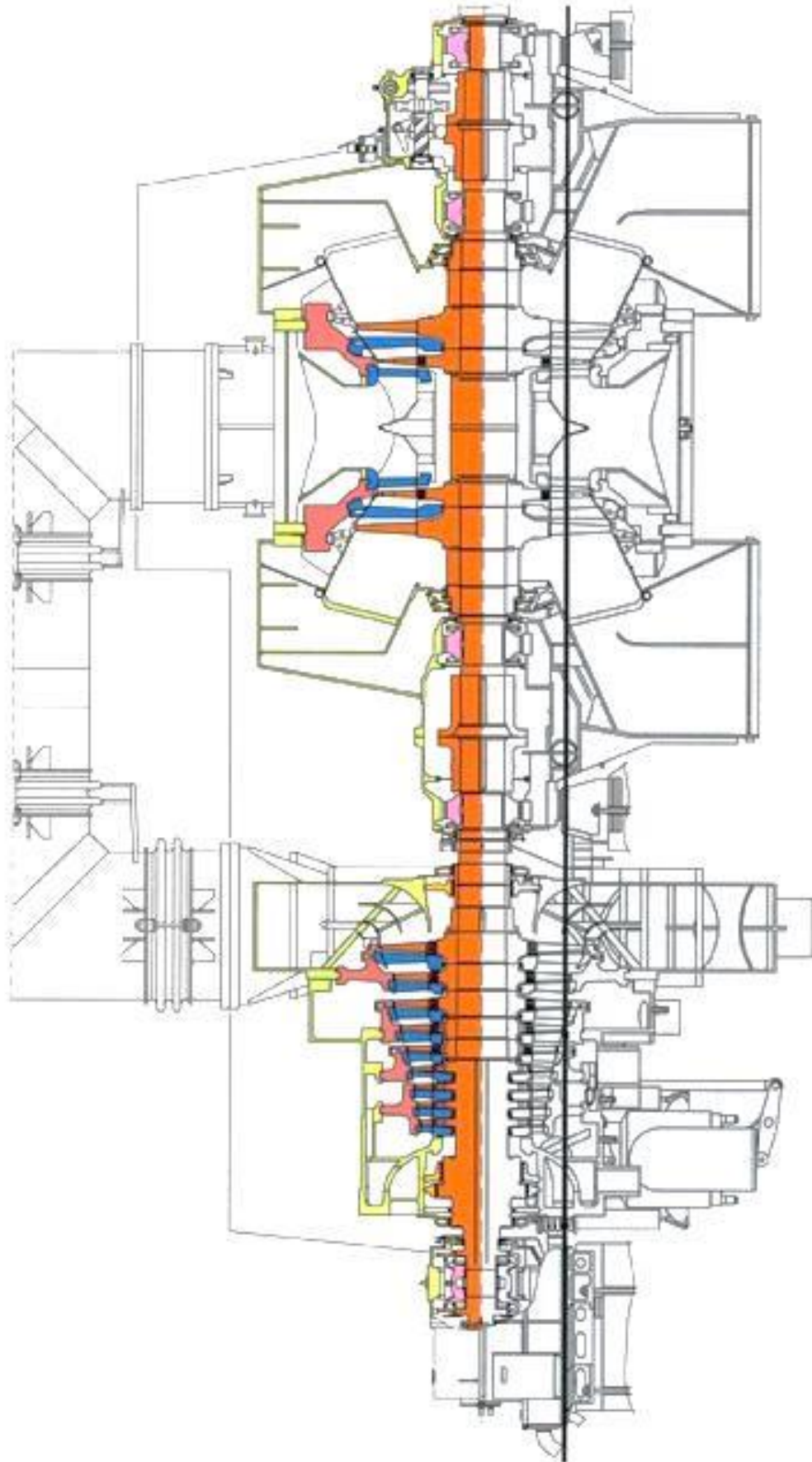


Рисунок 2.5 – Продольный разрез турбины К-110-1,6

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

24

#### 2.2.4.2 Построение процесса расширения пара

Построение процесса расширения пара турбины К-110-1,6 производится аналогично построению процесса расширения пара турбины ПТ-135/165-130/15. Находим на  $i$ -s диаграмме (рисунок 2.6) точку  $A_0$  с учётом дросселирования пара в регулирующих органах ЦСД давление мягого пара на входе в проточную часть  $P'_0$ , МПа, определяем по формуле

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{op}^{ЦСД}, \quad (2.15)$$

$$P'_0 = 1,6 \cdot 0,95 = 1,52.$$

Теоретический процесс расширения пара от давления  $P'_0$  до давления  $P_1$ , соответствующего давлению за ЦСД, изображается линией  $A'B_0$ . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “В”  $i_B$ , кДж/кг, определяем по формуле

$$i_B = i_{A'} - (i_{A'} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД}, \quad (2.16)$$

где  $i_{B_0} = 2375,6$  кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения [5];

$$i_{A'} = 2996,9 \text{ кДж/кг} - \text{энтальпия мягого пара [5];}$$

$$i_B = 2996,9 - (2996,9 - 2375,6) \cdot 0,882 = 2425,6.$$

С учетом дросселирования пара в ЦНД, давление в точке “В”  $P'_4$ , МПа, определяем по формуле

$$P'_4 = P_4 \cdot \eta_{op}^{ЦНД}, \quad (2.17)$$

где  $\eta_{op}^{ЦНД} = 0,95$  – потери от дросселирования в цилиндре среднего давления;

$$P'_4 = 0,049 \cdot 0,97 = 0,047.$$

Энтальпию в точке “С”  $i_C$ , кДж/кг, определяем по формуле

$$i_C = i_{B'} - (i_{B'} - i_{C_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД}, \quad (2.18)$$

где  $i_{B'} = 2425,6$  кДж/кг – энтальпия пара перед ЦНД [5];

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

25

$i_{C_0} = 2120,3$  кДж/кг – теоретическая энтальпия пара за ЦНД при давлении в конденсаторе  $P_K$  [5];

$$i_C = 2425,6 - (2425,6 - 2120,3) \cdot 0,876 = 2158,1.$$

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

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 2.6.

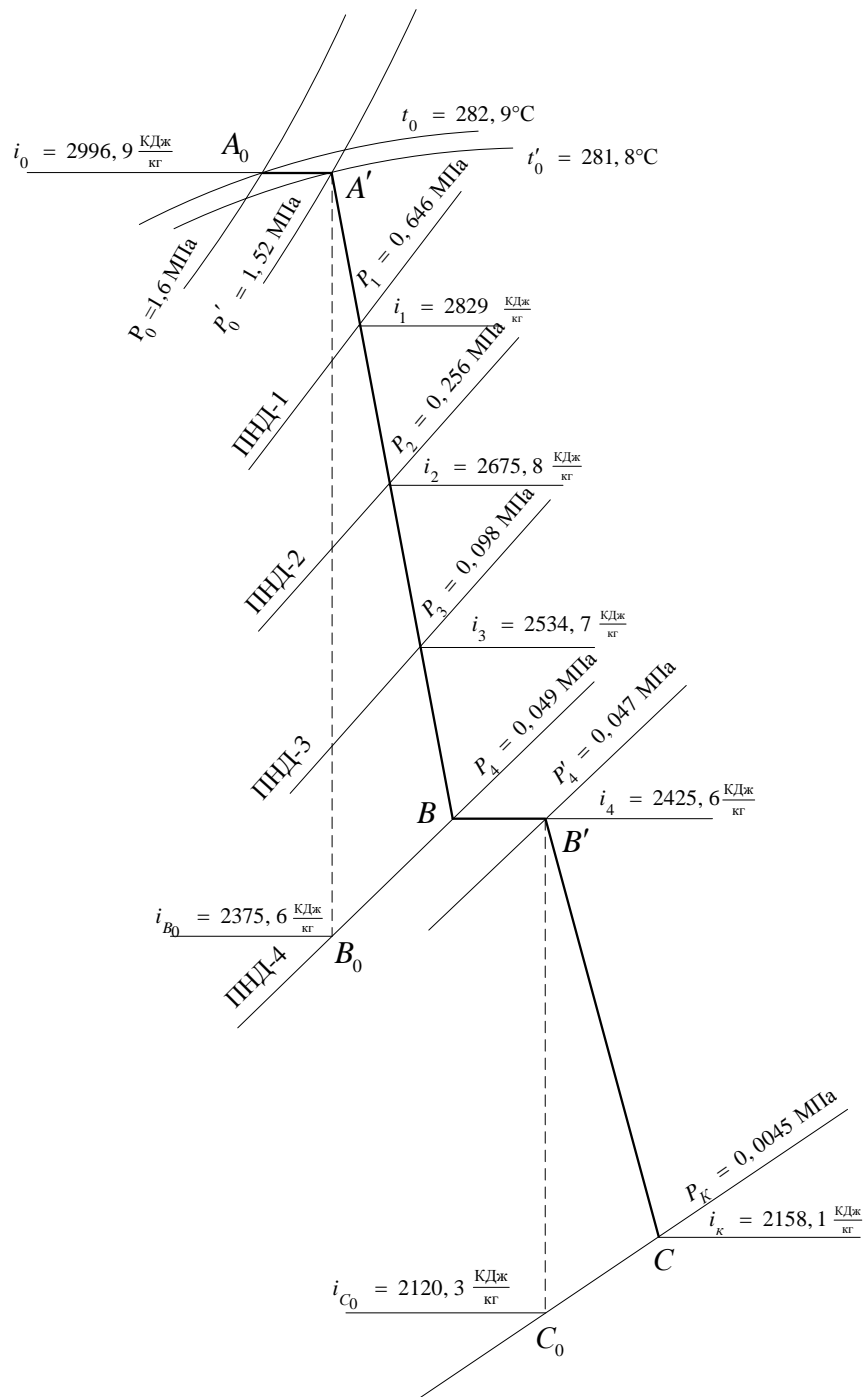


Рисунок 2.6 – Процесс расширения пара в турбине К-110-1,6

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

26

### 2.2.4.3 Определение параметров по элементам схемы

Параметры по элементам тепловой схемы турбины К-110-1,6 определяются по той же методике, что и на турбине ПТ-135/165-130/15.

Результаты сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПНД1	ПНД2	ПНД3	ПНД4	К
Давление пара в отборе турбины, МПа	0,64	0,25	0,098	0,049	0,0045
Энтальпия греющего пара, кДж/кг	2829	22675,8	2534,7	2425,6	2158,1
Давление пара у подогревателя, МПа	0,614	0,243	0,093	0,046	0,0045
Температура конденсата (насыщения) греющего пара, °С	159,7	126,5	97,6	79,5	31
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	674,3	531,5	409	333	130
Температура воды за подогревателем, °С	155,7	122,5	93,6	75,5	–
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	651,8	512,8	391,9	316,2	–
Использованный теплоперепад, кДж/кг	167,8	321	462,1	571,3	838,7

### 2.2.4.4 Определение предварительного расхода пара на турбину

Принимая коэффициент регенерации  $K_p$  равным 1,132 [7], расход пара на турбину  $D_m^{K-110}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_m^{K-110} = K_p \cdot \frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{эм}}, \quad (2.19)$$

где  $H_i$  – теплоперепад, срабатываемый турбиной, кДж/кг;

$\eta_{эм}$  – электромеханический КПД;

$$D_m^{K-110} = 1,132 \cdot \frac{110000}{838,7 \cdot 0,97} = 153,06.$$

### 2.2.4.5 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор  $D_{эж}$ , кг/с, принимаем 0,5 % от расхода пара на турбину и определяем по формуле

$$D_{\text{эжс}} = 0,005 \cdot D_m^{K-110}, \quad (2.20)$$

$$D_{\text{эжс}} = 0,005 \cdot 153,06 = 0,765.$$

Расход пара на уплотнение турбины  $D_{\text{упл}}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_m^{K-110}, \quad (2.21)$$

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot 153,06 = 1,531.$$

Расход мягкого пара  $D_{\text{не}}^{K-110}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{\text{не}}^{K-110} = D_m^{K-110} + D_{\text{эжс}} + D_{\text{упл}}, \quad (2.22)$$

$$D_{\text{не}}^{K-110} = 153,06 + 0,765 + 1,531 = 155,36.$$

Расход питательной воды  $G_{\text{не}}^{K-110}$ , кг/с, равняется расходу мягкого пара

$$G_{\text{не}}^{K-110} = D_{\text{не}}^{K-110}, \quad (2.23)$$

$$G_{\text{не}}^{K-110} = 155,36.$$

#### 2.2.4.6 Расчёт подогревателей низкого давления турбины К-110-1,6

Схема включения ПНД представлена на рисунке 2.7.

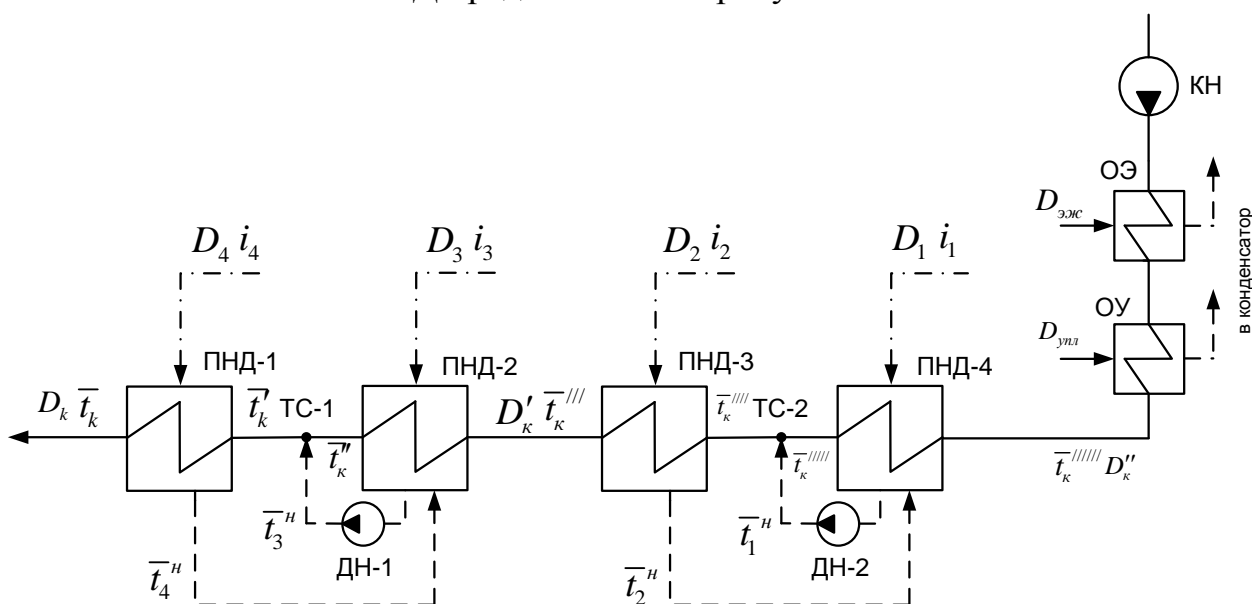


Рисунок 2.7 – Схема включения подогревателей низкого давления



Уравнения теплового и материального баланса для ПНД-1, ПНД-2, ПНД-3, ПНД-4, ТС-1 и ТС-2 имеют вид

$$\left\{ \begin{array}{l} D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_4^n) \cdot \eta = D_k \cdot (\bar{t}_k - \bar{t}_k^l) \\ D_3 \cdot (i_3 - \bar{t}_3^n) \cdot \eta + D_4 \cdot (\bar{t}_4^n - \bar{t}_3^n) \cdot \eta = D'_k \cdot (\bar{t}_k^m - \bar{t}_k^l) \\ D_k = D'_k + D_3 + D_4 \\ D_k \cdot \bar{t}_k^l = D'_k \cdot \bar{t}_k^m + (D_3 + D_4) \cdot \bar{t}_3^n \\ D_2 \cdot (i_2 - \bar{t}_2^n) \cdot \eta = D'_k \cdot (\bar{t}_k^m - \bar{t}_k^{m'}) \\ D'_k = D''_k + D_1 + D_2 \\ D'_k \cdot \bar{t}_k^{m'} = D''_k \cdot \bar{t}_k^{m''} + (D_1 + D_2) \cdot \bar{t}_1^n \\ D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_1^n) \cdot \eta + D_2 \cdot (\bar{t}_2^n - \bar{t}_1^n) \cdot \eta = D''_k \cdot (\bar{t}_k^{m''} - \bar{t}_k^{m'''}) \end{array} \right. \quad (2.24)$$

В охладителе эжектора и охладителе уплотнений основной конденсат нагревается на 6°C [6]. Подставляя известные значения расходов, кг/с, и энтальпий, кДж/кг, получаем систему

$$\left\{ \begin{array}{l} D_4 \cdot (2829 - 674,3) \cdot 0,98 = 155,36 \cdot (651,8 - \bar{t}_k^l) \\ D_3 \cdot (2675,8 - 531,5) \cdot 0,98 + D_4 \cdot (674,3 - 531,5) \cdot 0,98 = D'_k \cdot (512,8 - 391,9) \\ 155,36 = D'_k + D_3 + D_4 \\ 155,36 \cdot \bar{t}_k^l = D'_k \cdot 531,5 + (D_3 + D_4) \cdot 512,8 \\ D_2 \cdot (2534,7 - 409) \cdot 0,98 = D'_k \cdot (391,9 - \bar{t}_k^{m'}) \\ D'_k = D''_k + D_1 + D_2 \\ D'_k \cdot \bar{t}_k^{m'} = D''_k \cdot 316,2 + (D_1 + D_2) \cdot 333 \\ D_1 \cdot (2425,6 - 333) \cdot 0,98 + D_2 \cdot (409 - 333) \cdot 0,98 = D''_k \cdot (316,2 - 154,9) \end{array} \right.$$

Из решения системы уравнений получаем, что расход пара на ПНД-1  $D_4$  составляет 9,5 кг/с, на ПНД-2  $D_3$  составляет 4,9 кг/с, на ПНД-3  $D_2$  составляет 7,3 кг/с, а на ПНД-4  $D_1$  составляет 10,1 кг/с. Расход основного конденсата после первой точки смешения  $D'_k$  составляет 138 кг/с, расход основного конденсата перед второй точкой смешения  $D''_k$  составляет 123,6 кг/с. Энтальпия после первой точки смешения  $\bar{t}_k^l$  составляет 514,9 кДж/кг, а после второй  $\bar{t}_k^{m'}$  составляет 318 кДж/кг.

Расхода пара в конденсатор  $D_{к-p}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{к-p}^{K-110} = D''_k - D_{эжс} - D_{упл}, \quad (2.25)$$

$$D_{к-p}^{K-110} = 123,6 - 0,765 - 1,531 = 121,3.$$

Уточнённый расход пара на турбину  $D'_m$ , кг/с, определяем по формуле

$$D'_m = D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_{\kappa-p}, \quad (2.26)$$

$$D'_m = 9,5 + 4,9 + 7,3 + 10,1 + 121,3 = 153,1.$$

Погрешность расчета по расходу пара  $\delta_n$ , %, определяем по формуле

$$\delta_n = \left| \frac{D_m - D'_m}{D_m} \right| \cdot 100\%, \quad (2.27)$$

$$\delta_n = \left| \frac{153,1 - 153,06}{153,1} \right| \cdot 100\% = 0,026\% < 2\%.$$

Погрешность расчета  $\delta_n$  составила 0,026 %, что допустимо [6]. Проверку по балансу мощности  $W_p$ , кВт, производим по формуле

$$W_p = (D_1 \cdot (i_0 - i_1) + D_2 \cdot (i_0 - i_2) + D_3 \cdot (i_0 - i_3) + D_4 \cdot (i_0 - i_4) + D_{\kappa-p} \cdot (i_0 - i_{\kappa})) \cdot \eta_{эм}, \quad (2.28)$$

$$W_p = (10,1 \cdot (2996,8 - 2425,6) + 7,3 \cdot (2996,8 - 2534,7) + 4,9 \cdot (2996,8 - 2675,8) + 9,5 \cdot (2996,8 - 2829) + 121,3 \cdot (2996,8 - 2158,1)) \cdot 0,97 = 110049,5.$$

Погрешность расчета по электрической мощности  $\delta_s$ , %, определяем по формуле

$$\delta_s = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\%, \quad (2.29)$$

$$\delta_s = \left| \frac{110000 - 110049,5}{110000} \right| \cdot 100\% = 0,045\% < 2\%.$$

Погрешность расчета  $\delta_s$  составила 0,045%, что допустимо [6].

## 2.3 Расчет турбины ПТ-135-135/165-130/15 с учетом отпуска пара из производственного отбора на турбину К-110-1,6

### 2.3.1 Определение предварительного расхода пара на турбину ПТ-135-135/165-130/15

Нагрузку верхнего сетевого подогревателя  $Q_{cn-2}$ , кВт, равную нагрузке нижнего сетевого подогревателя  $Q_{cn-1}$ , кВт, определяем по формуле

Изм.	Лист	Подпись	Дата
------	------	---------	------

$$Q_{cn} = Q_{om6}^{mvp} / 2, \quad (2.30)$$

$$Q_{cn} = 1372000 / 2 = 68600.$$

Расход пара на верхний сетевой подогреватель СП-2  $D_{cn2}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{cn2} = \frac{Q_{cn-2}}{(i_6 - \bar{t}_{cn-2}^n) \cdot \eta_{то}}, \quad (2.31)$$

где  $\eta_{то}$  – КПД теплообменника;

$$D_{cn2} = \frac{68600}{(2648,1 - 478,3) \cdot 0,98} = 32,3.$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель СП-1  $D_{cn1}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{cn1} = \frac{Q_{cn-1}}{(i_7 - \bar{t}_{cn-1}^n) \cdot \eta_{то}}, \quad (2.32)$$

$$D_{cn1} = \frac{68600}{(2556,4 - 393,8) \cdot 0,98} = 32,4.$$

Коэффициент недоиспользования мощности отопительного отбора для верхнего сетевого подогревателя  $y_{t2}$  определяем по формуле

$$y_{t2} = \frac{i_{cn-2} - i_k}{i_0 - i_k}, \quad (2.33)$$

$$y_{t2} = \frac{2648,1 - 2209}{3487 - 2209} = 0,344.$$

Коэффициент недоиспользования мощности отопительного отбора для нижнего сетевого подогревателя  $y_{t1}$  определяем по формуле

$$y_{t1} = \frac{i_{cn-1} - i_k}{i_0 - i_k}, \quad (2.34)$$

$$y_{t1} = \frac{2556,4 - 2209}{3487 - 2209} = 0,272.$$

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

Турбина К-110-1,6 работает на паре от двух производственных отборов турбин ПТ-135-135/165-130/15. В расчете расход пара в производственные отборы распределяем пропорционально между турбинами ПТ-135-135/165-130/15, соответственно расход пара в производственный отбор одной турбины ПТ  $D_{np}$  составляет 77,7 кг/с.

Коэффициент недоиспользования мощности производственного отбора  $y_{np}$  определяется по формуле

$$y_{np} = \frac{i_{np} - i_k}{i_0 - i_k}, \quad (2.35)$$

$$y_{np} = \frac{2996,9 - 2209}{3487 - 2209} = 0,616.$$

Принимая коэффициент регенерации  $K_p$  равным 1,14 [7], расход пара на турбину  $D_m$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_m = K_p \cdot \left( \frac{W_9}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{np} \cdot D_{np} + y_{m1} \cdot D_{m1} + y_{m2} \cdot D_{m2} \right), \quad (2.36)$$

где  $H_i$  – теплоперепад, срабатываемый турбиной, кДж/кг;

$\eta_{эм}$  – электромеханический КПД;

$$D_m = 1,14 \cdot \left( \frac{135000}{1278 \cdot 0,97} + 0,616 \cdot 77,7 + 0,344 \cdot 32,3 + 0,272 \cdot 32,4 \right) = 201,4.$$

### 2.3.2 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор  $D_{эж}$ , кг/с, принимаем 0,5 % от расхода пара на турбину и определяем по формуле

$$D_{эж} = 0,005 \cdot D_m, \quad (2.37)$$

$$D_{эж} = 0,005 \cdot 201,4 = 1.$$

Расход пара на уплотнение турбины  $D_{упл}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{упл} = 0,01 \cdot D_m, \quad (2.38)$$

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot 201,4 = 2.$$

Утечки пара и конденсата  $D_{\text{ум}}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{\text{ум}} = \frac{\alpha_{\text{ум}}}{100} \cdot D_m, \tag{2.39}$$

где  $\alpha_{\text{ум}}$  – доля потери конденсата [6];

$$D_{\text{ум}} = \frac{1,1}{100} \cdot 201,4 = 2,2.$$

Расход пара на собственные нужды  $D_{\text{сн}}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{МЗ}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{КЦ}}}{100} \cdot D_m, \tag{2.40}$$

где  $\alpha_{\text{сн}}^{\text{МЗ}}$  – расход пара на собственные нужды машинного отделения [6];  
 $\alpha_{\text{сн}}^{\text{КЦ}}$  – расход пара на собственные нужды котельного цеха [6];

$$D_{\text{сн}} = \frac{1,2+1,2}{100} \cdot 201,4 = 4,8.$$

Расход перегретого пара  $D_{\text{не}}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{\text{не}} = D_m + D_{\text{эжс}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ум}} + D_{\text{сн}}, \tag{2.41}$$

$$D_{\text{не}} = 201,4 + 1 + 2 + 2,2 + 4,8 = 211,4.$$

Расход продувочной воды  $G_{\text{пр}}$ , кг/с, определяем по формуле

$$G_{\text{пр}} = \frac{\alpha_{\text{пр}}}{100} \cdot D_{\text{не}}, \tag{2.42}$$

где  $\alpha_{\text{пр}}$  – коэффициент продувки котлоагрегата [6];

$$G_{\text{пр}} = \frac{1,5}{100} \cdot 201,4 = 3,2.$$

Расход питательной воды с учетом продувки  $G_{\text{пв}}$ , кг/с, определяем по формуле

$$G_{нв} = D_{нв} + G_{np}, \quad (2.43)$$

$$G_{нв} = 211,4 + 3,2 = 216,6.$$

### 2.3.3 Расчёт сепараторов непрерывной продувки

Из уравнений материального и теплового баланса для первой ступени расширителя количество вторичного пара  $D_{c1}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{c1} = \frac{G_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}'_{np})}{r_1}, \quad (2.44)$$

где  $\bar{t}_{np}$  – энтальпия воды в барабане котлоагрегата при  $P_0 = 150$  бар, кДж/кг [5];  
 $\bar{t}'_{np}$  – энтальпия продувочной воды, сливаемой из первой ступени расширителя, кДж/кг [5];

$r_1$  – теплота парообразования при давлении  $P_0 = 0,6$  Мпа, кДж/кг [5];

$$D_{c1} = \frac{3,2 \cdot (1610,1 - 670,5)}{2085,6} = 1,4.$$

Схема расширителей непрерывной продувки представлена на рисунке 2.8.

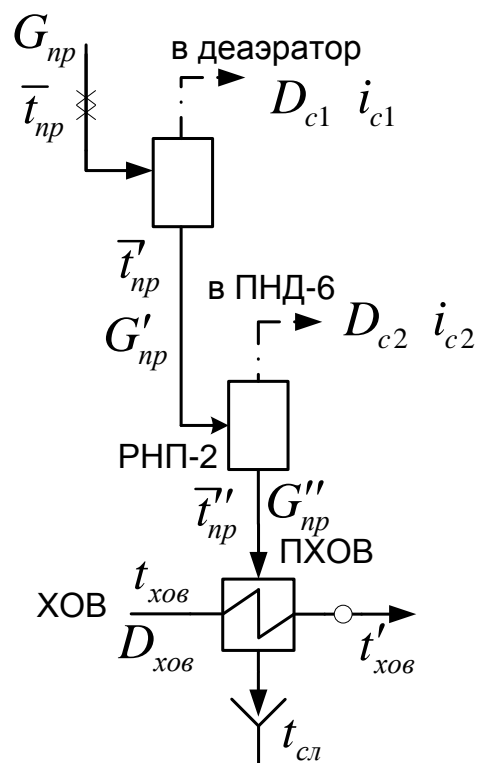


Рисунок 2.8 – Расчетная схема расширителей непрерывной продувки

Расход продувочной воды в расширитель второй ступени  $G'_{np}$ , кг/с, определяем по формуле

$$G'_{np} = G_{np} - D'_{от}, \quad (2.45)$$

$$G'_{np} = 3,2 - 1,4 = 1,8.$$

Из уравнений материального и теплового баланса для второй ступени расширителя количество вторичного пара  $D_{c2}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{c2} = \frac{G'_{np} \cdot (\bar{t}'_{np} - \bar{t}''_{np})}{r_2}, \quad (2.46)$$

где  $\bar{t}'_{np}$  – энтальпия продувочной воды, поступающей из первой ступени, кДж/кг [5];

$\bar{t}''_{np}$  – энтальпия продувочной воды, сливаемой из второй ступени расширителя, кДж/кг [5];

$r_2$  – теплота парообразования при давлении  $P_6 = 0,163$  Мпа, кДж/кг [5];

$$D_{c2} = \frac{1,8 \cdot (670,5 - 478,3)}{2218,8} = 0,2.$$

Количество воды, сливаемой в техническую канализацию  $G''_{np}$ , кг/с, определяем по формуле

$$G''_{np} = G'_{np} - D''_{от}, \quad (2.47)$$

$$G''_{np} = 1,8 - 0,2 = 1,6.$$

Количество химически очищенной воды, подаваемой в деаэратор  $D_{хов}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{хов} = G''_{np} + D_{ум} + D_{сн}, \quad (2.48)$$

$$D_{хов} = 1,6 + 2,2 + 4,8 = 8,6.$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя  $t'_{хов}$ , °С, определяем по формуле

$$t'_{хов} = t_{хов} + \frac{G''_{np} \cdot (t''_{np} - t_{сл})}{D_{хов}}, \quad (2.49)$$

где  $t''_{np}$  – температура продувочной воды расширителя второй ступени, °С [5];  
 $t_{хов}$  – температура химически очищенной воды на входе в ПХОВ, °С [7];  
 $t_{сл}$  – температура продувочной воды, сливаемая в техническую канализацию после подогревателя химически очищенной воды, °С [7];

$$t'_{хов} = 30 + \frac{1,6 \cdot (114,3 - 60)}{8,6} = 40.$$

### 2.3.4 Расчёт подогревателей высокого давления

Схема включения ПВД представлена на рисунке 2.9.

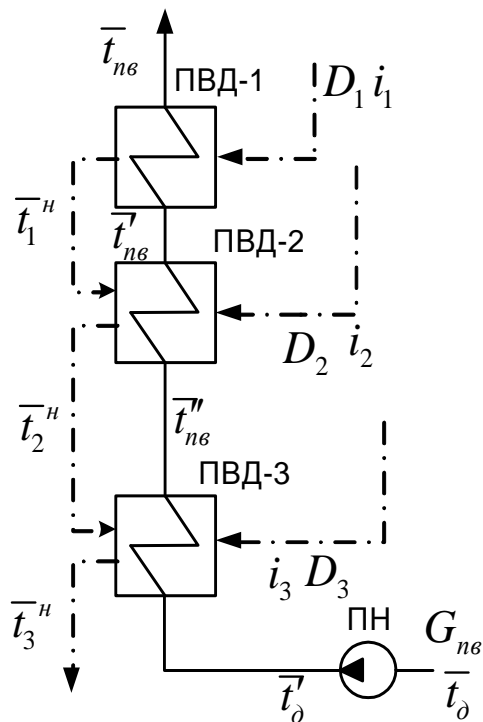


Рисунок 2.9 – Схема включения ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-1

$$D_1 \cdot (i_1 - \bar{t}_1^H) \cdot \eta_{то} = G_{нв} \cdot (\bar{t}_{нв} - \bar{t}'_{нв}). \quad (2.50)$$

Расход пара на ПВД-1  $D_1$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_1 = \frac{G_{нв} \cdot (\bar{t}_{нв} - \bar{t}'_{нв})}{(i_1 - \bar{t}_1^H) \cdot \eta_{то}}, \quad (2.51)$$



$$D_1 = \frac{214,6 \cdot (983,3 - 893,3)}{(3155,7 - 1022,8) \cdot 0,98} = 9,2.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2

$$(D_2 \cdot (i_1 - \bar{t}_2'') + D_1 \cdot (\bar{t}_1'' - \bar{t}_2'')) \cdot \eta_{\text{то}} = G_{\text{не}} \cdot (\bar{t}_{\text{не}}' - \bar{t}_{\text{не}}''). \quad (2.52)$$

Расход пара на ПВД-2  $D_2$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_2 = \frac{G_{\text{не}} \cdot (\bar{t}_{\text{не}}' - \bar{t}_{\text{не}}'') - D_1 \cdot (\bar{t}_1'' - \bar{t}_2'') \cdot \eta_{\text{то}}}{(i_2 - \bar{t}_2'') \cdot \eta_{\text{то}}}, \quad (2.53)$$

$$D_2 = \frac{214,6 \cdot (893,5 - 824,3) - 9,2 \cdot (1022,7 - 922,7) \cdot 0,98}{(3066,6 - 922,7) \cdot 0,98} = 6,6.$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-3

$$(D_3 \cdot (i_3 - \bar{t}_3'') + (D_1 + D_2) \cdot (\bar{t}_2'' - \bar{t}_3'')) \cdot \eta_{\text{то}} = G_{\text{не}} \cdot (\bar{t}_{\text{не}}'' - \bar{t}_0'). \quad (2.54)$$

Перепад энтальпий на питательном насосе  $\Delta \bar{t}_{\text{пн}}$ , КДж/кг, определяем по формуле

$$\Delta \bar{t}_{\text{пн}} = \frac{\Delta P \cdot \nu \cdot 10^2}{\eta_{\text{п}}}, \quad (2.55)$$

где  $\nu$  – удельный объем воды, м<sup>3</sup>/кг [5];

$\eta_{\text{п}}$  – КПД питательного насоса [6];

$\Delta P$  – перепад давления на питательном насосе, бар, определяем по формуле

$$\Delta P = P_{\text{н}} - P_0, \quad (2.56)$$

где  $P_0$  – давление на всасе, бар (давление в деаэраторе);

$P_{\text{н}}$  – давление на напоре, бар, определяем по формуле [5];

$$P_{\text{н}} = P_0 \cdot 1,4, \quad (2.57)$$

$$P_{\text{н}} = 130 \cdot 1,4 = 182,$$

$$\Delta P = 182 - 6 = 176,$$

$$\Delta \bar{t}_{\text{пн}} = \frac{176 \cdot 0,0011 \cdot 10^2}{0,75} = 25,5.$$

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

37

Энтальпию питательной воды на входе в ПВД-3 с учетом нагрева ее в ПН  $\bar{t}'_0$ , кДж/кг, определяем по формуле

$$\bar{t}'_0 = \bar{t}_0 + \Delta \bar{t}_{\text{нт}}. \quad (2.58)$$

$$\bar{t}'_0 = 670,5 + 25,5 = 696.$$

Расход пара на ПВД-3  $D_3$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_3 = \frac{G_{\text{не}} \cdot (\bar{t}'_{\text{не}} - \bar{t}'_0) - (D_1 + D_2) \cdot (\bar{t}_2^{\text{н}} - \bar{t}_3^{\text{н}}) \cdot \eta_{\text{то}}}{(i_3 - \bar{t}_3^{\text{н}}) \cdot \eta_{\text{то}}}, \quad (2.59)$$

$$D_3 = \frac{214,6 \cdot (824,3 - 696) - (9,2 + 6,6) \cdot (922,7 - 847,5) \cdot 0,98}{(2996,9 - 847,5) \cdot 0,98} = 12,5.$$

### 2.3.5 Расчёт деаэрата

Схема включения деаэрата представлена на рисунке 2.10.

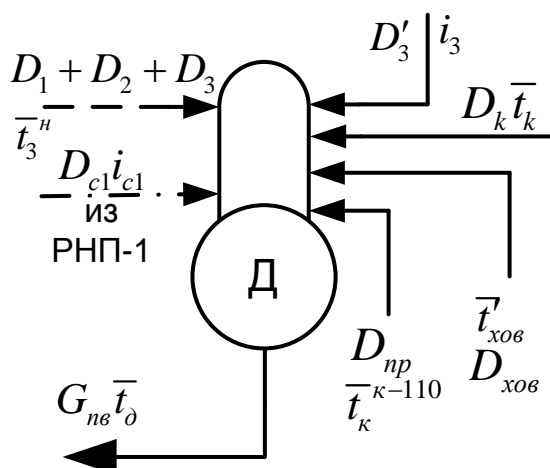


Рисунок 2.10 – Схема включения деаэрата

Уравнения материального и теплового балансов для деаэрата имеют вид

$$\begin{cases} D'_3 + D_{c1} + (D_1 + D_2 + D_3) + D_k + D_{хов} + D_{np} = G_{не} \\ D'_3 \cdot i_3 + D_{c1} \cdot i_{c1} + (D_1 + D_2 + D_3) \cdot \bar{t}_3^{\text{н}} + D_k \cdot \bar{t}_k + D_{хов} \cdot \bar{t}'_{хов} + D_{np} \cdot \bar{t}_k^{\kappa-110} = G_{не} \cdot \bar{t}'_0 \end{cases} \quad (2.60)$$

Подставляя известные значения расходов, кг/с, и энтальпий, кДж/кг, получаем систему

$$\begin{cases} D'_3 + 1,4 + (12,5 + 6,6 + 9,2) + D_k + 8,6 + 77,7 = 21,6 \\ D'_3 \cdot 2996,9 + 1,4 \cdot 2756,1 + (12,5 + 6,6 + 9,2) \cdot 847,5 + D_k \cdot 610,8 + \\ + 8,6 \cdot 167,4 + 77,7 \cdot 651,8 = 214,6 \cdot 670,5 \end{cases}$$

Из решения системы уравнений получаем, что расход пара на деаэратор  $D'_3$  равняется 1,5 кг/с, а расход основного конденсата  $D_k$  составляет 97 кг/с.

### 2.3.6 Расчёт подогревателей низкого давления

Уравнение теплового баланса для ПНД-4 имеет вид

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_4^H) \cdot \eta_{то} = D_k \cdot (\bar{t}_k - \bar{t}'_k). \quad (2.61)$$

Схема включения ПНД-4 изображена на рисунке 2.11.

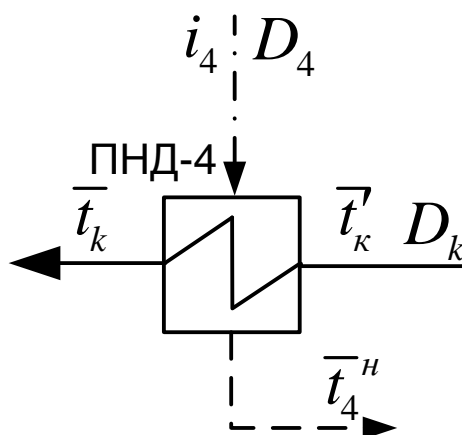


Рисунок 2.11 – Схема включения ПНД-4

Расход пара на ПНД-4  $D_4$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_4 = \frac{D_k \cdot (\bar{t}_k - \bar{t}'_k)}{(i_4 - \bar{t}_4^H) \cdot \eta_{то}}, \quad (2.62)$$

$$D_4 = \frac{97 \cdot (610,7 - 504)}{(2803,1 - 610,8) \cdot 0,98} = 4,9.$$

Схема включения ПНД-5,6,7 изображена на рисунке 2.12.

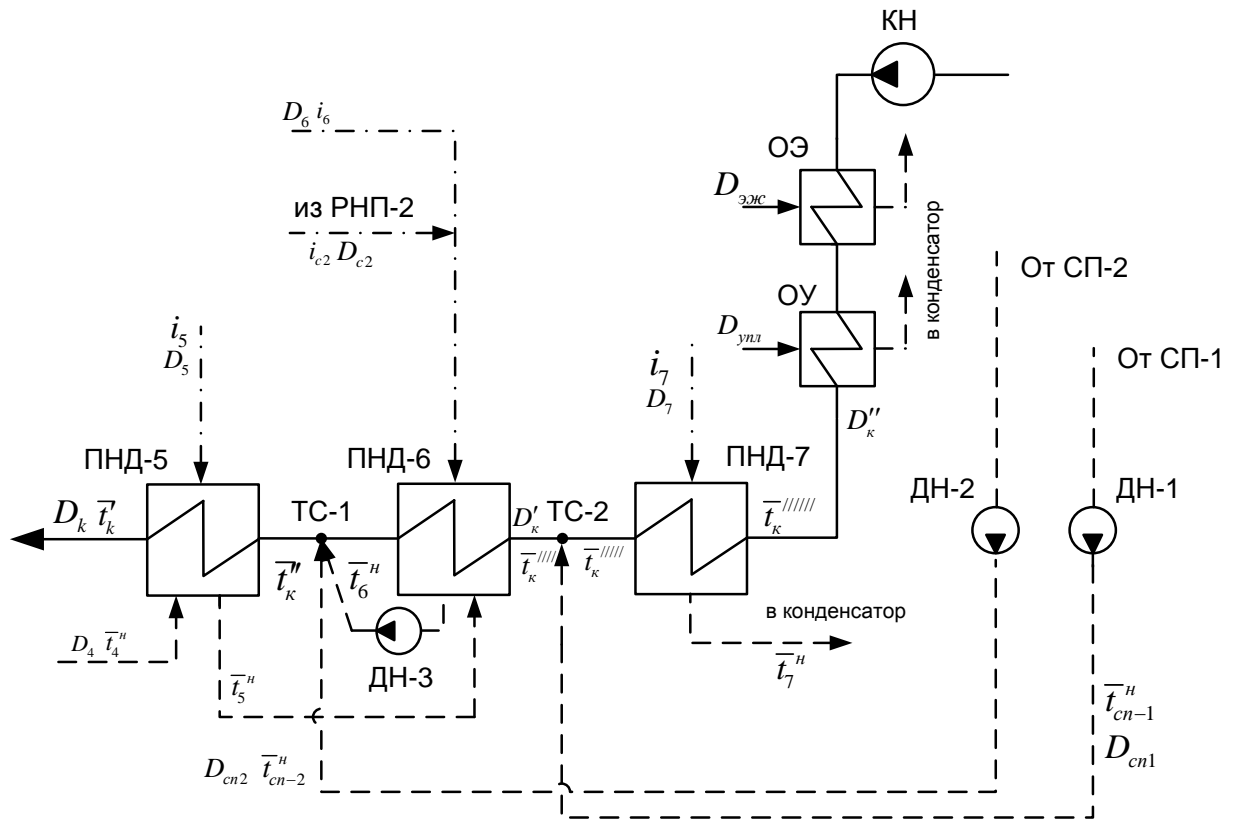


Рисунок 2.12 – Схема включения подогревателей низкого давления

Уравнение теплового и материального баланса для ПНД-5, ПНД-6, ПНД-7, ТС-1 и ТС-2

$$\begin{cases}
 D_5 \cdot (i_5 - \bar{t}_5'') \cdot \eta + D_4 \cdot (\bar{t}_4'' - \bar{t}_5'') \cdot \eta = D_k \cdot (\bar{t}_k' - \bar{t}_k'') \\
 D_k = D_k' + D_4 + D_5 + D_{c2} + D_6 + D_{cn2} \\
 D_k \cdot \bar{t}_{cn1} = (D_4 + D_5 + D_6 + D_{c2}) \cdot \bar{t}_6'' + D_k' \cdot \bar{t}_k''' + D_{cn2} \cdot \bar{t}_{cn-2} \\
 D_6 \cdot (i_6 - \bar{t}_6'') \cdot \eta + D_{c2} \cdot (i_{c2} - \bar{t}_6'') \cdot \eta + (D_4 + D_5) \cdot (\bar{t}_5'' - \bar{t}_6'') \cdot \eta = D_k' \cdot (\bar{t}_k''' - \bar{t}_k''''') \\
 D_k' = D_{cn1} + D_k'' \\
 D_k' \cdot \bar{t}_k''''' = D_{cn1} \cdot \bar{t}_{cn-1} + D_k'' \cdot \bar{t}_k'''''' \\
 D_7 \cdot (i_7 - \bar{t}_7'') \cdot \eta = D_k'' \cdot (\bar{t}_k'''''' - \bar{t}_k''''''')
 \end{cases} \quad (2.63)$$

В охладителе эжектора и охладителе уплотнений основной конденсат нагревается на 6°C [6]. Подставляя известные значения расходов, кг/с, и энтальпий, кДж/кг, получаем систему

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

$$\begin{cases}
 D_5 \cdot (2694,2 - 522,5) \cdot 0,98 + 4,9 \cdot (631,9 - 522,5) \cdot 0,98 = 97 \cdot (504 - \bar{t}_{см1}) \\
 97 = D'_к + 4,9 + D_5 + 0,2 + D_6 + 32,3 \\
 97 \cdot \bar{t}_{см1} = (4,9 + D_5 + D_6 + 0,2 + 32,3) \cdot 478,3 + D'_к \cdot \bar{t}_{см2} + 32,3 \cdot 478,3 \\
 D_6 \cdot (2648,1 - 478,3) \cdot 0,98 + 0,2 \cdot (2697,1 - 478,3) \cdot 0,98 + (4,9 + D_5) \cdot (522,5 - 478,3) \cdot 0,98 = \\
 = D'_к \cdot (460,5 - \bar{t}_{см2}) \\
 D'_к = 32,4 + D''_к \\
 D'_к \cdot \bar{t}_{см2} = 32,4 \cdot 393,8 + D''_к \cdot 376,7 \\
 D_7 \cdot (2556,4 - 393,8) \cdot 0,98 = D''_к \cdot (376,7 - (26,2 + 6) \cdot 4,186)
 \end{cases}$$

Из решения системы уравнений получаем, что расход пара на ПНД-5  $D_5$  составляет 3,3 кг/с, на ПНД-6  $D_6$  составляет 1,6 кг/с, а на ПНД-7  $D_7$  составляет 2,6 кг/с. Расход основного конденсата ПНД-6 после второй точки смешения  $D'_к$  равняется 54,8 кг/с, расход основного конденсата перед первой точкой смешения  $D''_к$  составил 22,5 кг/с. Энтальпия после первой точки смешения  $\bar{t}''_к$  равняется 426,6 кДж/кг, а после второй  $\bar{t}''''_к$  равняется 386,8 кДж/кг.

Расхода пара в конденсатор  $D_{к-p}$ , кг/с, определяем по формуле

$$D_{к-p} = D''_к - D_{эжс} - D_{упл} - D_7, \quad (2.64)$$

$$D_{к-p} = 22,5 - 1 - 2 - 2,6 = 16,9.$$

Уточнённый расход пара на турбину  $D'_m$ , кг/с, определяем по формуле

$$D'_m = D_1 + D_2 + D_3 + D_0 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_{к-p} + D_{сн1} + D_{сн2} + D_{нр}, \quad (2.62)$$

$$D'_m = 9,2 + 6,6 + 12,5 + 1,5 + 4,9 + 3,3 + 1,6 + 2,6 + 16,9 + 32,3 + 32,4 + 77,7 = 201,4.$$

Погрешность расчета по расходу пара  $\delta_n$ , %, определяем по формуле

$$\delta_n = \left| \frac{D_m - D'_m}{D_m} \right| \cdot 100\%, \quad (2.66)$$

$$\delta_n = \left| \frac{201,4 - 201,4}{201,4} \right| \cdot 100\% = 0,0\% < 2\%.$$

Погрешность расчета  $\delta_n$  составила 0,0 %, что допустимо [6]. Проверку по балансу мощности  $W_p$ , кВт, определяем по формуле

$$W_p = (D_1 \cdot (i_0 - i_1) + D_2 \cdot (i_0 - i_2) + (D_3 + D_\delta + D_{np}) \cdot (i_0 - i_3) + D_4 \cdot (i_0 - i_4) + D_5 \cdot (i_0 - i_5) + (D_6 + D_{cn2}) \cdot (i_0 - i_6) + (D_7 + D_{cn1}) \cdot (i_0 - i_7) + D_{\kappa-p} \cdot (i_0 - i_\kappa)) \cdot \eta_{эм}, \quad (2.67)$$

$$W_p = (9,2 \cdot (3487 - 3155,7) + 6,6 \cdot (3487 - 3066,6) + (12,5 + 1,5 + 77,7) \cdot (3487 - 2996,9) + 4,9 \cdot (3487 - 2803,1) + 3,3 \cdot (3487 - 2694,2) + (1,6 + 32,3) \cdot (3487 - 2648,1) + (2,6 + 32,4) \cdot (3487 - 2556,4) + 16,9 \cdot (3487 - 2209)) \cdot 0,97 = 135041,2$$

Погрешность расчета по электрической мощности  $\delta_s$ , %, определяем по формуле

$$\delta_s = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\%, \quad (2.68)$$

$$\delta_s = \left| \frac{135000 - 135041,2}{135000} \right| \cdot 100\% = 0,03\% < 2\%.$$

Погрешность расчета  $\delta_s$  составила 0,03%, что допустимо [6].

## 2.4 Расчёт технико-экономических показателей

Расчет ведется по новой методике определения технико-экономических показателей ТЭЦ [7]. Прирост электрической мощности составляет 110 МВт, соответственно. Так как нагрузка производственного отбора распределяется пропорционально между турбинами ПТ-135/165-130/15 ст. №№9, 10, соответственно этот прирост электрической мощности так же распределяется пропорционально при расчете ТЭП.

Расход тепла на турбоустановку  $Q_{my}$ , кВт, определяем по формуле

$$Q_{my} = D_m \cdot (i_0 - \bar{t}_{нс}) + D_{c1} \cdot (i_{c1} - \bar{t}_{нс}) + D_{c2} \cdot (i_{c2} - \bar{t}_{нс}) - D_{хов} \cdot (\bar{t}_{нс} - \bar{t}'_{хов}), \quad (2.69)$$

$$Q_{my} = 201,4 \cdot (3487 - 983,3) + 1,4 \cdot (2756,1 - 983,3) + 0,2 \cdot (2697,1 - 983,3) - 6,1 \cdot (983,3 - 167,4) = 499993,2.$$

Затраченную теплоту на сетевые подогреватели  $Q_m$ , кВт, определяем по формуле

$$Q_m = D_{cn1} \cdot (i_7 - \bar{t}_{cn-1}^H) + D_{cn2} \cdot (i_6 - \bar{t}_{cn-2}^H), \quad (2.70)$$

$$Q_m = 32,3 \cdot (2648,1 - 478,3) + 32,4 \cdot (2556,4 - 393,8) = 140000.$$

Изм.	Лист	Подпись	Дата

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии  $Q_{my}^2$ , кВт, определяем по формуле

$$Q_{my}^2 = Q_{my} - Q_m, \quad (2.71)$$

$$Q_{my}^2 = 499993,2 - 140000 = 359993,2.$$

Тепловую нагрузку котлоагрегата  $Q_{ne}$ , кВт, определяем по формуле

$$Q_{ne} = D_{ne} \cdot (i_{ne} - \bar{t}_{ns}) + D_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}_{ne}), \quad (2.72)$$

где  $i_{ne}$  – энтальпия перегретого пара, кДж/кг [5];

$$Q_{ne} = 211,4 \cdot (3489,5 - 983,3) + 3,2 \cdot (1610,1 - 983,3) = 531987,7.$$

Полный расход натурального топлива  $B$ , кг/с, определяем по формуле

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{ne}}, \quad (2.73)$$

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

$\eta_{ne}$  – КПД парогенератора [8];

$$B = \frac{531987,7}{15700 \cdot 0,921} = 36,791.$$

Отпущенную мощность  $W_{omn}$ , кВт, определяем по формуле

$$W_{omn} = W_3 \cdot (1 - e_{ch}) + W_3^{K-110} \cdot (1 - e_{ch}^{K-110}), \quad (2.74)$$

где  $e_{ch}$  – мощность собственных нужд турбины ПТ-135/165-130/15 [6];

$W_3^{K-110}$  – электрическая мощность, вырабатываемая турбиной К-110-1,6 паром от одной турбины ПТ-135/165-130/15;

$e_{ch}^{K-110}$  – мощность собственных нужд турбины К-110-1,6 [6];

$$W_{omn} = 135000 \cdot (1 - 0,08) + 55000 \cdot (1 - 0,067) = 175515.$$

Мощность собственных нужд, затраченную только на производство электроэнергии  $W_{33}^{ch}$ , кВт, определяем по формуле

$$W_{эв}^{ch} = e_{эв}^{ch} \cdot (W_э + W_э^{K-110}), \quad (2.75)$$

где  $e_{эв}^{ch} = 0,05$  – доля электроэнергии, затраченная на производство энергии на собственные нужды [6];

$$W_{эв}^{ch} = 0,05 \cdot (135000 + 55000) = 9500.$$

Коэффициент ценности тепла верхнего теплофикационного отбора  $\xi_{вс}$  определяем по формуле

$$\xi_{вс} = \frac{i_6 - i_κ}{i_0 - i_κ} \cdot \left( 1 + K \cdot \left( \frac{i_0 - i_6}{i_0 - i_κ} \right) \right), \quad (2.76)$$

где  $K$  – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбоагрегатом [6];

$$\xi_{вс} = \frac{2648,1 - 2209}{3487 - 2209} \cdot \left( 1 + 0,4 \cdot \left( \frac{3487 - 2648,1}{3487 - 2209} \right) \right) = 0,434.$$

Коэффициент ценности тепла нижнего теплофикационного отбора  $\xi_{нс}$  определяем по формуле

$$\xi_{нс} = \frac{i_7 - i_κ}{i_0 - i_κ} \cdot \left( 1 + K \cdot \left( \frac{i_0 - i_7}{i_0 - i_κ} \right) \right), \quad (2.77)$$

$$\xi_{нс} = \frac{2556,4 - 2209}{3487 - 2209} \cdot \left( 1 + 0,4 \cdot \left( \frac{3487 - 2556,4}{3487 - 2209} \right) \right) = 0,351.$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов пара  $\Delta Q_{отб}^э$ , кВт, определяем по формуле

$$\Delta Q_{отб}^э = D_{cn1} \cdot (i_7 - \bar{t}_{нс}^h) \cdot (1 - \xi_{нс}) + D_{cn2} \cdot (i_6 - \bar{t}_{вс}^h) \cdot (1 - \xi_{вс}), \quad (2.78)$$

$$\Delta Q_{отб}^э = 32,3 \cdot (2648,1 - 478,3) \cdot (1 - 0,434) + 32,4 \cdot (2556,4 - 393,8) \cdot (1 - 0,351) = 83364,3.$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата  $Q_{ту}^{ch}$ , кВт, определяем по формуле [6]

$$Q_{ту}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{ту}, \quad (2.79)$$

$$Q_{ту}^{ch} = 499993,2 \cdot 0,05 = 24999,7.$$



Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлоагрегатами на производство электроэнергии  $K_э$ , определяем по формуле

$$K_э = \frac{Q_{my}^э + \Delta Q_{омб}^э + Q_{my}^{ch}}{Q_{my}^э + \Delta Q_{омб}^э + Q_{my}^{ch} + Q_m}, \quad (2.80)$$

$$K_э = \frac{359993,2 + 83364,3 + 24999,7}{359993,2 + 83364,3 + 24999,7 + 140000} = 0,77.$$

Расход натурального топлива на выработку электроэнергии  $B_э$ , кг/с, определяем по формуле

$$B_э = B \cdot K_э \cdot \frac{W_{omn}}{W_э + W_э^{K-110} - W_{ээ}^{ch}}, \quad (2.81)$$

$$B_э = 36,791 \cdot 0,77 \cdot \frac{175515}{135000 + 55000 - 9500} = 27,542.$$

Расход натурального топлива на выработку тепла  $B_T$ , кг/с, определяем по формуле

$$B_m = B - B_э, \quad (2.82)$$

$$B_m = 36,791 - 27,542 = 9,249.$$

Удельный расход натурального топлива на выработку электроэнергии  $b_э$ , кг/(кВт·ч), определяем по формуле

$$b_э = \frac{3600 \cdot B_э}{W_{omn}}, \quad (2.83)$$

$$b_э = \frac{3600 \cdot 27,542}{175515} = 0,509.$$

Удельный расход натурального топлива на выработку тепла  $b_T$ , кг/ГДж, определяем по формуле

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{om}^{max}} \cdot 10^6, \quad (2.84)$$

$$b_m = \frac{9,249}{137200} \cdot 10^6 = 67,412.$$

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

Удельный расход натурального топлива на выработку тепла  $b_r$  в пересчете из кг/ГДж в т.н.т./Гкал составляет 0,282 т.н.т./Гкал.

При расчете на условное топливо удельный расход на выработку электроэнергии  $b_e$  составляет 0,273 кг/(кВт·ч), на выработку тепла  $b_r$  составляет 36,109 кг/ГДж (0,151 т.у.т./Гкал). Технико-экономические показатели приведены на 7 листе графической части.

## 2.5 Выбор оборудования в пределах тепловой схемы К-110-1,6

### 2.5.1 Регенеративные подогреватели

Подогреватель высокого давления выбираем по заводским данным, чтобы их характеристики удовлетворяли данным, полученным в ходе расчета ПТС. Подогреватели низкого давления [9]:

- ПНД-4 типоразмера ПН-550-26-7-И, где 550 – площадь поверхности теплообмена,  $m^2$ , 26 максимальное давление в трубной системе, бар, 7 максимальное давление в корпусе, бар;
- ПНД-3 типоразмера ПН-550-26-7-II;
- ПНД-2 типоразмера ПН-550-26-7-III;
- ПНД-1 типоразмера ПН-550-26-7-III.

### 2.5.2 Выбор конденсатных насосов

По расчетному расходу конденсата  $D=437$  т/ч выбираем конденсатные насосы типа КсВ500-85 (два насоса по 100 % производительности на турбину – один из них резервный) с характеристиками [9]:

- подача 500  $m^3/ч$ ;
- напор 85 м;
- частота вращения 1000 об/мин;
- потребляемая мощность электродвигателя 154 кВт.

### 2.5.3 Выбор циркуляционных насосов

Схема технического водоснабжения прямоточная. Вода забирается из реки Кан. По расходу циркуляционной воды на турбину в количестве 27000  $m^3/ч$  выбираем насос типа ОП2-145 с характеристиками [9]:

- производительность 21940 - 37160  $m^3/ч$ ;
- напор 16,3-9,4 м;
- частота вращения 365 об/мин;
- потребляемая мощность электродвигателя 820-1550 кВт.

### 3 Индивидуальное задание

#### 3.1 Принцип действия флотационных установок

Флотация - метод отделения диспергированных и коллоидных примесей от воды, основанный на способности частиц прилипать к воздушным (газовым) пузырькам и переходить вместе с ними в пенный слой. Сущность этого процесса заключается в специфическом действии молекулярных сил, вызывающих слипание частиц примесей с пузырьками высокодиспергированного в воде газа (воздуха) и образованию на поверхности пенного слоя, содержащего извлеченные вещества. При сближении в воде газового пузырька с гидрофобной поверхностью частицы примеси разделяющий их тонкий слой становится неустойчивым и разрывается. Вследствие кратковременности контакта частицы и пузырька при их столкновении вероятность слияния определяется кинетикой образования краевого угла смачивания [10].

Очевидно, что для успеха протекания процесса масса флотируемых частиц не должна превышать силы их прилипания к газовым пузырькам и их подъемной силы. Оптимальная крупность извлекаемых примесей находится в пределах  $10^{-5} \div 10^{-3}$  м, дисперсность пузырьков газа -  $15 \cdot 10^{-6} \div 30 \cdot 10^{-6}$  м, а поверхностное напряжение воды не должно превышать 0,06-0,065 н/м. С понижением поверхностного натяжения эффект очистки воды флотацией повышается в отличие от отстаивания и фильтрования.

Интенсификация процесса флотации достигается гидрофобизацией поверхности извлекаемых примесей реагентами, которые, избирательно сорбируясь на поверхности частиц, понижают их смачиваемость, что улучшает процесс слипания дисперсий и коллоидов с пузырьками газа. В водоподготовке в качестве гидрофобизирующих реагентов применяют обычные коагулянты и флокулянты. После флотационной обработки осадок отработанных гидроксидов занимает значительно меньший объем и Влажность его ниже, чем осадка, образующегося в отстойниках.

Известно много способов насыщения воды пузырьками газа (воздуха), среди которых по размерам диспергирования газа следует указать следующие: флотация с выделением воздуха из воды - напорные, эрлифтные и вакуумные установки; флотация с механическим введением воздуха - безнапорные (пенные), импеллерные и пневматические аппараты; флотация с подачей воздуха через пористые материалы; электрофлотация.

В пневматических установках насыщение воды воздухом осуществляют воздухом, выделяющимся из нее в результате понижения давления, в механических - турбиной насосного типа. Пневматические установки могут быть напорными и вакуумными.

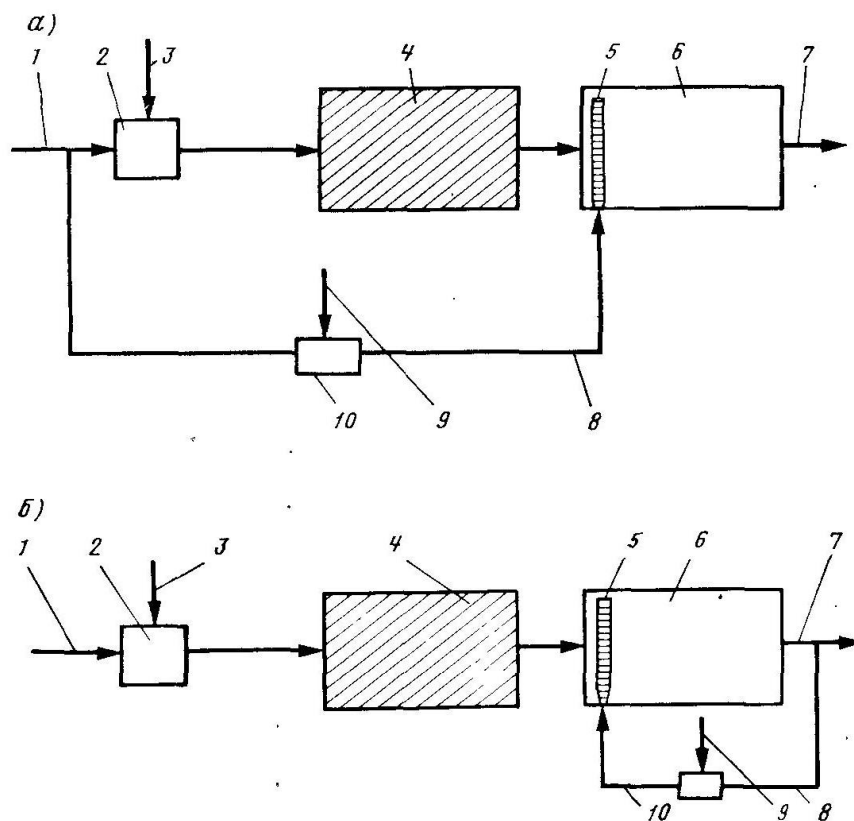
Обработку воды флотацией рекомендуется применять при ее мутности до 150 мг/л и цветности до 200 град. Это позволяет уменьшить объем водоочистных сооружений вследствие ускорения в  $3 \div 5$  раз, процесса выделения взвеси из воды,

отказаться от микрофильтров, улучшить санитарное состояние очистных сооружений.

В последние годы в России и за рубежом для очистки поверхностных вод умеренной мутности с большим содержанием органических соединений или планктона применяют напорную флотацию, при которой выделение взвеси из воды производится с помощью пузырьков газа, получаемых из перенасыщенного водовоздушного раствора. Принцип этого метода заключается в том, что 8÷10% исходной воды, в которой под давлением 0,6÷0,8 МПа растворен воздух, распределяют в обрабатываемой воде, попадая в зону меньшего давления из насыщенной воздухом воды выделяются мельчайшие его пузырьки, необходимые для флотации легкой взвеси. Способ напорной флотации позволяет путем регулирования давления легко изменять количество растворенного воздуха и размер пузырьков, вводимых в обрабатываемую воду, в зависимости от состава взвеси в исходной воде. Флотация - это процесс, основанный на слиянии отдельных частиц примесей под действием молекулярных сил с пузырьками тонкодиспергированного в воде воздуха, всплывании образующихся при этом агрегатов и образовании на поверхности флотатора пены. Флотируемость частиц различной крупности зависит от размеров пузырьков воздуха, которые определяются поверхностным натяжением на границе вода - воздух. С понижением поверхностного натяжения эффективность очистки воды флотацией повышается в отличие от отстаивания и фильтрования. При предварительном коагулировании примесей воды эффект флотации повышается.

При напорной флотации время пребывания воды в напорном контактном резервуаре принимают до 2 мин, объем вводимого воздуха 0,9÷1,2%, от объема обрабатываемой воды. Объем флотатора рассчитывают на 20÷60-е минутное пребывание воды, удельную нагрузку принимают 6÷8 м<sup>3</sup>/(м<sup>2</sup>·ч). При пневматическом диспергировании принимают до 7,0 м<sup>3</sup>/(м<sup>2</sup>·ч).

Вид содержащихся в воде загрязнений определяет характер флотационной обработки: одним воздухом или воздухом в сочетании с различными реагентами и прежде всего коагулянтами. Использование коагулянтов позволяет значительно повысить эффективность флотационной очистки и удалять загрязнения, находящиеся в воде в виде стойких эмульсий и взвесей, а также в коллоидном состоянии. В практике применяют две схемы флотационной очистки, показанные на рисунке 3.1. В первом случае (рисунок 3.1, а), для насыщения воздухом используют исходную неочищенную воду, а во втором (рисунок 3.1, б) - воду, прошедшую очистку [10].



1,7 - подача исходной и отвод очищенной воды; 2 - смеситель; 3 - подача реагентов; 4 - камера хлопьеобразования; 5 - распределительное устройство; 6 - флотатор; 8 - подача водовоздушной смеси; 9 - ввод воздуха; 10 - бак для растворения воздуха в воде.

Рисунок 3.1 - Схемы напорной флотации при насыщении воздухом исходной (а) и очищенной (б) воды.

Недостатком первой схемы является то, что при использовании для насыщения воздухом неочищенной воды возможно засорение крупными примесями аппаратуры и распределительной системы. Во втором случае возможность засорения аппаратуры уменьшается, но необходимо увеличивать объем флотационной камеры на величину расхода воды, необходимого для приготовления водовоздушного раствора. Вторая схема, несмотря на некоторое удорожание, является более надежной.

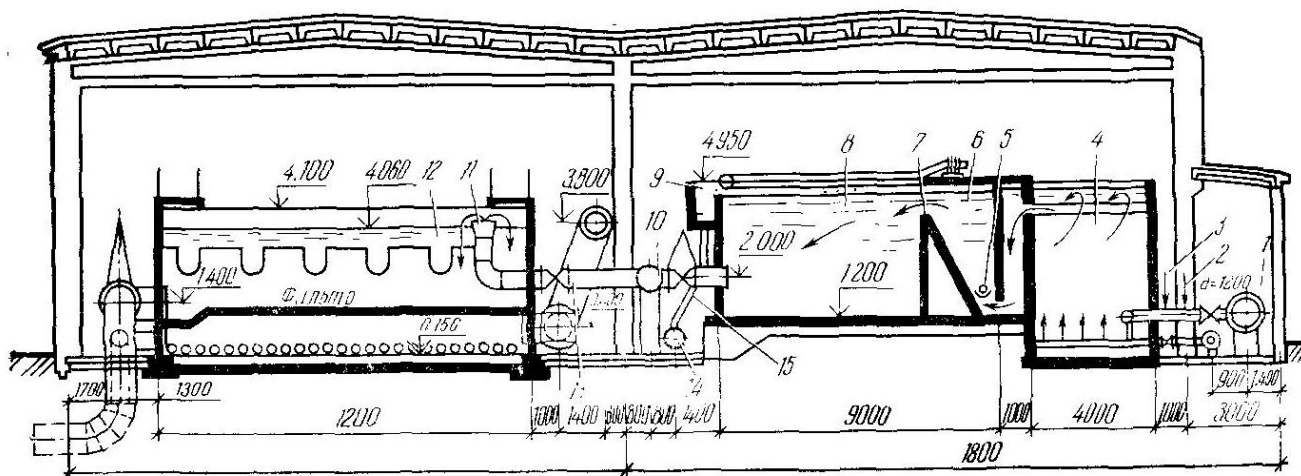
При флотации в жидкости происходит ряд процессов: растворение и выделение воздуха, приклепление воздушных пузырьков к частицам взвеси и всплывание их на поверхность с образованием пены. Условия протекания этих процессов оказывают существенное влияние на эффект обработки воды. Важное значение имеют также условия и способы удаления пены.

В химической технологии для растворения газов в жидкостях широко используют емкостные аппараты, размеры которых зависят от продолжительности их контакта.

Изм.	Лист		Подпись	Дата	



движения воды (рисунок 3.2), однако на некоторых установках для очистки природных и сточных вод флотаторы вытянуты в плане в направлении, перпендикулярном движению воды. Последний вид флотаторов имеет некоторые преимущества: короче путь движения потока воды, более просто удаление пены с поверхности воды. Но в этом случае возникают трудности с равномерным распределением водовоздушного раствора в объеме обрабатываемой воды. Чтобы добиться равномерности распределения, используют коллектор с большим количеством ответвлений, на которых устанавливают регулировочные краны. Управление этими кранами производят с помощью штоков, выведенных над поверхностью воды в камере. Для улучшения использования всего объема флотатора в некоторых случаях устанавливают продольные перегородки.



1, 10 - подача исходной и отвод осветленной воды; 2, 3 - ввод реагентов; 4 - камера хлопьеобразования; 5 - распределительная система; 6 - зона смешения; 7 - распределительная перегородка; 8 - флотационная камера; 9 - желоб для сбора пены; 11 - передача воды на фильтр; 12 - скорый фильтр; 13 - подача промывной воды; 14 - водосток; 15 - сброс пены.

Рисунок 3.2 - Флотатор с горизонтальным движением воды состыкованный с камерой хлопьеобразования зашламленного типа.

Во входной части прямоугольной флотационной камеры устанавливают под углом  $60 \div 70^\circ$  к горизонтали в сторону движения воды струенаправляющую перегородку. Днище флотационной камеры устраивают с уклоном 0,01 к трубопроводу для опорожнения.

Скорость ввода обрабатываемой воды во флотатор не должна превышать скорости ее выхода из камеры хлопьеобразования, поэтому скорость движения обрабатываемой воды над струенаправляющей перегородкой назначают  $0,016 \div 0,02$  м/с.

Изм.	Лист		Подпись	Дата

ДП-14010165 ПЗ

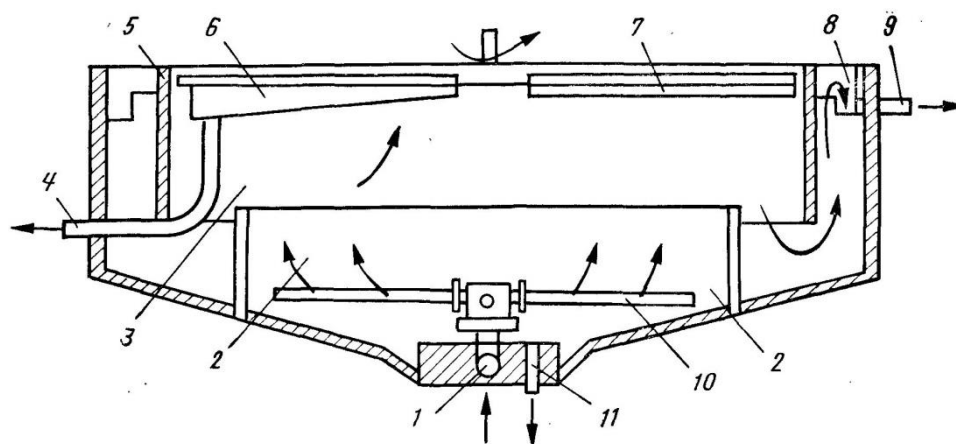
Лист

51

Равномерное распределение водовоздушной смеси в объеме обрабатываемой воды и формирование мелких воздушных пузырьков достигаются устройством перфорированного трубопровода и размещенного под ним на расстоянии  $8 \div 10$  см кожуха из материала, стойкого к кислородной коррозии. Распределительную трубу располагают на расстоянии  $0,25 \div 0,35$  м от дна во входной части флотатора в отсеке, образованном торцевой стенкой аппарата и струенаправляющей перегородкой. Скорость выхода водовоздушной смеси из отверстий распределителя принимают  $20 \div 25$  м/с, диаметр отверстий  $5 \div 8$  мм. Отверстия следует располагать равномерно по нижней образующей трубы линейно.

Отвод осветленной воды из флотатора должен производиться равномерно из нижней части камеры с помощью подвесной стенки, направляющей поток к отводу воды из аппарата, либо с помощью отводящей системы из перфорированных труб. Скорость движения воды под подвесной стенкой или в отверстиях водосборной системы принимают  $0,9 \div 1,2$  м/с.

Время флотационного осветления воды для флотатора с радиальным движением воды, изображенного на рисунке 3.3, составляет  $10 \div 12$  мин. Для насыщения воды воздухом используют 10% воды, прошедшей очистку. Расход воздуха составляет  $0,6 \div 0,75\%$  от расхода воды.



1,9 - подача исходной и отвод осветленной воды; 2 - камера хлопьеобразования; 3 - флотационная камера; 7 - скребковое устройство для удаления пены; 6 - лоток для сбора пены; 4 - удаление пены; 5 - кольцевая перегородка; 8 - кольцевой водосборный лоток; 10 - вращающийся водораспределитель; 11 - отвод осадка

Рисунок 3.3 - Флотатор с радиальным движением воды

Во флотаторах круглой формы узел сбора и удаления пены проще, однако, системы для распределения водовоздушного раствора и обрабатываемой воды сложнее. При строительстве новых очистных сооружений предпочтение следует отдавать флотаторам с горизонтальным движением воды прямоугольной формы в плане, совмещенным с камерами хлопьеобразования (рисунок 3.4), с целью

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

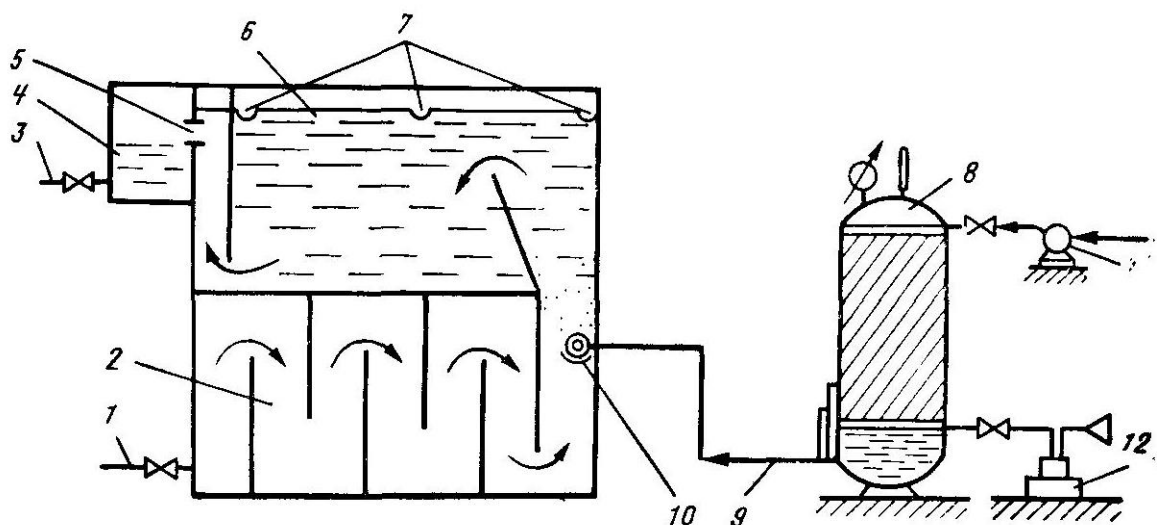
ДП-14010165 ПЗ

Лист

52



предотвращения разрушения хлопьев, сформированных в процессе коагуляции взвеси в воде.



1,3 - подача исходной и отвод обработанной воды; 2 - камера хлопьеобразования; 4 - сборный карман; 5 - окна для отвода обработанной воды; 6,7 - лотки для сбора и отвода пены; 8 - напорный резервуар; 9 - подача водовоздушной смеси; 10 - отражатель; 11 - насос; 12 - компрессор

Рисунок 3.4 - Флотатор совмещенный с перегородчатой камерой хлопьеобразования.

Образование флотационной пены на поверхности воды и способы ее удаления. Пена образуется на поверхности воды в результате всплывания пузырьков воздуха, несущих на себе удаляемые из воды примеси. При флотации природных вод образующаяся пена должна быть достаточно прочной и не допускать обратного попадания загрязнений в воду. Кроме того, пена должна обладать определенной подвижностью при перемещении ее к сбросным устройствам. Устойчивость и подвижность пены зависит от свойств и количества реагентов и загрязнений, вносимых в пенный слой. Стабилизации пены способствует наличие в воде хлопьев коагулянта, мелких частиц взвеси и поверхностно-активных веществ.

При флотационной обработке природных вод образуются пленочно-структурные пены, которые содержат большое количество воды, особенно в нижних слоях. Это связано с тем, что в пенном слое проходят процессы флокуляции пузырьков и загрязнений. При этом образуются крупные агрегаты, которые объединяются между собой, а находящаяся между ними вода стекает вниз, уменьшая тем самым влажность пены. С точки зрения возможности гидравлической транспортировки пены на дальнейшую обработку влажность ее рекомендуется принимать не менее 94%.

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

53

Удаление пены из флотатора производят либо кратковременным подъемом уровня воды с отводом ее через подвесные лотки, расположенные равномерно по площади камеры, либо с помощью скребковых механизмов, перемещающих пену к сборным лоткам. Потери воды при сбросе пены подъемом уровня воды принимают  $1\div 1,5\%$  от расхода обрабатываемой воды. При удалении пены скребковыми механизмами скорость движения скребков в прямоугольных камерах принимают до  $0,02$  м/с, в круглых — окружную скорость  $0,015\div 0,02$  м/с, при частоте вращения  $6\div 10$  с<sup>-1</sup>. Днища лотков выполняют с уклоном  $0,025$  в сторону отвода пены. Верхние кромки лотков располагают на одной общей отметке на  $10\div 15$  мм выше уровня воды во флотаторе.

В зарубежной практике наибольшее распространение получили скребок-транспортеры, которые применяют для удаления очень вязких пен. Во флотаторах, имеющих в плане круглую форму, применяют вращающиеся скребки (рисунок 3.3). На установках флотационного осветления используют даже лопастные пеноъемники, которые устанавливают у сливной кромки пеноборного желоба. Кроме того, применяют отдельные скребки, установленные горизонтально во флотационной камере на подвижных тележках. При перемещении тележки по ходу движения воды скребок удаляет пену, при обратном ходе тележки скребок поднимается над поверхностью воды.

В установках электрофлотации обрабатываемая вода движется в межэлектродном пространстве, при этом на поверхности электродов (нерастворимых или растворимых) образуются пузырьки водорода или кислорода, которые флотируют примеси воды. При применении растворимых электродов параллельно с электрофлотацией идет процесс электрокоагуляции, что повышает эффект очистки воды.

											Лист
Изм.	Лист			Подпись	Дата	<i>ДП-14010165 ПЗ</i>					54

## 4 Общая часть

### 4.1 Генеральный план

Филиал ОАО «ОГК-6» Красноярская ГРЭС-2 расположен в восточном регионе России, северо-западнее г. Зеленогорска на левом берегу р. Кан (правого притока р. Енисей). В геоморфологическом отношении площадка приурочена к первой надпойменной террасе р. Кан, которая на данном участке перекрыта плотиной и является водохранилищем со стабильным уровнем воды.

Генеральный план Красноярская ГРЭС-2 изображен на 1 листе графической части. Поперечный разрез машзала изображен на 2 листе графической части.

### 4.2 Система технического водоснабжения

Система технического водоснабжения построена и эксплуатируется по проекту Ленинградского отделения института «Теплоэлектропроект».

Существующая система технического водоснабжения: прямоточная летом и прямоточно-оборотная в маловодное зимнее время. Для сезонного регулирования стока на р. Кан плотиной гидроузла создано водохранилище. Речная вода из водохранилища поступает по подводящему каналу на вращающиеся сетки, где проходит очистку от плавающих и наиболее крупных механических загрязнений. Далее речная вода поступает на блочные насосные (БНС), которые подают воду на охлаждение оборудования энергоблоков. Часть воды после охлаждения оборудования, а так же речная вода, забираемая ХВО-2, используется для восполнения внутростанционных потерь пара, конденсата, а так же для восполнения потерь за счет невозврата конденсата сторонними потребителями.

Гидроузел построен в 1961 году на расстоянии 92 км от устья р. Кан в составе: левобережной земляной плотины длиной – 315 м, правобережной земляной плотины длиной - 280 м, водосливной железобетонной плотины с сифонным водосбросом длиной – 153 м. Левобережная и правобережная земляные плотины выполнены способом одностороннего намыва. Ширина плотины по гребню 8 м, отметка гребня 164 м. Водосливная плотина разбита быками на 5 пролетов длиной по 20 м каждый. Сифонный водосброс длиной 20 м состоит из 8-ми секций размерами 2,0 х 1,8 м, количество отверстий 5 шт. с размерами 6 х 20 м. Проектная пропускная способность одного отверстия сифонного водосброса – 23,5 м<sup>3</sup>/сек. Водосливные пролеты оборудованы рабочими затворами, а также верховыми и низовыми ремонтными заграждениями. Для подъема и опускания рабочих затворов они оборудованы стационарными грузоподъемными механизмами. Каждый грузоподъемный механизм состоит из 2-х лебедок грузоподъемностью 80 т каждая. Для ремонтного обслуживания оборудования гидроузла в верхнем бьефе установлен специальный козловой кран.

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

55

Водохранилище обеспечивает подпор от 15 до 19 км и гарантирует необходимые уровни для работы поверхностных водозаборов КГРЭС-2, МУП ПО “Электрохимический завод”.

Средняя ширина водохранилища 200 - 240 м, средняя глубина – 5 м, площадь зеркала – 3,4 км<sup>2</sup>, проектный объем водохранилища - 12,5 млн.м<sup>3</sup>.

Отметка нормального уровня воды (НПУ) в верхнем бьефе составляет - 161,5 м.

Наивысший допустимый уровень верхнего бьефа – 161,8 м.

Повышенный горизонт воды (ПГВ) – 161,7 м соответствует расчетному максимальному расходу – 2250 м<sup>3</sup>/сек при полном открытии всех затворов.

Наивысший уровень при форсировках (ФПУ) составляет 162,35 м и соответствует максимальному расходу при чрезвычайных условиях эксплуатации 2640 м<sup>3</sup>/сек. При повышении уровня воды в верхнем бьефе до ФПУ начинается размыв земляной плотины.

Наинизший уровень при предельной сработке в нормальных условиях (УМО) составляет 160,5 м.

Подводящий канал для подвода воды из водохранилища к БНС устроен на расстоянии 1700 м от створа плотины длиной 932,5 м. Канал в поперечном сечении трапецеидальной формы с шириной по дну 6 м, высотой 5,41 м (выше НПУ). Расчетный расход – 50 м<sup>3</sup>/сек. Дно и откосы облицованы монолитным железобетоном. Канал открытый с закрытым участком под дорогой. Для защиты от поверхностного мусора перед входом в канал установлена наплавная бона, а перед БНС специальное спицевое заграждение. В зимнее время теплые сточные воды из сбросного канала по трубопроводу диаметром 1200 мм подводятся к подводящему каналу для того, чтобы канал не замерзал.

Здание вращающихся сеток расположено в начале подводящего канала после наплавной боны. Назначение вращающихся сеток – очистка воды из водохранилища от механических загрязнений. В здании смонтировано 7 вращающихся сеток типа ТН-3000 с фронтальным подводом воды суммарной производительностью 50 м<sup>3</sup>/сек. Сетки заглублены под минимальный горизонт на 6,5 м. Вода поступает к сеткам через водопропускные отверстия (7 шт.) с размерами 3 х 3 м, в которых установлены сороудерживающие решетки с прозорами 0,07 м. Для ремонтных работ водопропускные отверстия перекрываются затворами с прижимным подвесом. Промывка сеток осуществляется водой, которая забирается насосным агрегатом из приемного отделения. Промывные воды сбрасываются в отводящий канал. Учет количества промывной воды сеток ведется расчетным методом и регистрируется в журнале ПОД-12.

Блочные насосные станции (4 аналогичных сооружения) располагаются вдоль боковой стороны подводящего канала (№№ 1-3) и в торце канала (№ 4). БНС представляют собой водоприемники берегового типа, совмещенные с насосными станциями I подъема. Речная вода из подводящего канала поступает в мокрое отделение насосной станции через три водоприемных окна размерами каждое 3 х 6,3 м, в которых установлены сороудерживающие решетки с

						<i>ДП-14010165 ПЗ</i>	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>			<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56



Состоит из двух основных бойлеров БО-350 (6 отбор) и двух пиковых бойлеров БП-500 (пар 13 ата).

3 теплосеть - БУ-6, БУ-7, БУ-8:

Каждая БУ состоит из одного бойлера типа ПСВ-315-3-23 и одного пикового бойлера типа ПСВ-315-14-23.

4 теплосеть - ПСГ-1,2, ПСВО, ПСВТ (9, 10 бл.):

Состоит из подогревателей сетевых горизонтальных ПСГ-1300-3-8-1– 4 шт. и подогреватели сетевые вертикальные (ПСВО, ПСВТ) ПСВ-315-14-23 – 4 шт.

Отпуск тепла основному потребителю от выходного коллектора ТРУ может осуществляться от любой из перечисленных внутренних теплосетей через связывающие переемычки с арматурой:

- 1 теплосеть со 2 теплосетью через ВСО-20А;
- 2 теплосеть с 4 теплосетью через ВСП-310 и 3-ВСО-13;
- 4 теплосеть с 3 теплосетью через ВСП-404 и ВСО-403.

#### 4.4 Схемы подпитки теплосети

Каждая из перечисленных внутростанционных теплосетей имеют индивидуальный узел ввода подпиточной воды.

Для подпитки тепловых сетей I, II, III и IV очереди используется вода питьевого качества, поступающая из города по трем хозяйственным водопроводам № 1, 2, на ХВО-1, по трубопроводу № 3 в КТЦ-2, далее на ХВО-2 для химической доочистки.

В химцехе (ХВО-1, ХВО-2) питьевая вода проходит химочистку, нагревается до 30 °С и поступает по двум трубопроводам в КТЦ-1 в подогреватели подпитки теплосети энергоблоков ст. № 1-8 для подогрева до 95 °С (ППТ №1, 2 энергоблока ст. № 5, блочные ППТ-6, 7, 8 и БУ-2, БУ-4). Далее химочищенная вода поступает в деаэраторы теплосети № 1, 3, где происходит деаэрирование и нагрев ее до 105 °С. После деаэратора подпиточная вода самотеком с отметки 24 м поступает в обратку теплосети, частично в аккумуляторные баки теплосети для их заполнения на покрытие пиковых нагрузок горячего водоразбора. Во время пиковых нагрузок горячего водоснабжения включаются насосы разрядки аккумуляторных баков.

Состав оборудования:

- три деаэратора подпитки теплосети № 1, 2, 3.(деаэратор № 2 выведен из работы);
- восемь подогревателей подпиточной воды 1А-ППТ (пар 13 ата); V-ППТ-1, 2; ППТ-6, 7, 8; БУ-2; БУ-4;
- один подпиточный насос в теплосеть № 1, 2, 3 (НПТ-1);
- шесть насосов разрядки аккумуляторных баков (НРАБ) – НРВ-4, 5; НРАБ – 1, 2, 3, 4;
- два аккумуляторных бака; V – 2000 м<sup>3</sup> каждый.

Назначение и характеристика оборудования подпитки теплосети:

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

58

- деаэраторы подпитки теплосети предназначены для удаления из подпиточной воды коррозионно-активных газов: кислорода, свободной двуокиси углерода, а также связанной двуокиси углерода путем термического разложения бикарбонатов, растворенных в подпиточной (в хозводопроводной) воде;

- подогреватели подпиточной воды:

- на энергоблоке № 1 в качестве ППТ используется 1А-БП-1. Пар на 1А-ППТ подводится от коллектора 13 ата (В настоящее время не могут использоваться, т.к. отработали свой ресурс).

- на энергоблоках № 2, № 4 в качестве ППТ используются БУ-2, БУ-4, используется пар от 4, 5, 6 отборов;

- на энергоблоке № 5 ППТ-1 и 2 типа БП-200 установлены и предназначены для подогрева подпиточной воды от температуры 30 °С до 90 – 100 °С. Давление греющего пара 1,2 – 2,5 ата (от регулируемого отбора ТГ-5). Согласно акта испытания от 14 апреля 2010 года максимально возможный нагрев теплоносителя в 5-ППТ-1 и 5-ППТ-2 – 28,86 Гкал час;

- на энергоблоках ст. № 6, 7, 8. установлены ППТ-6, 7, 8 типа ПН-200-16-7-1 пар 1,3 ата (от 6-го отбора ТГ-6, 7, 8).

- подпиточный насос НПП № 1 – 6НДС-60; Н = 60 м.в.ст. Q = 216 – 300 м<sup>3</sup>/час.

- насосы разрядки АБ НРАБ ст. № 1, 2, 3, 4 тип К-290/30 Н=30 м.в.ст. Q=300 м<sup>3</sup>/час. НРВ-4 (8НДС-60) и НРВ-5 (8К12А).

- аккумуляторные баки предназначены для создания рабочего и аварийного резерва подпиточной воды, т.е. для компенсации небаланса между водозабором из теплосети и производительностью установки по подготовке подпиточной воды. Емкость баков – два по 2000м<sup>3</sup>.

Третья очередь станции (бл.9, 10) не имеет собственной схемы подготовки подпиточной воды.

Для подпитки теплосети III очереди используется химически обработанная вода, подогретая в ППТ энергоблоков ст. № 1-8 до 102-103 °С, прошедшая деаэрацию, поступающая к регулятору подпитки теплосети III очереди через переключку «ВПП-40 – ВПП-41».





### 5.3 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей проектируемого объекта

При эксплуатации и ремонте основного и вспомогательного оборудования в турбинном цехе на персонал могут воздействовать следующие опасные и вредные производственные факторы по ГОСТ 12.0.003-74 "ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация" [12]:

- движущиеся машины и механизмы;
- поражение электрическим током;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны или поверхности оборудования;
- повышенная или пониженная влажность и скорость движения воздуха в рабочей зоне;
- повышенная интенсивность теплового облучения;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- недостаточная освещенность рабочей зоны.

#### 5.3.1 Защита от поражения электрическим током

Турбинный цех, согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ), относится к помещениям с повышенной опасностью (наличие токопроводящих полов (металлических), а также возможность одновременного прикосновения человека к технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования с другой), с рабочим напряжением от 0,4 до 6 кВ [13].

Для защиты от поражения электрическим током предусматривается следующее:

- недоступность электропередачи и токоведущих частей;
- изоляция электрических проводников и токоведущих частей;
- защитное отключение электроустановок;
- защитное заземление и зануление электрооборудования по ГОСТ 12.1.030-81 [15].

Величина малого напряжения для питания ручного электрифицированного инструмента и переносных светильников – до 12 В.

Рабочее напряжение оборудования – 6 кВ и 0,4 кВ, освещения – 220 В и 36 В.

Допустимое напряжение прикосновения на корпусе «пробитого» электрооборудования при переменном токе с частотой 50 Гц, составляет 42 В.

Меры безопасности выполняются в соответствии ГОСТ 12.1.019, ГОСТ 12.1.030 и ПУЭ, основные меры защиты от поражения электрическим током по ГОСТу 50571.8-94 (МЭК 364-4-47-81) «Требования по обеспечению

безопасности. Общие требования по применению мер защиты для обеспечения безопасности. Требования по применению мер защиты от поражения электрическим током».

### **5.3.2 Защита от атмосферного электричества**

Район расположения по интенсивности грозовой деятельности характеризуется как умеренный (с пиком грозовой активности в июне-июле месяце).

Опасность поражения молнией зданий и сооружений заключается:

- в первичном проявлении, т.е. прямом ударе молнии;
- во вторичном проявлении, т.е. электростатической и электромагнитной индукции (возникновения разности потенциалов и искрения на металлических конструкциях, оборудовании, трубопроводах и т.д.);
- в заносе высокого потенциала по проводам линий электропередач, токопроводящим коммуникациям, рельсам и др.

Категория защиты от молнии - третья. В качестве защиты здания турбинного цеха с неметаллической кровлей применяем отдельно стоящие стержневые молниеотводы.

Мероприятия по защите от молний указаны в СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [16].

### **5.3.3 Защита от электромагнитного и ионизирующего излучения**

Источниками ЭМП являются генераторы, трансформаторы, воздушные линии электропередач, кабельные линии, электрооборудование, оборудование КИПиА, персональные ЭВМ (на рабочем месте машиниста турбин).

Мероприятия по защите от воздействия электромагнитного излучения включают:

- ограждение и обозначение соответствующими предупредительными знаками зон с уровнем влияния электромагнитных полей, превышающим предельно допустимые (ОРУ, ЗРУ);
- заземление всех изолированных от земли крупногабаритных объектов, к которым возможно прикосновение персонала;
- уменьшение составляющих напряженностей электрического и магнитного полей в зоне индукции, в зоне излучения - уменьшение плотности потока энергии, если позволяет данный технологический процесс или оборудование;
- защита временем (ограничение время пребывания в зоне источника электромагнитного поля);
- метод экранирования рабочего места или источника излучения электромагнитного поля;

Изм.	Лист			Подпись	Дата

*ДП-14010165 ПЗ*

Лист

62

- рациональная планировка рабочего места относительно истинного излучения электромагнитного поля;
- применение средств предупредительной сигнализации;
- применение средств индивидуальной защиты.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) магнитных полей регламентирует СанПиН 2.2.4.1191-03 "Электромагнитные поля в производственных условиях" в зависимости от времени пребывания персонала для условия общего и локального воздействия, приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Предельно допустимые уровни общего воздействия магнитных полей при частоте электрического тока 50 Гц по СанПиН 2.2.4.1191–03 [17].

Время пребывания, ч	Допустимые уровни магнитного поля, Н [А/м] / В [мкТл], при воздействии	
	общем	локальном
≤1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Источниками ионизирующего излучения в природе являются космическое излучение, а также излучение от земли, почвы, горных пород и так далее. Источниками на ТЭС являются в основном уголь и зола.

Ионизирующее излучение в турбинном цехе не значительно и не оказывает влияние на здоровье работников.

### 5.3.4 Защита от теплового излучения

В турбинном цехе в результате технологического процесса имеет место тепловое излучение от турбин, трубопроводов и теплообменного оборудования.

Нормирование теплового излучения производится в соответствии с СанПиН 2.2.4.548–96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" [18].

Характеристика работы машиниста-обходчика по турбинному оборудованию:

К категории IIа относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151–200 ккал/ч (175–232 Вт), связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения.

В целях защиты работающих от возможного перегревания, при температуре воздуха на рабочих местах выше допустимых величин, время пребывания на рабочих местах (непрерывно или суммарно за рабочую смену) ограничено. При

этом среднесменная температура воздуха, при которой работающие находятся в течение рабочей смены на рабочих местах и местах отдыха, не выходит за пределы допустимых величин температуры воздуха для соответствующих категорий работ.

Индекс тепловой нагрузки среды (ТНС-индекс) является эмпирическим показателем, характеризующим сочетанное действие на организм человека параметров микроклимата (температуры, влажности, скорость движения воздуха и теплового облучения).

Значения ТНС-индекса не выходят за пределы величин, рекомендуемых в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Рекомендуемые величины интегрального показателя тепловой нагрузки среды (ТНС-индекса) для профилактики перегревания организма

Категория работ по уровню энергозатрат	Величины интегрального показателя, °С
IIa (175-232)	20,5–25,1

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 в таблице 5.3 представлены допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников.

Таблица 5.3 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м <sup>2</sup> , не более
50 и более	35
25–50	70
не более 25	100

На рабочих местах, связанных с выделением тепла, в соответствии с ГОСТ 12.4.123 ССБТ "Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования" предусмотрены следующие меры [19]:

- теплозащитные экраны в тех местах, где наблюдается превышающее нормативное значение выделение тепла;
- сигнальная окраска трубопроводов;
- тепловая изоляция горячих поверхностей;
- аэрация, воздушное душирование, вентиляция, кондиционирование;
- спецодежда.

### **5.3.5 Защита от травмирования движущимися частями машин и механизмов**

Незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, движущиеся заготовки и материалы повышают вероятность травмирования.

Для безопасности работы вблизи работающего производственного оборудования в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" предусматривается [20]:

- защитное ограждение оборудования по ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ "Оборудование производственное. Ограждения защитные". На период ремонта вместо снятого ограждения следует выполнять временное. Лестницы и площадки ограждены перилами высотой не менее 1 м с бортовыми элементами по низу перил не менее 0,14 м в соответствии с ГОСТ 23120-78 "Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия". Расстояние от уровня площадки до верхнего перекрытия – не менее 2 м.

- звуковая, световая сигнализация и знаки безопасности, предупредительные плакаты по ГОСТ Р 12.4.026-2001 ССБТ "Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний".

### **5.3.6 Безопасность эксплуатации подъемных сооружений**

В турбинном цехе для перемещения грузов используются мостовые краны. Основными факторами, определяющими опасность грузоподъемных кранов для людей и оборудования при производстве подъемно-транспортных работ, являются:

- движущиеся детали и механизмы;
- перемещаемые грузы;
- работа на высоте;
- возможность поражения электрическим током;
- влияние других объектов на работу кранов;
- высокие или низкие температуры окружающего воздуха.

Для организации безопасной эксплуатации ПС, обеспечения содержания ПС в работоспособном состоянии и безопасных условий их работы, в соответствии с приказом № 533 от 12 ноября 2013 года “Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности “Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения”:

- устанавливаем порядок периодических осмотров, технических обслуживаний и ремонтов, обеспечивающих содержание ПС, рельсовых путей, грузозахватных органов, приспособлений и тары в работоспособном состоянии;
- обеспечиваем установленный порядок аттестации (специалисты) и допуска к самостоятельной работе (персонал) с выдачей соответствующих удостоверений,

в которых указывается тип ПС, а также виды работ и оборудования, к работам на которых они допущены;

- разрабатываем должностные инструкции для специалистов и производственные инструкции для персонала, журналы, программы выполнения планово-предупредительных ремонтов, ППР, ТК, схемы строповки, складирования;

- обеспечиваем наличие у специалистов ФНП “Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения”, должностных инструкций и руководящих указаний по безопасной эксплуатации ПС, а у персонала - производственных инструкций;

- создаем условия неукоснительного выполнения специалистами требований ФНП “Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения”, должностных инструкций, а персоналом - производственных инструкций.

Места производства погрузочно-разгрузочных работ оборудованы знаками безопасности ГОСТ Р 12.4.026-2001.

Работы выполняются в соответствии с ГОСТ12.3.009.ССБТ "Работы погрузочные. Общие требования безопасности" и ГОСТ19433 "Погрузочно-разгрузочные работы и перевозка опасных грузов".

## **5.4 Производственная санитария**

### **5.4.1 Микроклимат производственных помещений**

Помещение турбинного цеха характеризуется:

- повышенной температурой;
- наличие теплового излучения;
- повышенной относительной влажностью.

Предусмотренные мероприятия обеспечивают параметры микроклимата в соответствии с нормами, представленными в таблицах 5.4 и 5.5.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» и СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений», значения температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха устанавливаются для рабочей зоны производственных помещений в зависимости от категории тяжести выполняемой работы и периода года [18].

Таблица 5.4 – Оптимальные нормы микроклимата рабочей зоны турбинного цеха

Период года	Категория работ, Вт	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	IIa (175 - 232)	19-21	40-60	0,2
Теплый	IIa (175 - 232)	20-22	40-60	0,2

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 5.5, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 5.5.

Для обеспечения нормального микроклимата в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 предусматривается следующее:

- вентиляция приточно-вытяжная по СНиП 41-01-03 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
- установка систем воздушного отопления совмещенных с вентиляцией;
- герметизация технологического оборудования.

Таблица 5.5 – Допустимые нормы микроклимата рабочей зоны турбинного цеха

Период года	Категория работ, Вт	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин		для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	IIa (175 - 232)	17-18,9	21,1-23	15-75	0,1	0,3
Теплый	IIa (175 - 232)	18-19,9	22,1-27	15-75	0,1	0,4

#### 5.4.2 Вредные вещества в воздухе рабочей зоны

Вредные вещества ускоряют развитие утомляемости человека, увеличивают число ошибок, совершаемых им на производстве, являются причиной профессиональных заболеваний.

Источником выделения вредных веществ в турбинном цехе являются испарения и аэрозоли различных химических веществ и т.д. В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 и ГН-2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» устанавливается класс опасности и предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

В целях профилактики неблагоприятного воздействия вредных веществ на организм человека и нормализации санитарно-гигиенического состояния воздушной среды используются:

- максимально возможная герметизация источников выделения вредных веществ;
- автоматизация и механизация технологических процессов;
- вентиляция;

- уборка помещений и оборудования от осевшей пыли;
- контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны в сроки, установленные Роспотребнадзором;
- обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты органов дыхания, кожного покрова и так далее.

Предельно допустимая концентрация вредных веществ в турбинном цехе приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ

Наименование вещества	Агрегатное состояние	Характер воздействия на организм человека	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88
Гидразин гидрат	п	Паралитическое действие	0,1	I
Турбинное масло	а	Поражение центральной нервной системы, кроветворных органов. Нарушение обменных процессов.	3	V
Марганец в сварочных аэрозолях при его содержании	до 20 %	а	0,2	II
	от 20 до 30 %		0,1	

### 5.4.3 Освещение

Гигиенические нормы и требования к освещению регламентируются СП 52.13330-2011 «Естественное и искусственное освещение» [22]. В цехе применяется совмещённое освещение (сочетание естественного и искусственного освещения). Естественное освещение - освещение дневным светом через боковые оконные проёмы (боковая система освещения). В тёмное время суток применяется искусственное освещение.

Искусственное освещение применяется следующих систем:

- комбинированная система;
- общая система.

Источники искусственного освещения: лампы накаливания, лампы газоразрядные во взрывобезопасном исполнении.

Виды искусственного освещения:

- рабочее, для освещения помещения в соответствии с характером выполняемых работ;
- дежурное и охранное;
- аварийное (не менее 5% рабочего освещения), для продолжения работ при отключении рабочего освещения (питание от независимого источника энергии, аккумуляторных батарей):
  - эвакуационное, по основным проходам и лестничным клеткам;
  - резервное, для продолжения работы в случае отключения рабочего освещения.

Обязательное аварийное освещение оборудуется в следующих местах:



- щиты и пульты управления;
- площадки и лестницы;
- водоуказательные и измерительные приборы;
- насосные помещения.

При необходимости часть светильников рабочего или аварийного освещения используется для дежурного освещения. Нормируемые характеристики освещения в помещениях и вне зданий обеспечиваются как светильниками рабочего освещения, так и совместным действием с ними светильников аварийного освещения.

Для искусственного освещения помещений осуществляется применением двух систем – общее (равномерное и локализованное) и комбинированное. Рабочее освещение предусмотрено для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта.

Для искусственного освещения использованы энергоэкономичные источники света, с наибольшей световой отдачей и сроком службы.

Источники освещения:

- лампы типа ДРЛ-250, ДРЛ-500;
- люминесцентные лампы;
- светодиодные лампы.

Световые приборы для общего и местного освещения со светодиодами имеют защитные углы или рассеиватели, исключающие попадание в поле зрения работающего прямого излучения.

Зрительные работы делятся на разряды и подразряды. Предусмотренные мероприятия обеспечивают параметры освещения в соответствии с нормами освещенности рабочих мест по СП 52.13330.2011, представленными в таблице 5.7.

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

*ДП-14010165 ПЗ*

*Лист*

*69*

Таблица 5.7 – Нормы освещенности рабочих мест по СП 52.13330.2011

Наименование объекта	Характер работы (разряд зрительной работы)	Размер объекта, мм	Подразряд зрительной работы	Характеристика фона	Искусственное освещение Освещенность, лк					Естественное освещение		Совмещенное освещение	
					При системе комбинированного освещения		при системе общего освещения	Сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации		КЕО, е <sub>н</sub> , %			
					всего	в том числе от общего		Р	К <sub>п</sub> , %	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении
Шкалы измерительных приборов	Наблюдение за показаниями приборов (разряд IV)	0,5–1	Б	Средний Темный	500	200	200	40	20	4	1,5	2,4	0,9
Турбинный цех	Наблюдение за технологическим процессом (разряд VII)	Более 5	–	Независимо от характеристик фона	–	–	200	40	20	3	1	1,8	0,6

#### 5.4.4 Производственный шум

Источником механического шума в турбинном цехе являются редукторы оборудования, насосы. Источником аэродинамического и гидродинамического шума в турбинном цехе являются турбины, арматура, установки БРОУ, паропроводы и прочие трубопроводы. Шум в турбинном цехе является постоянным и оказывает значительное влияние на слуховой аппарат человека.

В соответствии со СНиП 23–03–2003 «Защита от шума» допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот приведены в таблице 5.8 [23].

Таблица 5.8 – Нормативные значения уровней шума

Назначение помещений или территорий	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										Уровень звука LA (эквивалентный уровень звука LA <sub>экв</sub> ), дБА	Максимальный уровень звука L <sub>Амакс</sub> , дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000			
Помещения с постоянными рабочими местами производственных предприятий, территории предприятий с постоянными рабочими местами (турбинный цех)	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	95	
Рабочие помещения диспетчерских служб, кабины наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону, участки точной сборки, телефонные и телеграфные станции, залы обработки информации на ЭВМ (щит управления турбины)	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65	75	

Для защиты от шума по ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» предусмотрено:

- рациональное размещение оборудования;
- своевременный плановый и предупредительный ремонт оборудования;
- звукопоглощающая облицовка;
- звукоизолирующие кожухи, экраны, кабины;
- использование индивидуальных средств защиты по ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» (наушники, беруши, комбинированные каски с наушниками и т. д.);
- дистанционное управление шумным оборудованием.

#### 5.4.5 Вибрация

В помещении турбинного цеха присутствует общая технологическая вибрация. Вибрация возникает при работе машин и агрегатов с возвратно-поступательным движением деталей, механизмами ударного действия. К источникам вибрации относятся турбоагрегаты, насосы, электродвигатели.

Вибрация, воздействующая на человека, нормируется отдельно для каждого установленного направления в каждой октавной полосе по СН 2.2.4/2.1.8.566-96". Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных

зданий. Санитарные нормы". В соответствии со СН 2.2.4/2.1.8.566–96 зависимость нормы вибрации на рабочем месте от частоты представлены в таблице 5.9 [24].

Таблица 5.9 – Нормы общей вибрации на рабочем месте в среднегеометрических частотах (СН 2.2.4/2.1.8.566-96)

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения виброускорения по осям $X_0$ , $Y_0$ , $Z_0$			
	м/с <sup>2</sup>		дБ	
	1/3 окт.	1/1 окт.	1/3 окт.	1/1 окт.
1,6	0,089	0,14	99	103
2,0	0,079		98	
2,5	0,070		97	
3,15	0,063	0,10	96	100
4,0	0,056		95	
5,0	0,056		95	
6,3	0,056	0,10	95	100
8,0	0,056		95	
10,0	0,070		97	
12,5	0,089	0,20	99	106
16,0	0,110		101	
20,0	0,140		103	
25,0	0,180	0,40	105	112
31,5	0,220		107	
40,0	0,280		109	
50,0	0,350	0,79	111	118
63,0	0,450		113	
80,0	0,560		115	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,10		100

Для защиты от вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация» и ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования» предусматривается:

- своевременный плановый и предупредительный ремонт оборудования;
- вибропоглощающие фундаменты, виброизоляция (пружины, резиновые подкладки и так далее);
- вибродемпфирующие материалы на оборудовании;
- рациональное размещение оборудования;
- дистанционное управление вибрирующим оборудованием.

Технические требования регламентирует СанПиН 2.2.2.540-96 "Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ".

## 5.5 Предупреждение аварийных ситуаций

### 5.5.1 Предупреждение аварий и взрывов технологического оборудования

На ГРЭС используются легковоспламеняющиеся и взрывоопасные вещества, а также в производственном процессе участвуют оборудование, работающее под давлением, рабочей средой в которых является пар или горячая вода. Нарушение технологического процесса может привести к аварии или взрыву оборудования, например:

- тепловые и механические перегрузки оборудования (котельных установок и турбин);
- нарушение режима работы оборудования;
- неисправности контрольно-измерительных приборов и средств диспетчеризации технологического управления и т.д.

Для обеспечения безопасной работы оборудования и персонала предусмотрены:

- общие требования безопасности к рабочим местам;
- ограждение лестничных площадок;
- дистанционное управление;
- предохранительные устройства;
- обеспечение оборудования средствами защиты, блокировки и сигнализации;
- расположение оборудования, электродвигателей, сигнализации и других устройств так, чтобы их установка исключала возможность взрыва и пожара.

#### 5.5.1.1 Обеспечение взрывопожарной безопасности производства

Турбинный цех по пожарной безопасности относится к категории А (СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»), по степени огнестойкости II. Пределы огнестойкости конструкций для II класса огнестойкости (СНиП 21–01–97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» [25]) приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Предел огнестойкости строительных конструкций

Степень огнестойкости здания	Предел огнестойкости строительных конструкций, не менее					
	Несущие элементы	Наружные стены	Перекрытия	Покрытия бесчердачные	Лестничные клетки	
					Площадки, стены	Марши лестниц
II	R 90	E 15	REI 45	RE 15	REJ 90	R 60

Изм.	Лист		Подпись	Дата
------	------	--	---------	------

ДП–14010165 ПЗ

Лист

73



работников организаций", утвержденные Приказом МЧС России от 12 декабря 2007 № 645.

Система оповещения людей о пожаре с автоматическим управлением и возможностью реализации множества вариантов организации эвакуации из каждой зоны оповещения в соответствии с СП 3-13130-2009. Существует аварийная вентиляция на случай возникновения пожара. Предусмотрена схема наружного и внутреннего пожарного водоснабжения с двумя независимыми вводами. На всех отметках размещено по несколько пожарных кранов. По всей территории на всех отметках установлены щиты с размещением первичных средств пожаротушения ЩП-В, а в местах с токоведущими проводниками ЩП-Е.

Кабельные каналы и секции оснащены автоматической системой пожаротушения распыленной водой, противопожарными преградами (двери, проемы) и автоматической сигнализацией.

#### 5.5.1.2 Техническое освидетельствование сосудов

Безопасная работа сосудов, находящихся под давлением (СРД), обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, включающих в себя: конструкция сосудов, применяемые материалы и технологии, в том числе и при ремонтных работах, обеспечивают конструктивную прочность сосудов. Эксплуатация сосудов ведется в строгом соответствии с приказом № 116 от 25 марта 2014 года “Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности “Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением”. Персонал, занятый обслуживанием сосудов, должен быть надлежащим образом обучен и аттестован.

Требования к техническому освидетельствованию сосудов указаны в ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Объем, методы и периодичность технических освидетельствований сосудов (за исключением баллонов) должны быть определены изготовителем и указаны в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

Освидетельствование баллонов должно быть проведено по методике, утвержденной разработчиком конструкции баллонов, в которой должны быть указаны периодичность освидетельствования и нормы браковки.

Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование сосудов, подлежащих учету в территориальном органе Ростехнадзора, проводят уполномоченная специализированная организация, а также лицо, ответственное за осуществление производственного контроля за эксплуатацией сосудов, работающих под давлением, совместно с ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию в сроки, установленные в руководстве (инструкции) по эксплуатации или указанные в таблице 5.13.

Таблица 5.13 – Периодичность технического освидетельствования СРД, регистрируемых в органах Ростехнадзора

Скорость коррозии, мм/год	Периодичность освидетельствования	
	Ответственный на предприятии (наружный и внутренний осмотр) Наружный и внутренний осмотр	Гидравлическое испытание пробным давлением
Не более 0,1	4 года	8 лет
Более 0,1	4 года	8 лет
Регенеративные подогреватели	После двух капитальных ремонтов, но не реже одного раза в 12 лет	

Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование сосудов, не подлежащих учету в территориальном органе Ростехнадзора, проводит лицо, ответственное за осуществление производственного контроля за эксплуатацией сосудов, работающих под давлением, совместно с ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию в сроки, установленные в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

Минимальный объем первичного технического освидетельствования сосудов включает:

а) проведение визуального и измерительного контроля с внутренней (при доступности) и наружной поверхностей сосуда;

б) контроль толщины стенок элементов сосудов, работающих под давлением коррозионноагрессивных сред, если это установлено в руководстве (инструкции) по эксплуатации и (или) предусмотрено в проектной документации ОПО с учетом специфики технологического процесса, в котором используются сосуды;

в) проверку соответствия монтажа, обвязки технологическими трубопроводами, оснащения контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами сосуда требованиям проектной и технической документации;

г) проведение гидравлических испытаний.

При техническом освидетельствовании сосудов допускается применение иных методов неразрушающего контроля, в том числе метод акустической эмиссии.

При первичном техническом освидетельствовании допускается не проводить осмотр внутренней поверхности и гидравлическое испытание сосуда, поставляемого в собранном виде, если это установлено в требованиях руководства (инструкции) по эксплуатации и не нарушены указанные в нем сроки и условия консервации.

Объем внеочередного технического освидетельствования определяется причинами, вызвавшими его проведение.



При проведении внеочередного освидетельствования в паспорте сосуда должна быть указана причина, вызвавшая необходимость в таком освидетельствовании.

Перед проведением осмотра (визуального и измерительного контроля) внутренней поверхности сосуда, иных работ внутри сосуда и его гидравлического испытания сосуд должен быть остановлен, охлажден (отогрет), освобожден от заполняющей его рабочей среды с проведением вентилирования (продувки) и нейтрализации, дегазации (при необходимости), отключен от источников питания и всех трубопроводов, соединяющих сосуд с источниками давления или другими сосудами и технологическим оборудованием.

Порядок проведения указанных работ в зависимости от свойств рабочей среды, конструкции сосуда, особенностей схемы его включения и технологического процесса и требований, должен быть установлен в производственной инструкции или в иной документации по безопасному ведению работ (технологический регламент, инструкция), утвержденной эксплуатирующей и (или) уполномоченной специализированной организацией, осуществляющей выполнение указанных работ.

Продувка сосуда, работающего под давлением воздуха или инертных газов, до начала выполнения работ внутри его корпуса осуществляется воздухом, продувка сосуда, работающего под давлением горючих газов, - инертным газом и (или) воздухом. Окончание продувки, в необходимых случаях с учетом свойств рабочей среды определяют по результатам анализа среды внутри сосуда после продувки.

Сосуды, работающие с токсичными веществами, до начала выполнения работ внутри, в том числе перед визуальным и измерительным контролем, должны подвергаться тщательной обработке (нейтрализации, дегазации).

Отключение сосуда от всех трубопроводов, соединяющих его с источниками давления или другими сосудами и технологическим оборудованием, осуществляют установкой заглушек в разъемных соединениях или путем их непосредственного отсоединения от подводящих и отводящих трубопроводов в местах разъемных соединений с установкой заглушек на фланцах трубопроводов. Поверхности сосудов до начала осмотра должны быть очищены от отложений и грязи для проведения визуального и измерительного контроля.

По требованию лица, проводящего освидетельствование, футеровка, изоляция и другие виды защиты должны быть удалены, если имеются признаки, указывающие на возможное наличие дефектов, влияющих на безопасность использования сосуда (визуально видимые механические повреждения; деформация; нарушения целостности футеровки, изоляции и защитной оболочки корпуса; нарушение герметичности корпуса сосуда или его защитной оболочки по показаниям приборов). В случае, если конструкцией сосуда и (или) особенностью технологического процесса не предусмотрена возможность удаления изоляции и других защитных устройств корпуса с последующим восстановлением, то диагностирование возможного наличия дефектов в недоступных для осмотра местах со снятием защитного покрытия или иными методами должно

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

77



Оборудование и его элементы, в которых при гидравлическом испытании выявлены дефекты, после их устранения подвергают повторным гидравлическим испытаниям пробным давлением.

Сосуды, работающие под давлением сред, отнесенных к 1-й группе согласно ТР ТС 032/2013, до пуска в работу после окончания технического освидетельствования и иных работ должны подвергаться эксплуатирующей организацией испытанию на герметичность воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему давлению, в соответствии с инструкцией, утвержденной эксплуатационной организацией.

#### 5.5.1.3 Техническое освидетельствование трубопроводов

Для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала регламент работ предусмотрен ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

Требования к техническому освидетельствованию сосудов указаны в ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Трубопроводы пара и горячей воды при проведении технического освидетельствования должны подвергаться:

а) наружному осмотру и гидравлическому испытанию - перед пуском вновь смонтированного трубопровода, после реконструкции и ремонта трубопровода, связанного со сваркой и термической обработкой, а также перед пуском трубопровода после его нахождения в состоянии консервации свыше двух лет;

б) наружному осмотру - в процессе эксплуатации в горячем и холодном состоянии с периодичностью, установленной в настоящем разделе.

При техническом освидетельствовании трубопроводов также допускается применение методов неразрушающего контроля.

Не подвергаются гидравлическому испытанию пароперепускные трубопроводы в пределах турбин и трубопроводы отбора пара от турбины до задвижки при условии оценки их состояния с применением не менее двух методов неразрушающего контроля в объеме, установленном в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование трубопроводов пара и горячей воды, подлежащих учету в территориальных органах Ростехнадзора, проводит уполномоченная специализированная организация. Периодическое освидетельствование трубопроводов проводят не реже одного раза в три года, если иные сроки не установлены в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования совместно с ответственным за производственный контроль должны проводить осмотр трубопровода перед проведением и после окончания планового

ремонта, но не реже 1 раза в 12 месяцев (если нет иных указаний по срокам проведения в руководстве (инструкции) по эксплуатации), а также если характер и объем ремонта не вызывают необходимости внеочередного освидетельствования.

Техническое освидетельствование трубопроводов, не подлежащих учету в органах Ростехнадзора, проводит лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Техническое освидетельствование (первичное, периодическое, внеочередное) и ревизию технологических трубопроводов проводят в соответствии с требованиями проектной и технологической документации, руководства (инструкции) по эксплуатации.

При проведении технического освидетельствования трубопроводов следует уделять внимание участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом или в проходных и полупроходных каналах, может быть произведен без снятия изоляции, однако, в случае появления у лица, проводящего осмотр, сомнений относительно состояния стенок или сварных швов трубопровода, лицо, проводящее осмотр, вправе потребовать частичного или полного удаления изоляции.

Наружный осмотр трубопроводов при прокладке в непроходных каналах или при бесканальной прокладке производится путем вскрытия грунта отдельных участков и снятия изоляции не реже чем через каждые два километра трубопровода, если иное не предусмотрено в проектной документации и руководстве (инструкции) по эксплуатации трубопровода.

При проведении гидравлического испытания трубопровода должны быть выполнены соответствующие требования подраздела "Гидравлическое (пневматическое) испытание" раздела III ФНП. Сосуды, являющиеся неотъемлемой частью трубопровода (не имеющие запорных органов - неотключаемые по среде), испытывают тем же давлением, что и трубопроводы.

Для проведения испытания трубопроводов, расположенных на высоте свыше 3 метров, должны устраиваться подмости или другие приспособления, обеспечивающие возможность безопасного осмотра трубопровода.

Гидравлическое испытание может быть заменено двумя видами контроля (радиографическим и ультразвуковым) в случаях контроля качества соединительного сварного стыка трубопровода с трубопроводом действующей магистрали, трубопроводами в пределах котла или иного технологического оборудования (если между ними имеется только одна отключающая задвижка), а

также при контроле не более двух неразъемных сварных соединений, выполненных при ремонте.

Трубопроводы, работающие под давлением сред, отнесенных к группе 1-й согласно ТР ТС 032/2013, должны дополнительно подвергаться эксплуатирующей организацией испытанию на герметичность воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему давлению, в порядке, установленном инструкцией, утвержденной эксплуатирующей организацией.

При гидравлическом испытании трубопровод считают выдержавшим испытание, если не будет обнаружено:

- а) течи, потения в сварных соединениях и в основном металле;
- б) видимых остаточных деформаций;
- в) трещин или признаков разрыва;
- г) падения давления по манометру.

### 5.5.2 Обеспечение устойчивости объекта в чрезвычайных ситуациях

Устойчивость работы турбинного цеха и в целом ГРЭС обеспечивается техническими и организационными мероприятиями, позволяющими не допустить возникновения чрезвычайных ситуаций, а при их возникновении не допустить развития и максимально быстро ликвидировать последствия.

Обеспечение надежной защиты работающих достигается следующими основными способами:

- регулярного проведения противопожарных и противоаварийных учений оперативного персонала и плановые проверки по предупреждению и ликвидации ЧС;

- указания в инструкциях по эксплуатации оборудования возможных чрезвычайных ситуаций, регламентирующих действия работников при их возникновении;

- строительство защитных сооружений для персонала (убежище), представляющее собой автономный подземный комплекс, рассчитанный на 400 чел. Для обеспечения жизнедеятельности укрывшихся от ЧС работников станции в убежище необходимо предусмотреть медицинские, хозяйственные и жилые блоки, автономную систему вентиляции помещения с тремя режимами, дизель-генераторную установку, пункт выдачи СИЗ;

- технических мероприятий, позволяющих не допустить возникновения чрезвычайных ситуаций, а при их возникновении не допустить развития и максимально быстро ликвидировать последствия.

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

## 5.6 Индивидуальное задание

В качестве индивидуального задания необходимо произвести расчёт виброизоляции, в качестве которого выбраны пружины, для конденсатного насоса массой 815 кг и частотой вращения 3000 об/мин.

Определяем частоты вынужденных колебаний двигателя, Гц

$$f = \frac{n}{60}, \quad (5.1)$$

$$f = \frac{3000}{60} = 50.$$

Собственную частоту двигателя рассчитываем по формуле, Гц

$$f_0 \leq \frac{f}{3 \div 4}, \quad (5.2)$$

$$f_0 = \frac{50}{3} = 16,67.$$

Находим коэффициент передачи

$$КП = \frac{1}{(f / f_0)^2 - 1}, \quad (5.3)$$

$$КП = \frac{1}{(50/16,67)^2 - 1} = \frac{1}{8}.$$

Оптимальное соотношение КП –  $1/8 \div 1/15$ . Задавшись предварительно количеством пружин, равным 6, рассчитаем жёсткость пружин по формуле, Н/м

$$q = \frac{P}{g \cdot N_n} (2\pi \cdot f_0)^2, \quad (5.4)$$

где  $P$  – общий вес вибрирующего агрегата, Н;  
 $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $N_n$  – количество пружин, шт;

$$q = \frac{7995,1}{9,81 \cdot 6} (2 \cdot 3,14 \cdot 16,67)^2 = 1,49 \cdot 10^6.$$

Статическую нагрузку на одну пружину вычисляем по формуле, Н

$$P_{cm} = \frac{P}{N_n}, \quad (5.5)$$

$$P_{cm} = \frac{7995,1}{6} = 1332,5.$$

С запасом или неравномерностью распределения веса 15%  $P_{ст} = 1532,4$  Н. Определяем диаметр проволоки пружины по формуле, м

$$d = \sqrt{\frac{K \cdot P_{cm} \cdot C}{[\tau_{кр}]}}, \quad (5.6)$$

где  $K$  – коэффициент пружины, принимаем  $K = 1,3$ ;

$C$  – индекс пружины, принимаем  $C = 7$ ;

$[\tau_{кр}]$  – допустимое напряжение сдвига при кручении пружины,  $\text{Н/м}^2$ , принимаем по таблице 5.2 [22], приняв предварительно марку проволоки 50ХФА, с допустимым напряжением сдвига  $[\tau_{кр}] = 3,92 \cdot 10^8 \text{ Н/м}^2$  и модулем упругости  $G_y = 7,7 \cdot 10^{10} \text{ Н/м}^2$ ;

$$d = \sqrt{\frac{1,3 \cdot 1532,4 \cdot 7}{3,92 \cdot 10^8}} = 0,006.$$

Диаметр проволоки принимаем 1 см. Определяем диаметр пружины по формуле, м

$$D = C \cdot d, \quad (5.7)$$

$$D = 6 \cdot 0,01 = 0,06.$$

Число витков пружины, согласно зависимости

$$i = \frac{G_y \cdot d}{8 \cdot C^3 \cdot q}, \quad (5.8)$$

$$i = \frac{7,7 \cdot 10^{10} \cdot 0,01}{8 \cdot 7^3 \cdot 1,49 \cdot 10^6} = 0,19.$$

Принимаем количество витков, равное 1. Полное число витков пружины будет составлять  $1 + 1,5 = 2,5$  витка.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассмотрен вопрос реконструкции Красноярской ГРЭС-2 с целью максимально задействовать мощности производственных отборов турбин ПТ-135 и получить дополнительную выработку электроэнергии при работе приключенного турбоагрегата.

Проанализировав существующие нагрузки и потребность в электрической и тепловой энергии была выбрана турбина марки К-110-1,6, работающая на мятом паре.

По результатам оценки экономической эффективности, срок окупаемости проекта реконструкции составляет шесть лет.

Выполнен расчёт принципиальной тепловой схемы и технико-экономических показателей существующих турбоагрегатов ПТ-135/165-130/15 и К-110-1,6. Выбрано оборудование в пределах тепловой схемы турбины К-110-1,6.

Рассмотрены принцип действия флотационных установок и конструкция флотаторов, установленных на ГРЭС.

В дипломном проекте также рассмотрены вопросы безопасности расширяемого объекта и выполнен расчет виброизоляции конденсатного насоса.

С учетом полученных результатов, данный проект реконструкции имеет высокую экономическую и техническую привлекательность.

						<i>ДП-14010165 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
							84
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>			<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Продукция и услуги: Приключенные паровые турбины. – Режим доступа [http://www.utz.ru/cgi-bin/catalog/viewpos.cgi?in\\_id=14&section=1](http://www.utz.ru/cgi-bin/catalog/viewpos.cgi?in_id=14&section=1).
- 2 Обоснование решения по составу оборудования ТЭЦ: Метод. указания для студентов спец. 0305 «Тепловые электрические станции» /Сост. А.Н. Симоненко; КрПИ. Красноярск, 1986.
- 3 Трухний А. Д. Стационарные паровые турбины: учеб. / А. Д. Трухний. - 2-е изд. перераб. и доп.— М.: Энергоатомиздат, 1990. - 640 с.
- 4 Костюк А. Г. Турбины ТЭС и АЭС. Учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. и доп. / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин, А. Д. Трухний. – М.: «МЭИ», 2001. – 448 с.
- 5 Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара: Учеб. для вузов / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – М.: Энергия, 1980. – 424с.
- 6 Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / В.Я. Рыжкин – М.: «Энергоатомиздат», 1987. – 328 с.
- 7 Михайленко, С.А. Тепловые электрические станции: учебное пособие. 2-е изд. испр. / С.А. Михайленко, А.П. Цыганок. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 302 с.
- 8 Бойко Е. А., Шпиков А. А. - Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов). - КГТУ, Красноярск, 2003. - 230 с.
- 9 Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы: Справочник / Под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – 2-е изд. перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
- 10 Фрог Б. Н., Левченко А. П. Водоподготовка: Учебн. пособие для вузов. - Москва: Издательство МГУ, 1996. - 680 с.
- 11 Колот В.В. Безопасность проектируемого объекта: Метод. указания по дипломному проектированию для студентов направления подготовки дипломированных специалистов 650800 – «Теплоэнергетика» / В.В. Колот, О.Н. Ледаева. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. – 16 с.
- 12 ГОСТ 12.0.003 Опасные и вредные производственные факторы. –Введ. 18.11.1974. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002 – 4 с.
- 13 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – Введ. 09.04.2003. – М.: ЗАО "Энергосервис", 2003 – 268 с.
- 14 ГОСТ Р 50571.3-2009 Электроустановки низковольтные. – Введ. 10.12.2009. – М.: Стандартиформ, 2011 – 24 с.
- 15 ГОСТ 12.1.030 Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – Введ. 01.07.1982. – М.: Стандартиформ, 1996. – 32 с.
- 16 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ. 30.06.2003. –М.: ОАО "НТЦ "Промышленная безопасность", 2006. – 59 с.
- 17 СанПиН 2.2.4.1191–03 Электромагнитные поля в производственных условиях. – Введ. 30.01.2003. – М.: Стандартиформ, 2003. – 23 с.

Изм.	Лист		Подпись	Дата	

ДП-14010165 ПЗ

Лист

85

18 СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введ. 01.10.1996. – М.: Стандартинформ, 1996. – 39 с.

19 ГОСТ 12.4.123 Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования. – Введ. 01.01.1984. – М.: Стандартинформ, 2003. – 31 с.

20 ГОСТ 12.2.003 Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Введ. 06.06.1991. – М.: Стандартинформ, 2003. – 57 с.

21 ГОСТ 12.1.005 Санитарно–гигиеническое нормирование воздуха рабочей зоны. – Введ. 29.09.1988. – М.: Стандартинформ, 2004. – 23 с.

22 СП 52.13330.2011 Свод правил: естественное и искусственное освещение. – Введ. 20.05.2011 г.

23 СНиП 23–03–03 Защита от шума. – Введ. 30.06.2003. – М.: Стандартинформ, 2003. – 19 с.

24 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Вибрация. Методы и средства защиты. – Введ. 31.10.1996 г.

25 СНиП 21–01–97 Пожарная безопасность зданий и сооружений. – дата Введ. 01.01.1998. – М.: Стандартинформ, 1998. – 41 с.

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>		<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	