

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт: Электронного обучения  
Специальность: 140101 Тепловые электрические станции  
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

<b>Тема работы</b>
<b>ПРОЕКТ СЕТЕВОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ЭНЕРГОБЛОКА 200 МВт ПОВЫШЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ</b>

УДК 621.184.4:621.311.22

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<b>3-6302</b>	<b>Полуянов Григорий Владимирович</b>		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>доцент кафедры АТЭС</b>	<b>Воробьев А.В.</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>доцент кафедры менеджмента</b>	<b>А.А. Фигурко</b>	<b>к.э.н., доцент</b>		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</b>	<b>А.А. Сечин</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>Старший преподаватель кафедры автоматизации технологических процессов</b>	<b>Ю.К. Атрошенко</b>	<b>-</b>		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций</b>	<b>Мартышев В.Н.</b>	<b>-</b>		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>Зав. кафедрой атомных и тепловых электростанций</b>	<b>А.С. Матвеев</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

Томск – 2016 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Электронного обучения  
Специальность подготовки **140101 Тепловые электрические станции**  
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН  
А.С. Матвеев

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**дипломного проекта**  
(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-6302	Полуянову Григорию Владимировичу

Тема работы:

<b>Проект сетевой подогревательной установки энергоблока 200 МВт повышенной эффективности</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	<b>№1814/С от 10.03.2016г.</b>

Срок сдачи студентом выполненной работы:	<b>30 мая 2016 года</b>
--	-------------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Целью работы является обоснование реконструкции сетевой подогревательной установки энергоблока мощностью 200 МВт для повышения эффективности его работы. Объектом исследования в работе является сетевая подогревательная установка энергоблока мощностью 200 МВт. Предмет исследования - факторы, определяющие эффективность работы сетевой подогревательной установки ПТУ тип К-200-130
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Описание характеристик основного и вспомогательного оборудования энергоблока мощностью 200 МВт</li> <li>2. Составление и расчет базовой тепловой схемы ПТУ на номинальный режим балансовым методом</li> <li>3. Поверочный тепловой расчет сетевых подогревателей с гладкими и негладкими трубками</li> <li>4. Конструкторский тепловой расчет сетевых подогревателей с негладкими трубками</li> <li>5. Оценка экономического эффекта реконструкции</li> <li>6. Заключение</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Технологическая схема энергоблока - 1 л. формата А1</li> <li>2. Развернутая схема паротурбинной установки - 1 л. формата А1</li> <li>3. Компоновочные чертежи - 1 л. формата А1</li> <li>4. Сборочные чертежи сетевых подогревателей - 2 л. формата А1</li> <li>5. Схема КИП - 1 л. формата А1</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	<b>Фигурко А.А., доцент кафедры менеджмента</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Сечин А.А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</b>
<b>Автоматизация технологических процессов</b>	<b>Атрошенко Ю.К., старший преподаватель кафедры автоматизации технологических процессов</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
<b>Реферат</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	<b>29 января 2015 года</b>
---	----------------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Воробьев А.В.	к.т.н.		03.03.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6302	Полуянов Григорий Владимирович		03.03.2016

Студенту:

<b>Группа</b> 3-6302	<b>ФИО</b> Полуянову Григорию Владимировичу
-------------------------	--

<b>Институт</b> Уровень образования	<b>Электронного обучения</b> Инженер	<b>Кафедра</b> Направление/специальность	<b>АТЭС</b> 140101 Теплоэнергетика и теплотехника
--	---	---	---

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:
  - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации)
  - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
  - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:
  - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
  - действие фактора на организм человека;
  - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
  - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем - индивидуальные защитные средства)

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности
  - механические опасности (источники, средства защиты);
  - термические опасности (источники, средства защиты);
  - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты)

- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

3. Охрана окружающей среды:
  - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
  - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
  - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы)

4. Защита в чрезвычайных ситуациях:
  - перечень возможных ЧС на объекте;
  - выбор наиболее типичной ЧС;
  - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС

5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:
  - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
  - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры БЖД	Сечин А.А	К.Т.Н.		03.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6302	Полуянов Григорий Владимирович		03.03.2016

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**

**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-6302	Полуянову Григорию Владимировичу

<b>Институт</b>	<b>Электронного обучения</b>	<b>Кафедра</b>	<b>АТЭС</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Инженер</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>140101 Тепловые электрические станции</b>

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<i>1. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Цена топлива - 8500 руб/т Ср. зарплата – 480000 руб/год Кап. вложения - 31,1 млн. руб</i>
<i>2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общий режим налогообложения</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла</i>
<i>2. Определение капиталовложений в реконструкцию</i>
<i>3. Определение годовых эксплуатационных расходов</i>
<i>4. Расчет экономической эффективности проекта</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>10.03.2016</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент кафедры менеджмента	Фигурко А. А.	к.э.н., доцент		10.03.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-6302	Полуянов Г.В.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на 88 стр., 12 рисунков, 12 таблиц, 2 приложения, 5 листов графического материала.

Ключевые слова: ЭНЕРГОБЛОК, СЕТЕВОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЬ, ТЕПЛООБМЕН, ТРУБКИ, РЕГЕНЕРАЦИЯ, ПАР.

Объектом исследования в работе является сетевая подогревательная установка энергоблока мощностью 200 МВт.

Цель работы - обоснование реконструкции сетевой подогревательной установки энергоблока мощностью 200 МВт для повышения эффективности его работы.

В процессе выполнения работы был произведен анализ методов и конструкторских решений интенсификации теплообмена в сетевом подогревателе.

Полученные результаты показали эффективность проекта, а также экономическую целесообразность применения выбранного метода реконструкции.

Эффективность проекта заключается в уменьшении объема теплообменного аппарата при неизменных значениях тепловой мощности.

Проведен анализ вредных факторов проектируемой производственной среды.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord 2007, шрифтом TimesNewRoman 14 через 1,5 интервала. Для оптимизации расчетов использовался программный продукт Microsoft Excel 2007. Для расчета свойств воды и водяного пара использовалась программа WaterStreamPro 6.0. Компьютерная графика выполнена с помощью программного комплекса АСКОН Компас-3D v.16.





## 1 ОПИСАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ЭНЕГРОБЛОКА

При составлении краткого описания воспользуемся источниками [7] и [8].

В блоке с конденсационной турбоустановкой К-200-130 ЛМЗ на докритические параметры пара может использоваться как прямоточный, так и барабанный котел. Блок выполнен с промежуточным перегревом пара, поскольку начальное давление пара составляет 12,75 МПа, конечное – 2...3,5 кПа. Принимаем конечное давление:  $p_k = 3,33$  кПа.

На рисунке 1 приведена расчетная схема энергоблока.

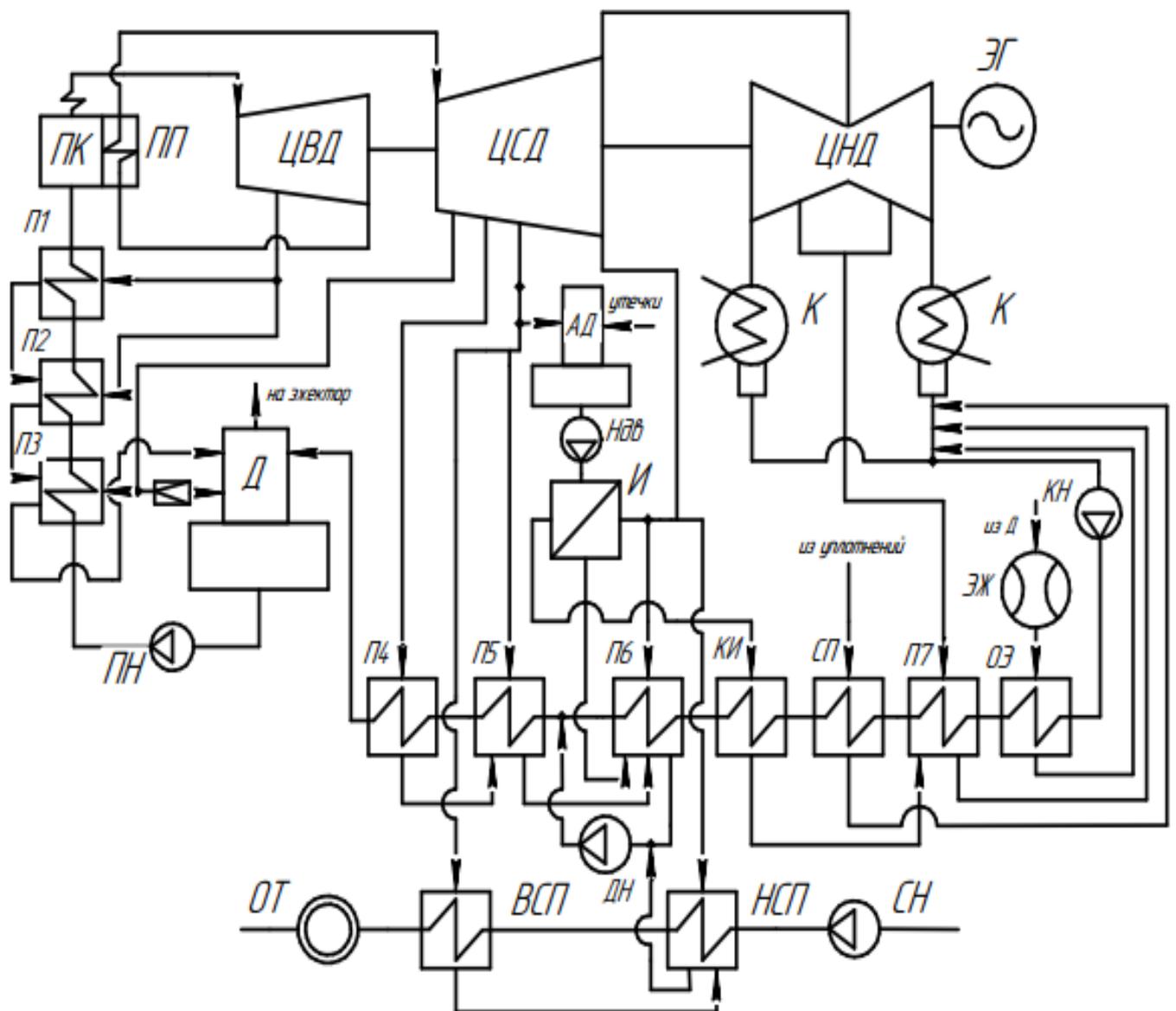


Рисунок 1 - Расчетная схема энергоблока К-200-130







## 2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Задачей расчета тепловой схемы в данном проекте является определение потоков пара, конденсата и воды, с целью выбора сетевого подогревателя, а также определения показателей тепловой экономичности. Значения давлений пара в отборах определим в соответствии с оптимальным распределением регенеративного подогрева воды по ступеням.

Воспользуемся методикой расчета приведенной в [8]. Расчетная тепловая схема изображена на рисунке 1.

### 2.1 Расчет давлений в отборах

По давлению в деаэраторе  $P_0=0,6$  МПа, находим температуру насыщения, энтальпию и удельный объем воды:

$$t_{s0}=f(P_0)=158,8 \text{ }^\circ\text{C}; h'_0 = f(P_0)=670,5 \text{ кДж/кг}; v_0 = f(P_0)=0,0011006 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Повышение энтальпии питательной воды определяем по формуле:

$$\Delta h_{nn} = v_0 \cdot (P_{не} - P_0) \cdot 10^3, \quad (2.1)$$

где  $P_{не}$ ,  $P_0$  – давления питательной воды и в деаэраторе в МПа;

$$P_{не}=(1,2 \div 1,5) \cdot P_0=(1,2 \div 1,5) \cdot 12,75=15,3 \div 19,13 \text{ МПа};$$

Принимаем  $P_{не}=17$  МПа;

$$\Delta h_{nn} = 0,0011006 \cdot (17 - 0,6) \cdot 10^3 = 18 \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия питательной воды после питательного насоса  $h_{nn}$ :

$$h_{nn}=h'_0 + \Delta h_{nn}=670,5+18=688,5 \text{ кДж/кг}. \quad (2.2)$$

Температура питательной воды после питательного насоса ( $t_{nn}$ ) по определяется  $h_{nn}$  и  $P_{не}$ :

$$t_{nn} = t_{не}^{ex} = f(P_{не}, h_{nn}) = 160,7 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Подогрев питательной воды в группе ПВД ( $\Delta t_{ПВД}$ ):

$$\Delta t_{ПВД} = t_{не}^{блх} - t_{не}^{ex} = 239 - 160,7 = 78,3 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (2.3)$$

Подогрев питательной воды в одном подогревателе ( $\Delta t_{jПВД}$ ):

$$\Delta t_{jПВД} = \frac{\Delta t_{ПВД}}{n} = \frac{78,3}{3} = 26,1^\circ\text{C}. \quad (2.4)$$

Температуры питательной воды на выходе из подогревателей:

$$t_{нв3} = t_{нн} + \Delta t_{jПВД} = 160,7 + 26,1 = 186,8^\circ\text{C}; \quad (2.5)$$

$$t_{нв2} = t_{нв3} + \Delta t_{jПВД} = 186,8 + 26,1 = 212,9^\circ\text{C}. \quad (2.6)$$

Температура основного конденсата на входе в деаэратор ( $t_{ок4}$ ):

$$t_{ок4} = t_{сд} - \Delta t_{Д}, \quad (2.7)$$

где  $\Delta t_{Д}$  - подогрев основного конденсата в деаэраторе, принимается в режиме проектирования равным 12...15 °С. Принимаем  $\Delta t_{Д} = 15^\circ\text{C}$ ;

$$t_{ок4} = 158,8 - 15 = 143,8^\circ\text{C}.$$

Температура основного конденсата на входе в ПНД 7  $t'_{ок7}$ :

$$t'_{ок7} = t_{ск} + \Delta t_{оэ}, \quad (2.8)$$

где  $t_{ск}$  - температура насыщения при давлении в конденсаторе,  $t_{ск} = f(P_{к}) = 25,8^\circ\text{C}$ ,  $\Delta t_{оэ}$  - подогрев основного конденсата в охладителях эжекторов, принимается равным 1,5 °С:

$$t'_{ок7} = 25,8 + 1,5 = 27,3^\circ\text{C}.$$

Подогрев питательной воды в группе ПНД:

$$\Delta t_{ПНД} = t_{ок4} - t'_{ок7} = 143,8 - 27,3 = 116,5^\circ\text{C}. \quad (2.9)$$

Подогрев питательной воды в одном подогревателе ( $\Delta t_{jПНД}$ ):

$$\Delta t_{jПНД} = \frac{\Delta t_{ПНД}}{n} = \frac{116,5}{5} = 23,3^\circ\text{C}. \quad (2.10)$$

Температуры основного конденсата на выходе из ПНД, конденсатора испарителя и сальникового подогревателя:

$$t_{ок7} = 27,3 + 23,3 = 50,6^\circ\text{C};$$

$$t_{сн} = 50,6 + 1,5 = 52,1^\circ\text{C};$$

$$t_{ни} = 52,1 + 23,3 = 75,4^\circ\text{C};$$

$$t_{ок6} = 75,4 + 23,3 = 98,7^\circ\text{C};$$

$$t_{ок5} = 97,8 + 23 = 120,8^\circ\text{C};$$

$$t_{ок4} = 120,8 + 23 = 143,8^\circ\text{C}.$$

Давления пара в подогревателях находится по температуре насыщения, которая определяется как:

$$t_s = t_g + \delta t, \quad (2.11)$$

где  $\delta t$  - недогрев до температуры насыщения.

Принимаем недогревы: в ПВД  $4^\circ\text{C}$ , в ПНД:  $2^\circ\text{C}$ .

Находим температуру насыщения и давлений в каждом подогревателе:

$$t_{s1} = t_{н61} + \delta t = 239 + 4 = 243^\circ\text{C}; P_{s1} = f(t_{s1}) = 3,53 \text{ МПа};$$

$$t_{s2} = t_{н62} + \delta t = 212,9 + 4 = 216,9^\circ\text{C}; P_{s2} = f(t_{s2}) = 2,19 \text{ МПа};$$

$$t_{s3} = t_{н63} + \delta t = 186,8 + 4 = 190,8^\circ\text{C}; P_{s3} = f(t_{s3}) = 1,28 \text{ МПа};$$

$$t_{s4} = t_{ок4} + \delta t = 143,8 + 2 = 145,8^\circ\text{C}; P_{s4} = f(t_{s4}) = 0,42 \text{ МПа};$$

$$t_{s5} = t_{ок5} + \delta t = 120,8 + 2 = 122,8^\circ\text{C}; P_{s5} = f(t_{s5}) = 0,22 \text{ МПа};$$

$$t_{s6} = t_{ок6} + \delta t = 97,8 + 2 = 99,8^\circ\text{C}; P_{s6} = f(t_{s6}) = 0,1 \text{ МПа}$$

$$t_{s7} = t_{ок7} + \delta t = 50,3 + 2 = 52,3^\circ\text{C}; P_{s7} = f(t_{s7}) = 0,013 \text{ МПа}.$$

Давления пара в отборах турбины определяются как:

$$P_{омб} = 1,05 \cdot P_s.$$

$$P_1 = 1,05 \cdot P_{s1} = 1,05 \cdot 3,53 = 3,71 \text{ МПа};$$

$$P_2 = 1,05 \cdot P_{s2} = 1,05 \cdot 2,19 = 2,3 \text{ МПа};$$

$$P_3 = 1,05 \cdot P_{s3} = 1,05 \cdot 1,28 = 1,34 \text{ МПа};$$

$$P_4 = 1,05 \cdot P_{s4} = 1,05 \cdot 0,42 = 0,44 \text{ МПа};$$

$$P_5 = 1,05 \cdot P_{s5} = 1,05 \cdot 0,22 = 0,23 \text{ МПа};$$

$$P_6 = 1,05 \cdot P_{s6} = 1,05 \cdot 0,1 = 0,105 \text{ МПа};$$

$$P_7 = 1,05 \cdot P_{s7} = 1,05 \cdot 0,013 = 0,023 \text{ МПа}.$$

## 2.2 Построение процесса расширения пара в турбине

Определяем точку 0 с заданными параметрами пара  $P_0 = 12,75 \text{ МПа}$  и  $t_0 = 565^\circ\text{C}$  перед стопорным клапаном турбины и энтальпию:

$$h_0 = 3513 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Определяем точку  $0'$  за стопорными и регулирующими клапанами турбины на пересечении энтальпии  $h_0$  с давлением  $P'_0$ .  $P'_0$  меньше  $P_0$  на величину потери от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующем (РК) клапанах ( $3 \div 5\%$  от  $P_0$ ) и определяется как:

$$P'_0 = 0,95 \cdot P_0 = 0,96 \cdot 12,75 = 12,25 \text{ МПа.}$$

Определяем энтальпию точки  $2t$  в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЦВД:

$$h_{2t} = 2997 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Располагаемый теплоперепад ЦВД:

$$H_0^{ЧВД} = h_0 - h_{2t} = 3513 - 2997 = 516 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (2.12)$$

Действительный теплоперепад ЦВД:

$$H_i^{ЧВД} = H_0^{ЧВД} \cdot \eta_{0i}^{ЧВД} = 516 \cdot 0,845 = 436 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (2.13)$$

Энтальпия  $h_2 = h_0 - H_i^{ЧВД} = 3513 - 436 = 3077 \text{ кДж/кг}$  на пересечении с  $P_2 = 2,3 \text{ МПа}$  дает точку 2 в конце действительного процесса в ЦВД.

На пересечении процесса  $0'-2$  с изобарой  $P_1 = 3,71 \text{ МПа}$ , определим энтальпию в первом отборе турбины:

$$h_1 = 3202 \text{ кДж/кг.}$$

Определяем энтальпию после промперегрева и находим точку пп:

$$h_{nn} = 3612 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; s_{nn} = 7,594 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Определяется давление  $P'_{nn}$  на входе в ЦСД, с учетом потерь давления в отсечных клапанах:

$$P'_{nn} = P_{nn} \cdot (0,96 \dots 0,98) = 2,08 \cdot 0,976 = 2 \text{ МПа.}$$

На пересечении  $h_{nn}$  и  $P'_{nn}$  определяется точка пп' на входе в ЦСД.

Определяем давление пара за ЦСД (для рассматриваемой схемы это  $p_6$ ) и точку  $6t$  в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЦСД:

$$h_{6t} = 2780 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Располагаемый теплоперепад ЦСД:

$$H_0^{ЧСД} = h_m - h_{6t} = 3612 - 2780 = 832 \text{ кДж/кг}. \quad (2.14)$$

Действительный теплоперепад ЦСД:

$$H_i^{ЧСД} = H_0^{ЧСД} \cdot \eta_{0i}^{ЧСД} = 832 \cdot 0,882 = 733,8 \text{ кДж/кг}. \quad (2.15)$$

Энтальпия 6-го отбора:  $h_6 = h_{цсд} - H_i^{ЧСД} = 3612 - 733,8 = 2878,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ , на пересечении с  $P_6 = 0,105$  МПа дает точку 6 в конце действительного процесса в ЦСД. На пересечении процесса pp'-6 с изобарами  $P_3 = 1,34$  МПа,  $P_4 = 0,44$  МПа,  $P_5 = 0,23$  МПа, определяем энтальпии в третьем  $h_3$ , четвертом  $h_4$  и пятом  $h_5$  отборах турбины:

$$h_3 = 3500 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; h_4 = 3192 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; h_5 = 3037 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определяем давление на входе в ЦНД  $P'_6$  с учетом потерь давления  $2 \div 5\%$  в перепускных паропроводах как:

$$P'_6 = (0,95 \div 0,98) \cdot P_6 = 0,952 \cdot 0,105 = 0,1 \text{ МПа}.$$

На пересечении  $h_6$  с  $P'_6$  определяется точка  $6'$  на входе в ЦНД.

Определяется давление пара на выходе из ЦНД  $P'_k$  с учетом потери давления в выхлопном патрубке турбины, которая составляет  $2 \div 5\%$  от давления в конденсаторе  $P_k$ .

$$P'_k = (1,02 \div 1,05) \cdot P_k = 1,03 \cdot 0,0033 = 0,0034 \text{ МПа}.$$

Находим теоретическую точку  $kt$  в конце изоэнтروпийного процесса расширения пара в ЦНД и энтальпию:

$$h_{kt} = 2343 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Располагаемый теплоперепад ЦНД:

$$H_0^{ЦНД} = h_6 - h_{kt} = 2878,2 - 2343 = 535,2 \text{ кДж/кг}. \quad (2.16)$$

Действительный теплоперепад ЦНД:

$$H_i^{ЦНД} = H_0^{ЦНД} \cdot \eta_{0i}^{ЦНД} = 535,2 \cdot 0,866 = 463,5 \text{ кДж/кг}. \quad (2.17)$$



Значения давлений отборов определены расчетом, а энтальпий при построении процесса расширения пара в турбине.

Значения давлений в подогревателях определены расчетом, как  $P_{п}=0,95 \cdot P_{отб}$ . Для конденсатора давление задано.

Температура и энтальпия дренажа подогревателей равны параметрам насыщения. Значения температуры насыщения  $t_s = t_n$  определены в расчетах. Значения энтальпий кипящей воды  $h'$  определяются по давлению в подогревателях  $P_{п}$ .

Значение температур питательной воды, основного конденсата и сетевой воды определены в расчетах. Для деаэратора, конденсатора и сетевого подогревателя температура воды и основного конденсата равна температуре насыщения.

Значение давления питательной воды определено  $P_{пв}=17$  МПа, давление основного конденсата  $P_{ок} = (1,3...1,5) \cdot P_{д} = 0,9$  МПа, давление сетевой воды  $P_{св}=1,0...1,5$  МПа = 1,0 МПа. Принимаем без учета гидравлических потерь в подогревателях.

Таблица 1 - Параметры пара, воды и конденсата

Элементы тепловой схемы	Пар в отборе		Пар в подогреват.	Дренаж греющего пара		Питат. вода, основн. конденсат			Уд. работа	Коэфф. Недовыр. мощ.
	$P_{отб}$	$h$		$t_n$	$h'$	$t_{пв}$	$P_{пв}$	$h_{пв,ок,св}$		
	МПа	$\frac{кДж}{кг}$	°С	$\frac{кДж}{кг}$	°С	МПа	$\frac{кДж}{кг}$	$\frac{кДж}{кг}$	-	
П1	3,71	3202	3,53	243	1052	239	17	1035	311	0,810
П2	2,3	3077	2,19	216,9	929,3	212,9	17	916,3	436	0,733
П3	1,34	3500	1,28	190,8	811,1	186,8	17	801,1	547	0,665
Д	1,34	3500	0,6	158,8	670,4	158,8	0,6	670,5	547	0,665
П4	0,44	3192	0,42	145,8	614,1	143,8	0,9	605,8	855	0,478
П5	0,23	3037	0,22	122,8	513,6	120,3	0,9	505,6	1011	0,381
П6	0,105	2878	0,1	99,8	418,3	97,8	0,9	410,4	1170	0,284
КИ			0,041	76,8	321,5	74,8	0,9	313,8		
СП			0,014	53,8	216,9	51,8	0,9	217,6		
П7	0,023	2648	0,013	52,3	219	50,3	0,9	211,4	1400	0,143
ОЭ			0,0041	29,3	122,8	27,3	0,9	115,3		
К	0,00333	2414	0,00333	25,8	108,2	25,8	0,0033	108,2	1634	
И	0,105	2878	0,1	99,8	418,3					
ВСП	0,23	3037	0,22	122,8	513,6	120	1	504,3	1011	0,381
НСП	0,105	2878	0,1	99,8	418,3	95	1	398,7	1170	0,284

Значение энтальпии питательной воды, основного конденсата и сетевой воды определяются по соответствующим значениям температур и давлений.

Значение удельной работы 1 кг пара, идущего в  $j$ -й отбор турбины, определяется по формуле:  $H_j = h_0 - h_j$ .

Коэффициент недовыработки мощности паром, идущим в  $j$ -й отбор турбины, определяется по формуле:

$$y_j = (H_i - H_j) / H_i. \quad (2.19)$$

## 2.3 Расчет элементов тепловой схемы

### 2.3.1 Сетевая подогревательная установка

Исходя из технических соображений, сетевые подогреватели подключаем:

верхний сетевой подогреватель (ВСП) – V отбор турбины;

нижний сетевой подогреватель (НСП) – VI отбор турбины.

Принимаем температурный график теплосети 120/70, и температуры сетевой воды на выходе из сетевых подогревателей:

$$t_{\text{нсп}} = 95^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{всп}} = 120^\circ\text{C}.$$

Температура насыщения в сетевых подогревателях равна температуре дренажа греющего пара из соответствующих отборов турбины:

$$t_s^{\text{нсп}} = 99,8^\circ\text{C};$$

$$t_s^{\text{всп}} = 122,8^\circ\text{C}.$$

Находим давления в сетевых подогревателях как  $P_s = 0,95 \cdot P_{\text{отб}}$ :

$$P_s^{\text{нсп}} = 0,1 \text{ МПа};$$

$$P_s^{\text{всп}} = 0,22 \text{ МПа}.$$

Целью расчета является определение расхода сетевой воды  $G_{\text{св}}$ , расходов пара из отборов турбины на ВСП  $D_{\text{всп}}$  и НСП  $D_{\text{нсп}}$ .

Расчет этой схемы следует начать с разбивки полной тепловой нагрузки  $Q_{\text{от}}$  по ступеням подогрева сетевой воды  $Q_{\text{всп}}$  и  $Q_{\text{нсп}}$ , учитывая, что тепловая

нагрузка любого подогревателя при постоянной теплоемкости воды  $C_v$  пропорциональна нагреву воды в ней. Откуда следует, что:

$$\frac{Q_{от}}{t_{nc} - t_{oc}} = \frac{Q_{всп}}{t_{всп} - t_{нсп}} = \frac{Q_{нсп}}{t_{нсп} - t_{oc}} = G_{св} \cdot C_v, \quad (2.20)$$

где  $t_{nc}=t_{всп}$ ,  $t_{oc}$  – температуры прямой на входе в теплосеть и обратной на выходе сетевой воды.

Это уравнение позволяет определить  $G_{св}$  и тепловую нагрузку каждого сетевого подогревателя в отдельности:  $Q_{всп}$  и  $Q_{нсп}$ . Заданная отопительная нагрузка отборов  $Q_{от}=150\text{МВт}$ .

$$\frac{150000}{120 - 70} = \frac{Q_{всп}}{120 - 95} = \frac{Q_{нсп}}{95 - 70} = G_{св} \cdot 4,22;$$

$$G_{св} = 710,9 \text{ кг/с}; Q_{всп} = 75\text{МВт}; Q_{нсп} = 75\text{МВт}.$$

Расходы греющего пара из отборов на ВСП и НСП определяется из уравнений их тепловых балансов:

$$\text{ВСП: } D_{\text{ВСП}} \cdot (h_{\text{всп}} - h'_{\text{всп}}) \cdot \eta_n = Q_{\text{всп}} \quad (2.21)$$

$$\text{НСП: } [D_{\text{НСП}} \cdot (h_{\text{нсп}} - h'_{\text{нсп}}) + D_{\text{орНСП}} \cdot (h'_{\text{всп}} - h'_{\text{нсп}})] \cdot \eta_n = Q_{\text{НСП}} \quad (2.22)$$

где:  $h_{\text{всп}}, h_{\text{нсп}}$  – энтальпии греющего пара отборов;

$h'_{\text{всп}}, h'_{\text{нсп}}$  – энтальпии дренажей НСП и ВСП (все эти энтальпии имеются

в таблице 1).

Расходы пара на сетевые подогреватели:

$$D_{\text{ВСП}} = \frac{75000}{(3037 - 513,6) \cdot 0,98} = 30,33 \text{ кг/с};$$

$$[D_{\text{НСП}} \cdot (2878 - 418,3) + 30,33 \cdot (513,6 - 418,3)] \cdot 0,98 = 75000 \text{ кВт};$$

$$D_{\text{НСП}} = 29,94 \text{ кг/с};$$

$$D_{\text{орНСП}} = 30,33 + 29,94 = 60,27 \text{ кг/с}.$$

### 2.3.2 Предварительная оценка расхода пара на турбину

Для расчета тепловой схемы в относительных единицах необходимо все расходы, полученные при расчете схем отпуска пара и тепла в абсолютных единицах  $D_{всп}$ ,  $D_{нсп}$ , в относительные  $\alpha_{всп}$ ,  $\alpha_{нсп}$ . Необходимый при этом расход  $D_0$  можно приближенно оценить по формуле

$$D_0' = K_p \cdot \left[ \frac{N_э \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_g} + \sum (D_j \cdot Y_j) \right], \quad (2.23)$$

где:  $N_э$  – заданная электрическая мощность в МВт;

$H_i$  – действительный теплоперепад турбины в кДж/кг ;

$\eta_m$ ,  $\eta_g$  – КПД механический и электрогенератора (могут быть приняты 0,98-0,995);

$D_j$  – расходы пара из отборов турбины на сетевые подогреватели ВСП, НСП в кг/с;

$Y_j$  – коэффициенты недовыработки мощности соответствующих отборов из таблицы 1;

$K_p$  – коэффициент регенерации, зависящий от многих факторов и находится в пределах от 1 до 1,4. Примем  $K_p=1,2$

$$D_0' = 1,2 \cdot \left[ \frac{200 \cdot 10^3}{1633,3 \cdot 0,9801} + 30,33 \cdot 0,381 + 29,94 \cdot 0,284 \right] = 173,26 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Определим относительные расходы пара на сетевые подогреватели:

$$\alpha_{всп} = \frac{D_{всп}}{D_0'} = \frac{30,33}{173,26} = 0,1750; \quad (2.24)$$

$$\alpha_{нсп} = \frac{D_{нсп}}{D_0'} = \frac{29,94}{173,26} = 0,1728; \quad (2.25)$$

$$\alpha_{др.сп} = \frac{60,27}{173,26} = 0,3479.$$

### 2.3.3 Расчет атмосферного деаэратора

Энтальпия добавочной воды на входе в деаэратор:

$$h_{дв} = 4,19 \cdot t_{дв},$$

где  $t_{\text{дв}} = 10 \div 12$  °С - температура добавочной воды.

Относительный расход добавочной воды, компенсирующей потери рабочего тела на ТЭС, определяется в общем случае как:

$$\alpha_{\text{дв}} = \alpha_{\text{вн}} + \alpha_{\text{внеш}} = 0,01, \quad (2.26)$$

где  $\alpha_{\text{вн}}$  – относительные внутренние потери рабочего тела, определяются как:

$$\alpha_{\text{вн}} = \alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{в}} + \alpha_{\text{пи}}, \quad (2.27)$$

где:  $\alpha_{\text{ут}}$  – относительный расход утечек, принимается 0,005-0,012;

$\alpha_{\text{в}}$  – относительный расход продувочной воды - отсутствует;

$\alpha_{\text{пи}}$  – относительный расход продувки испарителя, отсутствует;

$$\alpha_{\text{вн}} = 0,01.$$

$\alpha_{\text{внеш}}$  – относительные внешние потери рабочего тела, в нашей схеме отсутствуют.

Принимаем расход добавочной воды:  $\alpha_{\text{дв}} = 0,01$ ;

$$t_{\text{дв}} = 11,93, \quad h_{\text{дв}} = 4,19 \cdot 11,93 = 50 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Уравнение теплового и материального балансов для деаэратора:

$$\alpha_{\text{д5}} + \alpha_{\text{д6}} = \alpha'_{\text{д6}}; \quad (2.28)$$

$$\alpha_{\text{д5}} \cdot h_5 + \alpha_{\text{д6}} \cdot h_{\text{д6}} = \alpha'_{\text{д6}} \cdot h_{\text{д6}}^* / \eta_{\text{С}}, \quad (2.29)$$

где:  $h_5 = 3037$  кДж/кг - энтальпия греющего пара пятого отбора;

$h_{\text{д6}}^* = f(P_{\text{сд2}}) = 439,3$  кДж/кг - энтальпия воды на выходе из деаэратора, принимается по стандартному рабочему давлению для атмосферных деаэраторов 0,12 МПа,  $\eta_{\text{С}} = 0,99$  - КПД деаэратора.

$$\alpha_{\text{д5}} + 0,01 = \alpha'_{\text{д6}};$$

$$\alpha_{\text{д5}} \cdot 3037 + 0,01 \cdot 50 = \alpha'_{\text{д6}} \cdot 439,3 / 0,99,$$

$$\alpha_{\text{д5}} = 0,0015;$$

$$\alpha'_{\text{д6}} = 0,0115.$$

### 2.3.4 Расчет испарителя

Испаритель служит для восполнения потерь рабочего тела дистиллятом, полученным из добавочной воды термическим способом. Расчетная схема испарителя представлена на рисунке 3.

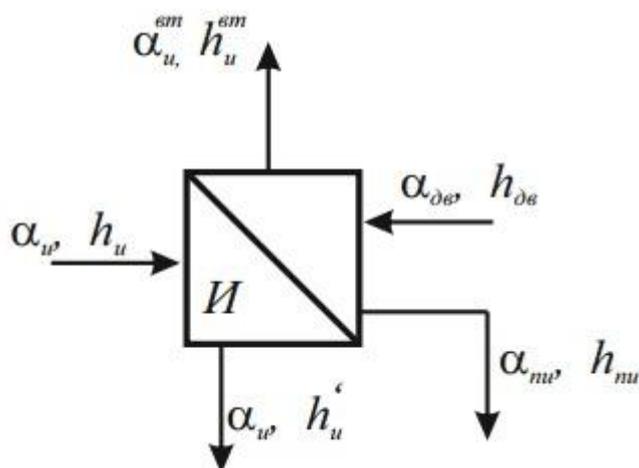


Рисунок 3 - Расчетная схема испарителя

Целью расчета испарителя является определение относительного расхода греющего пара из отбора турбины  $\alpha_u$ , который определяется при решении уравнения теплового баланса испарителя:

$$\alpha_u \cdot (h_u - h_u') \cdot \eta_n = \alpha_u^{sm} \cdot (h_u^{sm} - h_{дв}^*) + \alpha_{шт} \cdot (h_{шт}' - h_{дв}^*), \quad (2.30)$$

где  $h_u$ ,  $h_u'$  – энтальпии пара и дренажа для отбора, из которого пар поступает на испаритель, известны из таблицы 1;

$h_u^{sm}$ ,  $h_{шт}'$  – энтальпии вторичного пара и продувочной воды испарителя, определяются для состояния насыщения при температуре  $t_u^{sm}$ , которая принимается на 12-15°C меньше температуры насыщения греющего пара, взятой из таблицы для соответствующего отбора:

$$t_u^{sm} = 99,8 - 12 = 87,8^\circ\text{C};$$

$$h_u^{sm} = f(t_u^{sm}) = 2656 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{шт}' = f(t_u^{sm}) = 367,7 \text{ кДж/кг};$$

$h_{дв}^*$  – энтальпия добавочной воды на входе в испаритель, известна из расчета атмосферного деаэратора;

$\alpha_u^{em}$  - относительный расход вторичного пара из испарителя, определяется как:

$$\alpha_u^{em} = \alpha_{\delta\delta} - \alpha_{nu} = 0,0115 - 0,01 \cdot \alpha_u^{em}; \alpha_u^{em} = 0,0114, \quad (2.31)$$

где  $\alpha_{\delta\delta}$  - относительный расход добавочной (питательной) воды испарителя,  $\alpha_{nu}$  - относительный расход продувочной воды испарителя, определяется как,  $\alpha_{nu} = 0,01 \cdot \alpha_u^{em} = 0,0001$ .

Подставляем известные величины в уравнение (2.29) и находим  $\alpha_u$ :

$$\alpha_u \cdot (2878 - 418,3) \cdot 0,98 = 0,0114 \cdot (2656 - 439,3) + 0,0001 \cdot (367,7 - 439,3);$$

$$\alpha_u = 0,0105.$$

### 2.3.5 Составление общих уравнений материального баланса

Материальные балансы по пару.

Относительный расход пара на турбину принимается:

$$\alpha_0 = 1.$$

Относительный расход пара на турбоустановку:

$$\alpha_{TY} = \alpha_0 = 1$$

Относительный расход пара из парогенератора равен:

$$\alpha_{ng} = \alpha_{TY} + \alpha_{ym} + \alpha_{ynl} = 1 + 0,01 + 0,04 = 1,05, \quad (2.32)$$

где:  $\alpha_{ynl}$  - расход пара из уплотнений турбины, принимается 0,02 ÷ 0,04,

$\alpha_{ym}$  - относительный расход утечек, принимается для ТЭС - 0,005...0,012.

Материальные балансы по воде.

Относительный расход питательной воды в парогенератор определяется как:

$$\alpha_{ПВ} = \alpha_{ng} + \alpha_{np} = 1,05 + 0 = 1,05, \quad (2.33)$$

где  $\alpha_{np}$  - относительный расход продувочной воды - отсутствует.

### 2.3.6 Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы

В тепловой схеме ТЭС сначала рассчитываются ПВД против хода питательной воды, потом деаэратор и затем группа ПНД от деаэратора к конденсатору.

Принимаем КПД поверхностных подогревателей  $\eta_n = 0,98$ .

#### 2.3.6.1 Расчет группы ПВД

Целью расчета группы ПВД является определение расходов греющего пара. Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 4.

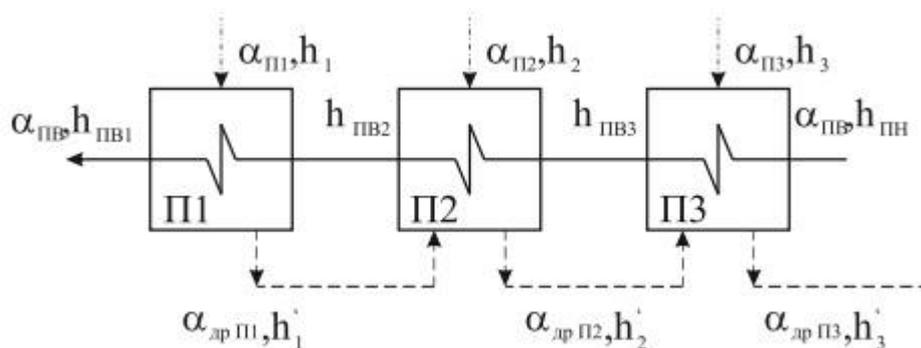


Рисунок 4 - Расчетная схема ПВД

Подогреватель П1

$$\left[ \alpha_{П1} \cdot (h_1 - h'_1) \right] \cdot \eta_n = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ1} - h_{ПВ2}), \quad (2.34)$$

где:  $\alpha_{П1}$  – относительный расход пара на подогреватель;

$$\left[ \alpha_{П1} \cdot (3202 - 1052) \right] \cdot 0,98 = 1,05 \cdot (1035 - 916,3);$$

$$\alpha_{П1} = 0,0592; \quad \alpha_{дрП1} = 0,0592.$$

Подогреватель П2

$$\left[ \alpha_{П2} \cdot (h_2 - h'_2) + \alpha_{дрП1} \cdot (h'_1 - h'_2) \right] \cdot \eta_n = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ2} - h_{ПВ3}); \quad (2.35)$$

$$\left[ \alpha_{П2} \cdot (3077 - 929,3) + 0,0592 \cdot (1052 - 929,3) \right] \cdot 0,98 = 1,05 \cdot (916,3 - 801,1);$$

$$\alpha_{П2} = 0,0541; \quad \alpha_{дрП2} = \alpha_{П2} + \alpha_{дрП1} = 0,0541 + 0,0592 = 0,1133.$$

Подогреватель ПЗ

$$\left[ \alpha_{ПЗ} \cdot (h_3 - h_3') + \alpha_{дрПЗ} \cdot (h_2' - h_3') \right] \cdot \eta_n = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВЗ} - h_{ПН}), \quad (2.36)$$

необходимо учесть повышение энтальпии в питательном насосе:

$$h_{ПН} = h_0' + \Delta h_{ПН} = 670,5 + 18 = 688,5 \text{ кДж/кг},$$

где  $\Delta h_{ПН} = 18 \text{ кДж/кг}$  (пункт 2.1);

$$\left[ \alpha_{ПЗ} \cdot (3500 - 811,1) + 0,1133 \cdot (929,3 - 811,1) \right] \cdot 0,98 = 1,05 \cdot (801,1 - 688,5);$$

$$\alpha_{ПЗ} = 0,0399;$$

$$\alpha_{дрПЗ} = \alpha_{ПЗ} + \alpha_{дрПЗ} = 0,0399 + 0,1133 = 0,1532.$$

### 2.3.6.2 Расчет деаэратора

Целью расчета деаэратора является определение расходов греющего пара  $\alpha_\delta$  из отборов турбины и основного конденсата  $\alpha_{ОК}$ . Эти расходы определяются путем решения уравнений материального и теплового балансов деаэратора. Расчетная схема деаэратора представлена на рисунке 5.

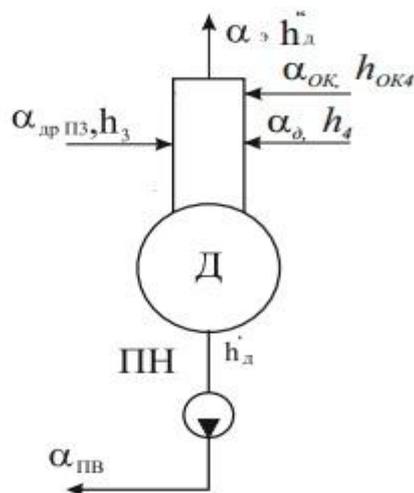


Рисунок 5 - Расчетная схема деаэратора

$$\alpha_\delta + \alpha_{дрПЗ} + \alpha_{ОК} = \alpha_{ПВ} + \alpha_\varepsilon, \quad (2.37)$$

где  $\alpha_3$  расход пара на эжектор  $\alpha_3 = 0,003$ .

$$\alpha_\partial + 0,1532 + \alpha_{OK} = 1,05 + 0,003;$$

$$\alpha_\partial = 1,05 + 0,003 - 0,1532 - \alpha_{OK} = 0,8998 - \alpha_{OK}.$$

$$\left( \alpha_\partial \cdot h_3 + \alpha_{дрПЗ} \cdot h_3' + \alpha_{OK} \cdot h_{OK4} \right) \cdot \eta_c = \alpha_{нс} \cdot h_\partial' + \alpha_3 \cdot h_\partial'', \quad (2.38)$$

где  $\eta_c$  - КПД смешивающего подогревателя, принимается равным 0,99.

$$\alpha_{OK} = 0,885;$$

$$\alpha_\partial = 0,8998 - 0,8850 = 0,0148.$$

### 2.3.6.3 Расчет группы ПНД

Особенностью расчета ПНД является необходимость учета точек ввода в линию основного конденсата различных потоков. В таких точках смешения происходит изменение расхода и энтальпии основного конденсата. Расчетная схема ПНД представлена на рисунке 6.

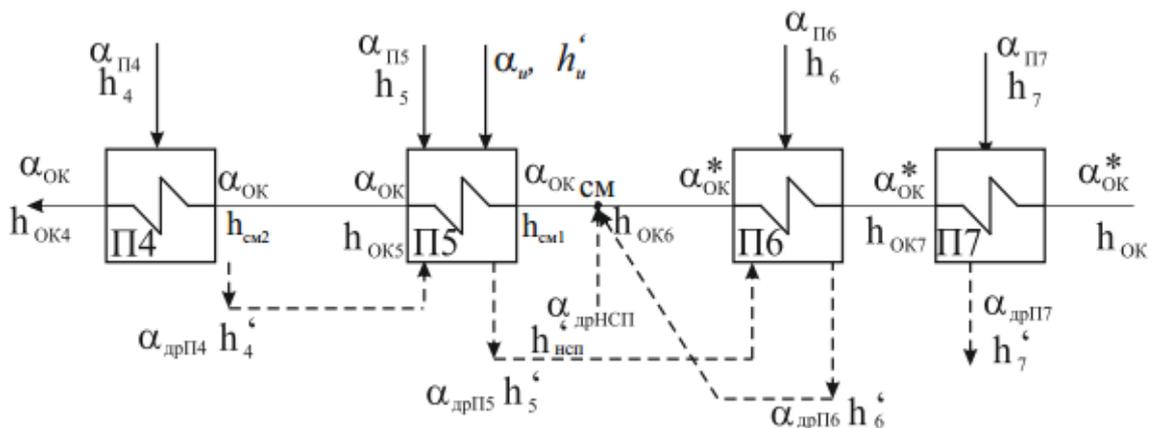


Рисунок 6 - расчетная схема ПНД

$$\alpha_{П4} \cdot (h_4 - h_4') \cdot \eta_n = \alpha_{OK} \cdot (h_{OK4} - h_{OK5}) \quad (2.39)$$

$$\alpha_{П4} \cdot (3192 - 614,5) \cdot 0,98 = 0,885 \cdot (605,8 - 505,6)$$

$$\alpha_{П4} = 0,0351$$

Подогреватель П5

$$\left[ \alpha_{П5} \cdot (h_5 - h_5') + \alpha_{\text{дрП4}} \cdot (h_4' - h_5') \right] \cdot \eta_n = \alpha_{OK} \cdot (h_{OK5} - h_{см}) \quad (2.40)$$

$$\left[ \alpha_{П5} \cdot (3037 - 513,6) + 0,0351 \cdot (614,4 - 513,6) \right] \cdot 0,98 = 0,885 \cdot (505,6 - h_{см})$$

$$\alpha_{П5} = 0,181 - 0,00036 \cdot h_{см}$$

$$\alpha_{\text{дрП5}} = \alpha_{П5} + \alpha_{\text{дрП4}} = 0,2161 - 0,00036 \cdot h_{см} \quad (2.41)$$

Точка смешения см:

$$\alpha_{OK}^* + \alpha_{\text{дрСП}} + \alpha_{\text{дрП6}} = \alpha_{OK} \quad (2.42)$$

$$\alpha_{OK}^* = 0,885 - 0,3479 - \alpha_{\text{дрП6}} = 0,5371 - \alpha_{\text{дрП6}}$$

$$\left[ \alpha_{OK}^* \cdot h_{OK6} + \alpha_{\text{дрСП}} \cdot h'_{нсп} + \alpha_{\text{дрП6}} \cdot h'_6 \right] \cdot \eta_c = \alpha_{OK} \cdot h_{см} \quad (2.43)$$

$$\left[ (0,5331 - \alpha_{\text{дрП6}}) \cdot 410,4 + 0,3479 \cdot 418,3 + \alpha_{\text{дрП6}} \cdot 418,3 \right] \cdot 0,99 = 0,885 \cdot h_{см};$$

$$360,67 + 7,82 \cdot \alpha_{\text{дрП6}} = 0,885 \cdot h_{см};$$

$$h_{см} = 407,54 + 8,84 \cdot \alpha_{\text{дрП6}}.$$

$$\alpha_{\text{дрП5}} = 0,2161 - 0,00036 \cdot (407,54 + 8,84 \cdot \alpha_{\text{дрП6}}) = 0,069 - 0,0032 \cdot \alpha_{\text{дрП6}}$$

Подогреватель П6

$$\left[ \alpha_{П6} \cdot (h_6 - h_6') + \alpha_{\text{дрП5}} \cdot (h_5' - h_6') + \alpha_{И} \cdot (h_u' - h_6') \right] \cdot \eta_n = \quad (2.44)$$

$$= \alpha_{OK}^* \cdot (h_{OK6} - h_{КИ})$$

$$\left[ \alpha_{П6} \cdot (2878 - 418,3) + (0,069 - 0,0032 \cdot \alpha_{\text{дрП6}}) \cdot (513,6 - 418,3) + 0,0105 \cdot (418,3 - 418,3) \right] \cdot 0,98 = (0,5371 - \alpha_{\text{дрП6}}) \cdot (410,4 - 313,8);$$

$$2410,5 \cdot \alpha_{П6} + 6,4 - 0,3 \cdot \alpha_{\text{дрП6}} = 51,9 - 96,6 \cdot \alpha_{\text{дрП6}}$$

$$\alpha_{П6} = 0,0189 - 0,04 \cdot \alpha_{\text{дрП6}} \quad (2.45)$$

$$\alpha_{П6} + \alpha_{\text{дрП5}} + \alpha_u = \alpha_{П6} + \alpha_{\text{дрП5}} + 0,0105 = \alpha_{\text{дрП6}} \quad (2.46)$$

Получаем систему из уравнений (2.42), (2.45), (2.46):

$$\begin{cases} \alpha_{\text{дрП5}} = 0,069 - 0,0032 \cdot \alpha_{\text{дрП6}} \\ \alpha_{П6} = 0,0189 - 0,04 \cdot \alpha_{\text{дрП6}} \\ \alpha_{П6} + \alpha_{\text{дрП5}} + 0,0105 = \alpha_{\text{дрП6}} \end{cases}$$

Решаем последовательно полученные уравнения:

$$\alpha_{П6} + \alpha_{опП5} + 0,0105 =$$

$$0,0189 - 0,04 \cdot \alpha_{опП6} + 0,069 - 0,0032 \cdot \alpha_{опП6} + 0,0105 = \alpha_{опП6};$$

$$\alpha_{опП6} = 0,0943;$$

$$\alpha_{П6} = 0,0189 - 0,04 \cdot 0,0943 = 0,0151;$$

$$h_{см} = 407,54 + 8,84 \cdot 0,0943 = 408,4 \text{ кДж/кг};$$

$$\alpha_{П5} = 0,181 - 0,00036 \cdot 408,4 = 0,0340;$$

$$\alpha_{ОК}^* = 0,5371 - 0,0943 = 0,4428.$$

Подогреватель П7

$$(\alpha_{П7} \cdot (h_7 - h_7') + \alpha_u^{sm} \cdot (h_{ку}' - h_7')) \cdot \eta_c = \alpha_{ОК}^* \cdot (h_{ОК7} - h_{ОЭ}); \quad (2.47)$$

$$(\alpha_{П7} \cdot (2648 - 219) + 0,0114 \cdot (321,5 - 219)) \cdot 0,98 = 0,4428 \cdot (211,4 - 115,3);$$

$$\alpha_{П7} = 0,0174.$$

$$\alpha_{опП7} = \alpha_{П7} + \alpha_u^{sm} = 0,0174 + 0,0114 = 0,288.$$

#### 2.4. Проверка материального баланса рабочего тела в схеме

$$\alpha_1 = \alpha_{П1} = 0,0592;$$

$$\alpha_2 = \alpha_{П2} = 0,0541;$$

$$\alpha_3 = \alpha_{Д} + \alpha_{П3} = 0,0399 + 0,0148 = 0,0547; \quad (2.48)$$

$$\alpha_4 = \alpha_{П4} = 0,0351;$$

$$\alpha_5 = \alpha_{П5} + \alpha_{ВСП} + \alpha_{Д2} = 0,0340 + 0,1750 + 0,0015 = 0,2105; \quad (2.49)$$

$$\alpha_6 = \alpha_{П6} + \alpha_{НСП} + \alpha_{И} = 0,0151 + 0,1728 + 0,0105 = 0,1984; \quad (2.45)$$

$$\alpha_7 = \alpha_{П7} = 0,0174.$$

Определяем расход пара в конденсатор:

$$\alpha_{к} = 1 - \sum \alpha_j,$$

(2.51)

где  $\sum \alpha_j$  – сумма расходов во все отборы турбины;

$$\sum \alpha_j = 0,0592 + 0,0541 + 0,547 + 0,0351 + 0,2101 + 0,1982 + 0,0172 = 0,6294;$$

$$\alpha_k = 1 - 0,6286 = 0,3706.$$

Этот же расход  $\alpha_k$  можно определить с другой стороны, из материального баланса конденсатора и точки смешения перед конденсатным насосом как

$$\alpha'_k = \alpha_{OK}^* - \sum \alpha_{слив}, \quad (2.52)$$

где:  $\alpha_{OK}^*$  – относительный расход основного конденсата на входе в группу ПНД, определяется при расчете группы ПНД;

$\sum \alpha_{слив}$  – сумма относительных расходов, сливаемых в конденсатор и в точку смешения перед конденсатным насосом.

$$\alpha'_k = \alpha_{OK}^* - \alpha_{Э} - \alpha_{упл} - \alpha_{дрПТ} = 0,4428 - 0,0030 - 0,0400 - 0,0286 = 0,3712.$$

Проверяем материальный баланс:

$$\delta \alpha_k = \frac{|\alpha_k - \alpha'_k|}{\alpha_k} \cdot 100\% = \frac{|0,3706 - 0,3712|}{0,3712} \cdot 100\% = 0,16\% < 0,5\%. \quad (2.53)$$

Относительная погрешность не превышает допустимых пределов в 0,5%.

## 2.5 Определение расхода пара на турбину.

Расход пара на турбину определяется по формуле:

$$D'_0 = \frac{N_g \cdot 10^3}{\left[ H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_z \cdot \left( 1 - \sum \alpha_j \cdot Y_j \right) \right]}, \quad (2.54)$$

где все входящие в формулу величины определены ранее.

$$\sum \alpha_j Y_j = 0,0592 \cdot 0,81 + 0,0541 \cdot 0,733 + 0,0547 \cdot 0,665 + 0,0351 \cdot 0,478 + 0,2105 \cdot 0,381 + 0,1984 \cdot 0,284 + 0,0174 \cdot 0,143 = 0,2798;$$

$$D'_0 = \frac{200 \cdot 10^3}{\left[ 1633,3 \cdot 0,99 \cdot 0,99 \cdot \left( 1 - 0,2798 \right) \right]} = 173,48 \text{ кг/с.}$$

$$\delta D_0 = \frac{|D_0 - D'_0|}{D_0} \cdot 100 \% = \frac{|173,26 - 173,48|}{173,48} \cdot 100 \% = 0,13\% < 2\% \quad (2.55)$$

Переводим относительные расходы в абсолютные:

$$D_1 = \alpha_1 \cdot D_0 = 0,0592 \cdot 173,48 = 10,27 \text{ кг/с};$$

$$D_2 = \alpha_2 \cdot D_0 = 0,0541 \cdot 173,48 = 9,39 \text{ кг/с};$$

$$D_3 = \alpha_3 \cdot D_0 = 0,0547 \cdot 173,48 = 9,49 \text{ кг/с};$$

$$D_4 = \alpha_4 \cdot D_0 = 0,0351 \cdot 173,48 = 6,09 \text{ кг/с};$$

$$D_5 = \alpha_5 \cdot D_0 = 0,2105 \cdot 173,48 = 36,52 \text{ кг/с};$$

$$D_6 = \alpha_6 \cdot D_0 = 0,1984 \cdot 173,48 = 34,42 \text{ кг/с};$$

$$D_7 = \alpha_7 \cdot D_0 = 0,0174 \cdot 173,48 = 3,02 \text{ кг/с};$$

$$D_K = \alpha_K \cdot D_0 = 0,3706 \cdot 173,48 = 64,29 \text{ кг/с}.$$

Сведем полученные данные в таблицу 2.

Таблица 2 - Расходы пара по отборам турбины

Отбор	$\alpha$	$\gamma$	$\alpha \cdot \gamma$	$H$ , кДж/кг	$\alpha \cdot H$ , кДж/кг	$D$ , кг/с
1	0,0592	0,81	0,04795	311	18,41	10,27
2	0,0541	0,733	0,03965	436	23,59	9,39
3	0,0547	0,665	0,03638	547	23,85	9,49
4	0,0351	0,478	0,01678	855	30,01	6,09
5	0,2105	0,381	0,0802	1011	212,82	36,52
6	0,1984	0,284	0,05635	1170	232,13	34,42
7	0,0174	0,143	0,00249	1400	24,36	3,02
К	0,3706	0	0	1634	605,55	64,29
$\Sigma$			0,2798		1170,72	173,48

## 2.6 Проверка мощности

Правильность расчета расходов можно определить по расчетной электрической мощности:

$$N'_3 = D_0 \cdot (\alpha_K \cdot H_i + \sum \alpha_j \cdot H_j) \cdot \eta_m \cdot \eta_2; \quad (2.56)$$

$$\alpha_k \cdot H_i + \sum \alpha_j \cdot H_j = 0,3706 \cdot 1634 + 0,0592 \cdot 311 + 0,0541 \cdot 436 + 0,0547 \cdot 547 + 0,0351 \cdot 855 + 0,2105 \cdot 855 + 0,1984 \cdot 1170 + 0,0174 \cdot 1400 = 1170,72 \text{ кДж/кг};$$

$$N'_3 = 173,48 \cdot 1170,72 \cdot 0,99 \cdot 0,99 = 200202,3 \text{ кВт.}$$

$$\delta N = \frac{|N_3 - N'_3|}{N_3} \cdot 100 \% = \frac{|200000 - 200202|}{200000} \cdot 100 \% = 0,1 \% < 1 \% \quad (2.57)$$

Так как расхождение в расчетной и заданной мощностях меньше 1%, то расчет верен.

## 2.7 Расчет показателей тепловой экономичности

Основными отчетными показателями ТЭС являются удельные расходы условного топлива на отпущенные электрическую и тепловую энергии.

1) Тепловая нагрузка парогенератора, кВт:

$$Q_{ПГ} = D_0 \cdot [\alpha_{ПГ} \cdot (h_0 - h_{нв}) + \alpha_{пн} \cdot \Delta h_{пн}], \quad (2.58)$$

где:  $h_0$  – энтальпия пара на входе в турбину,  $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ ;

$h_{пв}$  – энтальпия питательной воды на входе в парогенератор,  $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ ;

$\Delta h_{пн}$  – повышение энтальпии в промежуточном пароперегревателе,  $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ ;

$\alpha_{ПГ}$  – относительный расход пара из парогенератора;

давление в барабане котла принимаем равным  $(1,2 \div 1,5) \cdot P_0 = 17 \text{ МПа}$ .

$$Q_{ПГ} = 173,48 \cdot [1,05 \cdot (3513 - 1035) + (1 - 0,0592 - 0,0541) \cdot 535] = 533673 \text{ кВт.}$$

2) Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт:

$$Q_{ТУ} = D_0 \cdot [(\alpha_{мв} + \alpha_{дв}) \cdot (h_0 - h_{нв}) + \alpha_{пн} \cdot \Delta h_{пн} + \alpha_{дв} \cdot (h_{дв} - h_{нв})] \quad (2.59)$$

где:  $\alpha_{дв}$  – относительный расход добавочной воды;

$h_{дв}$  – энтальпия добавочной воды;

$$Q_{TY} = 173,481 \cdot [(1+0,04) \cdot (3513-1035) + (1-0,0592-0,0541) \cdot 535 + 0,01 \cdot (50-1035)] = 527668 \text{ кВт.}$$

3) Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление, кВт:

$$Q_T = \frac{Q_{om}^{cn}}{\eta_n}, \quad (2.60)$$

где  $Q_{om}^{cn}$  – тепловая нагрузка сетевых подогревателей;

$$Q_T = \frac{150000}{0,98} = 153061 \text{ кВт.}$$

4) Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии, кВт:

$$Q_{TY}^э = Q_{TY} - Q_T = 527668 - 153061 = 374607 \text{ кВт.} \quad (2.61)$$

5) КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{my}^э = \frac{N_э'}{Q_{my}^э} = \frac{200202}{374607} = 0,5344. \quad (2.62)$$

6) КПД трубопроводов:

$$\eta_{mp} = \frac{Q_{TY}}{Q_{ПГ}} = \frac{527668}{533673} = 0,9887. \quad (2.63)$$

7) КПД станции по отпуску электроэнергии:

$$\eta_c^э = \eta_{my}^э \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{nz} \cdot (1 - k_{ch}) = 0,5344 \cdot 0,9887 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,04) = 0,4666. \quad (2.64)$$

8) Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии,

г. у. т.:

$$b_э^{omn} = \frac{123}{\eta_c^э} = \frac{123}{0,4666} = 263,6 \text{ г.у.т./кВт·ч} \quad (2.65)$$

9) КПД станции по отпуску теплоты:

$$\eta_c^m = \eta_{nz} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_n = 0,92 \cdot 0,9887 \cdot 0,98 = 0,8914. \quad (2.66)$$




### 3 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ И ВЫБОР СЕТЕВОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ

Целью теплового расчета сетевого подогревателя является определение его площади поверхности нагрева по рассчитанным данным, представленным в таблице 3. Для расчета воспользуемся методикой изложенной в [3].

Таблица 3 - Данные для теплового расчета сетевого подогревателя

- тепловая нагрузка подогревателя:	$Q_{BCП} = 75 \text{ МВт.}$
- параметры воды:	
-температура на входе	$t_{нсп} = 95 \text{ }^\circ\text{C}$
-температура на выходе	$t_{всп} = 120 \text{ }^\circ\text{C}$
- расход воды	$G_{в} = 710,9 \text{ кг/с}$
- параметры пара:	
- расход греющего пара	$D_{всп} = 30,33 \text{ кг/с}$
-температура	$t_{п} = 122,8 \text{ }^\circ\text{C}$
-давление	$p_{п} = 0,22 \text{ МПа}$
- расход пара	$D_{п} = 30,33 \text{ кг/с}$

Энтальпия воды на выходе из подогревателя [таблица 1]

$$h_{всп} = 504,3 \text{ кДж / кг.}$$

Определяем среднелогарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{ср.лог} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{(122,8 - 95) - (122,8 - 120)}{\ln \frac{(122,8 - 95)}{(122,8 - 120)}} = 10,1 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (3.1)$$

Расчет коэффициента теплопередачи ведется для средней температуры ВОДЫ:

$$t_f = t_{п} - \Delta t_{ср.лог} = 122,8 - 10,1 = 112,7 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (3.2)$$

Физические свойства воды при  $t_f = 112,7 \text{ }^\circ\text{C}$ :

$$\lambda_f = 0,682 \frac{Вт}{м \cdot К}; \rho_f = 948,9 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$\nu_f = 0,26 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}; \text{Pr}_f^{0,4} = 1,189.$$

Принимаем, трубы латунные:

$$\delta = 0,001 \text{ м}; d_{вн} = d_э = 0,016 \text{ м}; h = 1 \text{ м}.$$

Принимаем скорость воды в трубках :

$$c_э = 2 \text{ м} / \text{с}.$$

Определяем коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_2 = 0,023 \frac{\lambda}{d_э} \cdot \left(\frac{c_э \cdot d_э}{\nu}\right)^{0,8} \cdot \text{Pr}_f^{0,4} = 0,023 \cdot \frac{0,682}{0,016} \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,016}{0,26 \cdot 10^{-6}}\right)^{0,8} \cdot 1,189 = \quad (3.3)$$

$$= 13763 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Определяем величину  $B_1$  при  $h=1\text{м}$ ,  $r'=3037-513,6=2523,4$  кДж/кг:

$$B_1 = cB(r')^{0,25} \cdot h^{-0,25} = 1,15 \cdot (2523400)^{0,25} = 45,8 \cdot B. \quad (3.4)$$

Определяем  $B$  при температуре насыщения ( $t_n=122,8$  °С):

$$\mu_{жс} = 227 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}; \lambda_{жс} = 0,684 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot \text{К}); \rho_{жс} = 941,2 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$B = \sqrt[4]{\frac{\lambda_{жс}^3 \cdot \rho_{жс}^2 \cdot g}{\mu_{жс}}} = \sqrt[4]{\frac{0,684^3 \cdot 941,2^2 \cdot 9,81}{227 \cdot 10^{-6}}} = 332,7; \quad (3.5)$$

$$B_1 = 45,8 \cdot B = 15237.$$

Задаемся величинами теплового потока  $q$ ,  $Квт/м^2$  и подсчитываем величины  $q/B_1$ ,  $(q/B_1)^{4/3}$ ,  $q/\alpha_2$ ,  $A$ . Результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Величины  $q/B_1$ ,  $(q/B_1)^{4/3}$ ,  $q/\alpha_2$ ,  $A$  в зависимости от  $q$

$q, \text{кВт}/\text{м}^2$	$60 \cdot 10^3$	$80 \cdot 10^3$	$100 \cdot 10^3$	$120 \cdot 10^3$
$q/B_1$	3,937783	5,250377	6,562972	7,875566
$(q/B_1)^{4/3}$	6,218262	9,125444	12,28761	15,66904
$q/\alpha_2$	137663	137663	137663	137663
$A=(q/B_1)^{4/3} + q/\alpha_2$	0,435847	0,581129	0,726412	0,871694

На рисунке 7 показано графическое решение. Пересечение кривой, выражающей величину  $A$  в зависимости от  $q$ , и прямой:

$$\Delta t_{\text{ср.лог}} - \frac{\delta}{\lambda_{\text{ст}}} \cdot q = 10,1 - \frac{0,001}{70} \cdot q, \quad (3.6)$$

где  $\lambda_{\text{ст}}$  – коэффициент теплопроводности для латуни;

дает величину:

$$q = 75 \text{ кВт} / \text{м}^2.$$

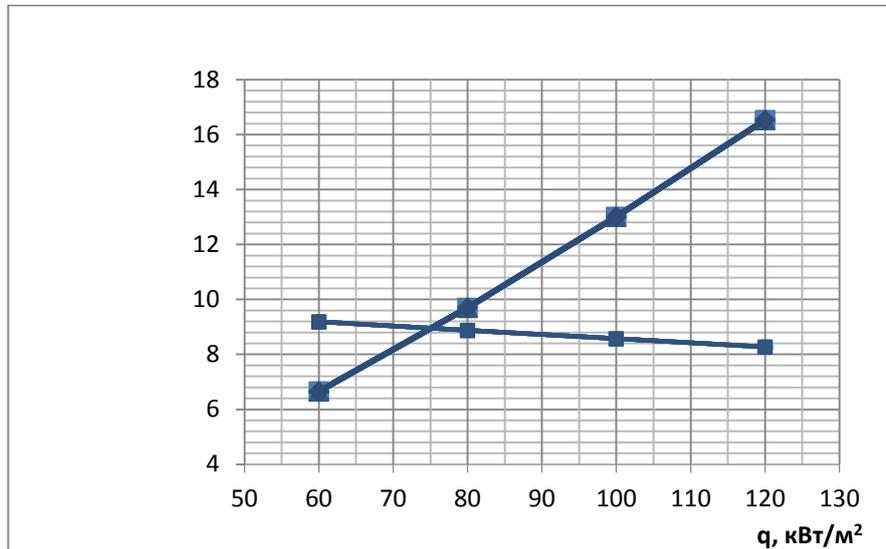


Рисунок 7 - Графическое нахождение  $q$ , кВт/м<sup>2</sup>

Находим коэффициент теплопередачи:

$$k = \frac{q}{\Delta t_{\text{ср.лог}}} = \frac{75000}{10,1} = 7426 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}). \quad (3.7)$$

Находим площадь поверхности нагрева ВСП:

$$F = \frac{Q_{\text{всп}}}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.лог}}} = \frac{75000000}{7426 \cdot 10,1} = 1000 \text{ м}^2. \quad (3.8)$$

По ОСТ 108.271.101-76, сравнительно с рассчитанной площадью поверхности нагрева, выбираем четырехходовой горизонтальный сетевой подогреватель ПСГ-1300-3-8.

#### 4. ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ СЕТЕВОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ

Целью поверочного расчета сетевого подогревателя является аналитическое определение коэффициента теплопередачи, а так же расчетного недогрева воды до температуры насыщения, удовлетворяющего площади поверхности нагрева принятого теплообменника. Воспользуемся методикой, приведенной в [13].

Основные характеристики ПСГ-1300-3-8 сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Основные характеристики теплообменника

- площадь поверхности теплообмена	$F_{ТП}=1300 \text{ м}^2$
материал трубок: латунь Л070-1 (ГОСТ 494-76)	
-число ходов воды в трубках	$n_{\text{ход}}=4$
-общее число трубок	$N_{\text{тр}}=3440 \text{ шт.}$
-длина трубки	$L_{\text{тр}}=5 \text{ м}$
-наружный диаметр трубки	$d_{\text{н}}=0,024 \text{ м}$
-толщина стенки трубки	$\delta_{\text{ст}}=0,001 \text{ м}$
- расчетные параметры воды:	
- давление	$P_{\text{в}}=1 \text{ МПа}$
-температура на входе	$t_{\text{в.вх}}=95 \text{ }^\circ\text{C}$
- расчетный расход воды	$G_{\text{в}}=710,9 \text{ кг/с}$
- расчетные параметры пара:	
-температура	$t_{\text{п}}=122,8 \text{ }^\circ\text{C}$
-давление	$p_{\text{п}}=0,22 \text{ МПа}$
-расчетный расход пара	$D_{\text{п}}= 30,33 \text{ кг/с}$

Проведем аналитическое определение коэффициента теплопередачи без учета отложений на поверхности трубок.

#### 4.1. Расчет теплоотдачи от стенок труб к воде.

Сложность расчета теплоотдачи от стенок трубок к воде при поверочном расчете заключается в том, что соответствующий коэффициент теплоотдачи  $\alpha_2$  зависит от теплофизических свойств воды, которые в свою очередь зависят от средней температуры воды  $t_{в.ср}$ . Так как первоначально недогрев воды до температуры насыщения неизвестен, то неизвестной оказывается температура воды на выходе из сетевого подогревателя. Поэтому первоначально величиной недогрева задаемся:  $\Delta t_n = 4,8$  °С.

4.1.1. Определяем среднелогарифмический температурный напор по формуле (3.1):

$$\Delta t_{ср.лог} = \frac{\Delta t_{\bar{\theta}} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{\theta}}}{\Delta t_m}} = \frac{(122,8 - 95) - (122,8 - 118)}{\ln \frac{(122,8 - 95)}{(122,8 - 118)}} = 13,1^{\circ}C.$$

4.1.2. Средняя температура воды в подогревателе:

$$t_{в.ср.} = 0,5 \cdot (t_{в.вх} + t_{в.вых}) = 0,5 \cdot (118 + 95) = 106,5^{\circ}C. \quad (4.1)$$

4.1.3. Внутренний диаметр трубок:

$$d_{вн} = d_n - 2 \cdot \delta_{ст} = 0,024 - 2 \cdot 0,001 = 0,022 м. \quad (4.2)$$

4.1.4. Средняя скорость воды в трубках:

$$\omega = \frac{G_{\bar{\theta}} \cdot 4 \cdot n_{ход}}{\pi \cdot \rho_{\bar{\theta}} \cdot d_{вн}^2 \cdot N_{тр}} = \frac{710,9 \cdot 4 \cdot 4}{3,14 \cdot 953,6 \cdot 0,022^2 \cdot 3440} = 2,28 м / с, \quad (4.3)$$

где:  $\rho_{\bar{\theta}}$  - плотность воды в подогревателе при характерных значениях температуры  $t_{в.ср}$  и давления  $P_{в}$ , кг/м<sup>3</sup>.

4.1.5. Критерий Нуссельта:

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr_{\bar{\theta}}^{0,4}, \quad (4.4)$$

где  $Pr_B$  и  $Re$  - критерий Прандтля и Рейнольдса для воды при характерных значениях температуры и давления.

Критерий Рейнольдса равен:

$$Re = \frac{\omega \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_B} = \frac{2,28 \cdot 0,022}{2,764 \cdot 10^{-7}} = 181476, \quad (4.5)$$

где  $\nu_B$  - кинематическая вязкость воды равная:

$$\nu_B = f(P_B, t_{B, \text{ср}}) = 2,764 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Критерий Прандтля равен:

$$Pr = f(P_B, t_{B, \text{ср}}) = 1,638.$$

$$Nu = 0,023 \cdot 181476^{0,8} \cdot 1,638^{0,4} = 451,3.$$

4.1.6. Коэффициент теплоотдачи от трубок к воде:

$$\alpha_2 = Nu \cdot \frac{\lambda_B}{d_{\text{вн}}} = 451,3 \cdot \frac{0,68}{0,022} = 13949 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}), \quad (4.6)$$

где  $\lambda_B$  - теплопроводность воды при характерных параметрах:

$$\lambda_B = f(P_B, t_{B, \text{ср}}) = 0,68 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К}).$$

4.2. Расчет теплоотдачи от пара к стенке труб.

Сложность расчета теплоотдачи со стороны конденсирующегося пара заключается в том, что соответствующий коэффициент теплоотдачи  $\alpha_1$  определяется плотностью теплового потока  $q_F$ , который зависит от температуры  $t_{B, \text{вых}}$ .

Коэффициент теплоотдачи  $\alpha_1$  определяется как:

$$\alpha_1 = \frac{A_{III}^{4/3}}{q_F^{1/3}}, \quad (4.7)$$

где  $q_F$  плотность теплового потока, которую находим из формулы:

$$q_F = \frac{G_{c.в.} \cdot c_g \cdot (t_{г.в.в.х} - t_{г.в.х.})}{F_{ТП}} = \frac{710,9 \cdot 4220 \cdot (118 - 95)}{1300} = 53077 \text{ Вт} / \text{м}^2, \quad (4.8)$$

$$A_{Пл} = C \cdot \sqrt[4]{\frac{(\lambda')^3 \cdot (\rho')^2 \cdot g \cdot r'}{\mu' \cdot \pi \cdot d_n \cdot m}} = 0,73 \cdot \sqrt[4]{\frac{(0,684)^3 \cdot (940,8)^2 \cdot 9,81 \cdot 2523,4 \cdot 10^3}{226 \cdot 10^{-6} \cdot 3,14 \cdot 0,024 \cdot 10}} =$$

$$= 10398, \quad (4.9)$$

где:  $\lambda'$  - коэффициент теплопроводности,  $\rho'$  - плотность,  $\mu'$  - динамическая вязкость конденсирующегося пара при температуре насыщения  $t_n$ :

$$\mu' = 226 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}; \quad \lambda' = 0,684 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot \text{К}); \quad \rho' = 940,8 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

C - коэффициент, учитывающий тип теплообменника, для горизонтальных подогревателей равен 0,73;

m - среднее число труб в вертикальном ряду трубного пучка между лотками отвода конденсата;

$r'$  - скрытая теплосодержание ( $r' = h - h' = 3037 - 513,6 = 2523,4$  кДж/кг):

g - ускорение свободного падения.

$$\alpha_1 = \frac{10398^{4/3}}{53077^{1/3}} = 6039 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

### 4.3. Расчет коэффициента теплопередачи.

Общий коэффициент теплопередачи для чистых поверхностей нагрева определим по формуле:

$$k = \left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{СТ}}{\lambda_{СТ}} + \frac{1}{\alpha_2} \right)^{-1}, \quad (4.10)$$

где  $\lambda_{СТ}$  - коэффициент теплопроводности материала трубы при средней температуре стенке  $t_{СТ}$ , которую найдем из выражения:

$$t_{СТ} = \left( t_n + \frac{t_{г.в.в.х} - t_{г.в.х.}}{2} \right) \cdot 0,5 = \left( 122,8 + \frac{118 + 95}{2} \right) \cdot 0,5 = 114,7^\circ \text{C}, \quad (4.11)$$

тогда коэффициент теплопроводности латуни Л070-1 равен:



## 5 ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТЕПЛООБМЕНА

### 5.1. Выбор способа интенсификации теплообмена

Как показывают многочисленные данные, из всех известных методов интенсификации теплообмена в трубах наибольшее внимание как эффективным и технологически реализуемым уделяется искусственной турбулизации потока кольцевыми стабилизаторами.

Сущность метода заключается в следующем. На наружной поверхности трубы накаткой наносятся периодически расположенные кольцевые канавки (рисунок 8).

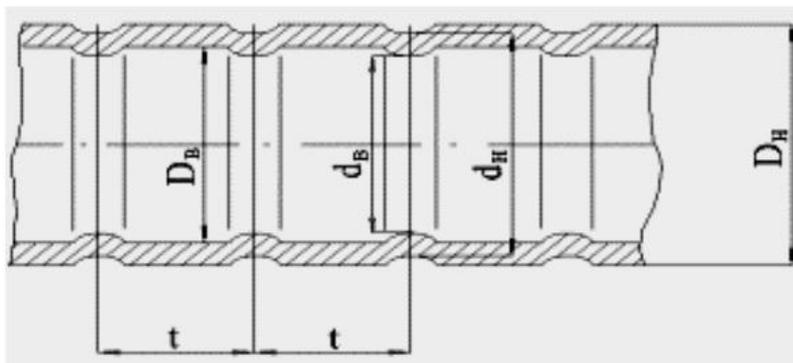


Рисунок 8 - Профилированная трубка

На внутренней стороне трубы образуются кольцевые диафрагмы с плавной конфигурацией. Кольцевые диафрагмы и канавки турбулизируют поток в пристеночном слое и обеспечивают интенсификацию теплообмена снаружи и внутри труб. При этом не увеличивается наружный диаметр труб, что позволяет использовать данные трубы в тесных пучках и не менять существующей технологии сборки теплообменных аппаратов.

Необходимо задаться геометрическими размерами кольцевых канавок:

наружный диаметр канавок:  $d_n=0,022$  м;

внутренний диаметр канавок:  $d_e=0,02$  м;

шаг накатки:  $t=0,022$  м.

Находим параметры:

$$\frac{d_6}{D_6} = \frac{0,02}{0,022} = 0,91; \quad \frac{t}{D_6} = \frac{0,022}{0,022} = 1.$$

В соответствии с исследованиями, изложенными в [5], для этих параметров и при  $10^5 < Re < 2 \cdot 10^5$  справедлива зависимость:

$$\frac{Nu}{Nu_{гп}} = 2,32,$$

где  $Nu_{гп}$  - ранее рассчитанный критерий Нуссельта для гладких трубок.

$$Nu = 2,32 \cdot Nu_{гп} = 2,32 \cdot 451,3 = 1047,2.$$

Пересчитаем коэффициент теплоотдачи от трубок к воде (4.6):

$$\alpha_2 = Nu \cdot \frac{\lambda_6}{d_{в.ср.}} = 1047,2 \cdot \frac{0,68}{0,021} = 33920 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

где  $d_{в.ср.}$  - средний внутренний диаметр трубки:

$$d_{в.ср.} = \frac{D_6 + d_6}{2} = \frac{0,022 + 0,02}{2} = 0,021 \text{ м}. \quad (5.1)$$

## 5.2. Поверочный расчет сетевого подогревателя с негладкими трубками

5.2.1 Задаемся площадью поверхности нагрева сетевого подогревателя с негладкими трубками с последующим уточнением:

$$F_{ТП} = 1114 \text{ м}^2.$$

5.2.2. Рассчитаем теплоотдачу от пара к стенке труб (4.7):

$$\alpha_1 = \frac{A_{ПП}^{4/3}}{q_F^{1/3}} = \frac{10398^{4/3}}{61939^{1/3}} = 5737 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

где  $q_F$  плотность теплового потока, которая изменяется, обратно пропорционально поверхности нагрева (4.8):

$$q_F = \frac{Q_{ВСП}}{F_{ТП}} = \frac{69000000}{1114} = 61939 \text{ Вт} / \text{м}^2,$$

5.2.3. Находим измененный коэффициент теплопередачи (4.9):

$$k = \left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + \frac{1}{\alpha_2} \right)^{-1} = \left( \frac{1}{5737} + \frac{0,001}{109} + \frac{1}{33920} \right)^{-1} = 4717 \text{ Bm} / (\text{m}^2 \cdot \text{K}),$$

5.2.4 Уточняем значение площади поверхности нагрева (4.10), (4.11):

$$F'_{III} = \frac{Q_{BCII}}{k \cdot \Delta t_{cp.лог.}} = \frac{69000000}{4717 \cdot 13,1} = 1116 \text{ m}^2.$$

$$\delta F_{III} = \frac{|1114 - 1116|}{1116} \cdot 100 \% = 0,18 \% < 1 \%.$$

Как выяснилось из расчетов, интенсификация теплообмена в трубках увеличивает коэффициент теплопередачи и тем самым, позволяет уменьшить площадь поверхности нагрева примерно на 15 % и, в итоге, уменьшить объем теплообменного аппарата при неизменных значениях тепловой мощности и мощности на прокачку теплоносителей.

## 6 КОНСТРУИРОВАНИЕ СЕТЕВОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ С НЕГЛАДКИМИ ТРУБКАМИ

Методика конструкторского расчета поверхностного подогревателя изложена в [14].

Наиболее простым способом изменения конструкции будет, в нашем случае, уменьшение длины трубки. Она определится по уравнению:

$$L = \frac{F_{TP}}{\pi \cdot D_n \cdot N_{mp}} = \frac{1116}{3,14 \cdot 0,024 \cdot 3440} = 4,3 м. \quad (6.1)$$

Диаметр трубного тучка:

$$D_{mp} = 1,05 \cdot t \cdot \sqrt{\frac{N_{mp}}{\psi}}, \quad (6.2)$$

где  $\psi$  - коэффициент заполнения трубной доски, принимается  $\psi = 0,6$ , для четырехходового подогревателя,  $t$  - шаг между осями трубок, определяется как:

$$t = D_n \cdot \bar{t} = 0,024 \cdot 1,3 = 0,0312 м, \quad (6.3)$$

где  $\bar{t}$  - относительный шаг, принимается 1,3...1,4;

$$D_{mp} = 1,05 \cdot 0,0312 \cdot \sqrt{\frac{3440}{0,6}} = 2,48 м.$$

Внутренние расчетные диаметры патрубков подвода и отвода теплоносителей определяются по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4Gv}{\pi\omega}},$$

где  $G$  - массовый расход теплоносителя, кг/с;  $v$  - удельный объем, м<sup>3</sup>/кг;  $\omega$  - скорость, м/с.

Скорости для пара принимаются 30...50 м/с, принимаем 40 м/с.

Определяем диаметр патрубка для подвода и отвода пара:

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 30,33 \cdot 0,82}{3,14 \cdot 40}} = 0,89 \text{ м.}$$

Определяем диаметры патрубков для подвода и отвода воды:

$$d_{\text{в.вх}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 710,9 \cdot 1,04 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 2,28}} = 0,41 \text{ м.}$$

$$d_{\text{в.вых}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 710,9 \cdot 1,059 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 2,28}} = 0,42 \text{ м.}$$

## 7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

В данном разделе необходимо рассчитать период окупаемости замены на ТЭС двух сетевых подогревателей в зависимости от принятых тарифов на электроэнергию и теплоэнергию. Воспользуемся для этого методикой, изложенной в [10]/

Зададимся следующими параметрами необходимыми для расчетов.

Показатели топливной базы ТЭС:

- вид топлива - кузнецкий каменный уголь;
- калорийность топлива -  $Q_p^H = 6.02 \cdot 10^3 \text{ ккал/кг}$ ;
- транспорт топлива - 400 ;
- цена топлива -  $C_m = 8500 \text{ руб./т}$ ;
- стоимость перевозки топлива -  $C_m^{mp} = 30000 \text{ руб./50т}$ ;
- потери топлива при транспортировке -  $a = 1,2\%$  .

Зададимся диспетчерскими суточными графиками нагрузки [10], данные сведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 - Зимний суточный диспетчерский график

Часы	0-6	6-11	11-14	14-19	19-24
Мощность	$0,65 \cdot P_{ст}^{зим}$	$0,85 \cdot P_{ст}^{зим}$	$0,7 \cdot P_{ст}^{зим}$	$0,8 \cdot P_{ст}^{зим}$	$P_{ст}^{зим}$

Таблица 7 - Летний суточный диспетчерский график

Часы	0-7	7-11	11-14	14-20	20-24
Мощность	$0,7 \cdot P_{ст}^{лет}$	$0,85 \cdot P_{ст}^{лет}$	$0,7 \cdot P_{ст}^{лет}$	$0,8 \cdot P_{ст}^{лет}$	$P_{ст}^{лет}$

### 7.1. Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла.

Максимальная зимняя нагрузка станции с учётом потерь в сети и на собственные нужды, ориентируясь на установленную мощность энергоблока:

$$P_{ст}^{зима} = N_y = 200000 \text{ МВт}.$$

Максимальная летняя нагрузка составляет 75% от зимнего максимума:

$$P_{ст}^{лето} = 0,75 \cdot P_{макс}^{зима} = 150000 \text{ кВт}.$$

Выработка электроэнергии за сутки определяется по принятому диспетчерскому графику нагрузки электростанции.

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{сут}^{зима} &= 6 \cdot P_{дисп(0-6)}^{зима} + 5 \cdot P_{дисп(6-11)}^{зима} + 3 \cdot P_{дисп(11-14)}^{зима} + 5 \cdot P_{дисп(14-19)}^{зима} + 5 \cdot P_{дисп(19-24)}^{зима}, \\ &\text{кВт} \cdot \text{ч} / \text{сут}; \end{aligned} \quad (7.1)$$

$$\mathcal{E}_{сут}^{зима} = 200000 \cdot (6 \cdot 0,65 + 5 \cdot 0,85 + 3 \cdot 0,7 + 5 \cdot 0,8 + 5,1) = 3,85 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{сут};$$

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{сут}^{лето} &= 7 \cdot P_{дисп(0-7)}^{лето} + 4 \cdot P_{дисп(7-11)}^{лето} + 3 \cdot P_{дисп(11-14)}^{лето} + 6 \cdot P_{дисп(14-20)}^{лето} + 4 \cdot P_{дисп(20-24)}^{лето}, \\ &\text{кВт} \cdot \text{ч} / \text{сут}; \end{aligned} \quad (7.2)$$

$$\mathcal{E}_{сут}^{лето} = 150000 \cdot (7 \cdot 0,7 + 4 \cdot 0,85 + 3 \cdot 0,7 + 6 \cdot 0,8 + 4 \cdot 1) = 2,88 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{сут}.$$

Коэффициент использования установленной мощности за зимние и летние сутки будет составлять:

$$Ku_{дек} = \frac{\mathcal{E}_{сут}^{зима}}{N_y \cdot 24} = \frac{3,85 \cdot 10^6}{200 \cdot 10^3 \cdot 24} = 0,8; \quad (7.3)$$

$$Ku_{июнь} = \frac{\mathcal{E}_{сут}^{лето}}{N_y \cdot 24} = \frac{2,88 \cdot 10^6}{200 \cdot 10^3 \cdot 24} = 0,6. \quad (7.4)$$

Коэффициент использования установленной мощности за январь принимаем 0,9 от  $Ku_{дек}$ :

$$Ku_{январь} = 0,9 \cdot Ku_{дек} = 0,9 \cdot 0,8 = 0,72.$$

Годовая выработка электроэнергии на электростанции по месяцам года определяется как:

$$\sum \mathcal{E}_{год} = 24 \cdot Ku \cdot N_y \cdot Mk, \quad (7.5)$$

где:  $Mk$  - количество дней в месяце;

$Ku$  - коэффициент использования установленной мощности по месяцам года.

Этот коэффициент для всех остальных месяцев в году определяется графическим методом по линейному графику (рисунок 9). После чего рассчитыва-

ем выработку электрической энергии для каждого месяца и определяем выработку за год. Рассчитанные значения сведены в таблицу 8.

Число часов использования установленной мощности электростанции:

$$h_y = \mathcal{E}_{год} / N_y = 1203,23 \cdot 10^6 / 200 \cdot 10^3 = 6016 \text{ ч/год.} \quad (7.6)$$

Продолжительность отопительного периода для города Омска примем 221 суток в год по данным сайта <http://teplo-info.com/>.

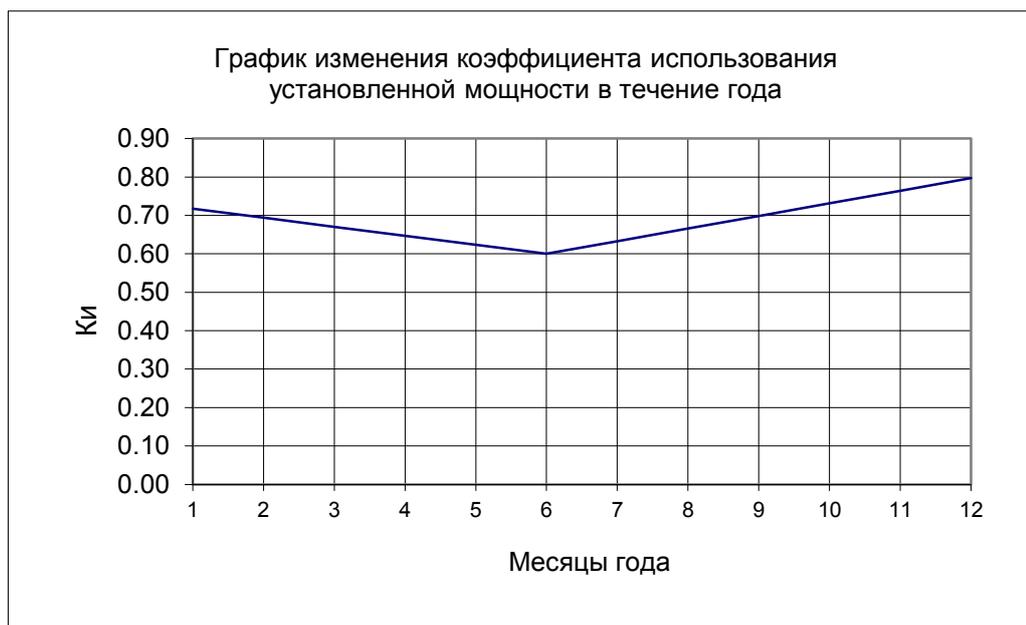


Рисунок 9 - Изменение коэффициента  $K_{и}$

Таблица 8 - Расчет годовой выработки электроэнергии

Месяцы	$N_y, \text{ кВт}$	$M_k$	$K_{и}$	$\mathcal{E}_{мес}, \text{ кВт ч/мес}$
Январь	200 000	31	0,72	106 734 240
Февраль	200 000	28	0,69	93 252 096
Март	200 000	31	0,67	99 752 544
Апрель	200 000	30	0,65	93 156 480
Май	200 000	31	0,62	92 770 848
Июнь	200 000	30	0,60	86 400 000
Июль	200 000	31	0,63	94 165 600
Август	200 000	31	0,67	99 051 200
Сентябрь	200 000	30	0,70	100 584 000
Октябрь	200 000	31	0,73	108 822 400
Ноябрь	200 000	30	0,76	110 040 000
Декабрь	200 000	31	0,80	118 593 600
<b>Итого за год</b>	<b>Эгод, кВт ч/год</b>			<b>1 203 323 008</b>

Годовой отпуск тепла рассчитаем по формуле:

$$Q_{год} = G_{св} \cdot C_p \cdot (t_{нс} - t_{ос}) \cdot \tau_{от} = Q_{от} \cdot \tau_{от}, \quad (7.7)$$

где:  $Q_{от}$  - отопительная нагрузка отборов на сетевые подогреватели,  $\tau_{от}$

- количество отопительного периода в часах в год;

$$Q_{год} = 150000 \cdot 221 \cdot 24 = 795600000 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год} = 764093 \text{ Гкал} / \text{год}.$$

## 7.2 Определение капиталовложений в реконструкцию ТЭС

Чтобы определить капитальные затраты на реконструкцию электростанции, воспользуемся приближенным методом расчета стоимости отдельных агрегатов станции.

Примем стоимость одного сетевого подогревателя:

$$K_{сн} = 11800000 \text{ руб.}$$

Затраты на арматуру, трубопроводы, монтаж, установку и теплоизоляционные расходы составляют 28% от стоимости основного оборудования. Непредвиденные затраты примем 3% от общих расходов.

Итого суммарные затраты на реконструкцию составят:

$$K_{сн} = 2 \cdot K_{сн} + 0,28 \cdot (2 \cdot K_{сн}) + 0,03 \cdot (2 \cdot K_{сн} + 0,28 \cdot (2 \cdot K_{сн})) = 1,03 \cdot (1,28 \cdot 2 \cdot 11800000) = 31114240 \text{ руб.} \quad (7.8)$$

## 7.3. Определение годовых эксплуатационных расходов.

Годовые эксплуатационные расходы разделяются по следующим категориям:

- затраты на топливо;
- на амортизацию;
- на ремонт;
- на заработную плату;
- и прочие расходы.

### 7.3.1 Определение годовых затрат на топливо.

Годовые затраты электростанции на топливо определяются по формуле:

$$I_m = B \frac{7000}{Q_p^H} (C_m + C_{mp.m}) \left(1 + \frac{a_{nom}\%}{100}\right), \text{ у.д.е. / год}, \quad (7.9)$$

где:  $Q_p^H$  - калорийность топлива;

$C_m$  - номинальная цена топлива;

$C_{mp.m}$  - расходы на транспортировку 1 тонны топлива;

$a_{nom}\%$  - процент потерь топлива при перевозках по железным дорогам, разгрузке вагонов и т.д.;

$B$  – годовой расход топлива на электростанции в т.у.т., который определяется приближенно по топливным характеристикам турбоагрегатов.

Годовой расход пара на отопление из отборов турбины найдем как:

$$D_{год}^{om} = \frac{D_{opHСП}^{om} \cdot h^{om}}{n}, \text{ м / год}, \quad (7.10)$$

где  $n$  - количество турбин,

$D_{opHСП}^{om}$  - ранее найденный общий расход пара на сетевые подогреватели;

$$D_{год}^{om} = \frac{216,97 \cdot 5304}{1} = 1151 \cdot 10^3, \text{ м / год}.$$

Годовой расход топлива определим по формуле для турбины К-200-130 [10]:

$$B = 3,8 \cdot h_p + 0,33 \cdot \mathcal{E}_{год} + 0,009 \cdot D^{om}, \text{ м / год}, \quad (7.11)$$

где:  $h_p$  - календарное число часов работы турбины в год, принимается равным 8200;

$\mathcal{E}_{год}$  - годовая выработка электроэнергии турбиной, кВт.ч.;

$$B = 3,8 \cdot 8200 + 0,33 \cdot 1203,23 \cdot 10^3 + 0,009 \cdot 1151 \cdot 10^3 = 438,58 \cdot 10^3, \text{ м / год}.$$

В рассчитанное значение расхода топлива входит также составляющая на годовой расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, которое найдем из выражения:

$$B_{m/э} = 0,0092 \cdot D^{om}, m / год$$

$$B_{m/э} = 0,0092 \cdot 1151 \cdot 10^3 = 105,9 \cdot 10^3, m / год.$$

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии составит:

$$B_{э/э} = B - B_{m/э} = 438,58 \cdot 10^3 - 105,9 \cdot 10^3 = 332,68 \cdot 10^3 m / год; \quad (7.12)$$

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо составят:

$$I_m = 438,58 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{6020} \cdot (8500 + 30000 / 50) \cdot \left(1 + \frac{0,8}{100}\right) = 4678 \cdot 10^6 \text{ руб.} / год.$$

### 7.3.2 Определение годовых затрат на амортизацию.

Норму амортизации приближенно определим по формуле:

$$\bar{H}_{ам} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} h_y,$$

где  $h_y$  - число часов использования установленной мощности станции.

$$\bar{H}_{ам} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 6016 = 0,041;$$

Годовая величина амортизационных отчислений составит:

$$I_{ам} = \bar{H}_{ам} \cdot K_{см}, \text{ руб./год}, \quad (7.13)$$

где  $K_{см}$  - капиталовложения в реконструкцию станции;

$$I_{ам} = 0,041 \cdot 31,11 \cdot 10^6 = 1,28 \cdot 10^6 \text{ руб./год},$$

### 7.3.3 Определение годовых затрат на заработную плату.

Затраты по заработной плате определены как произведение штатного коэффициента ( $n_{ум}$ ), удельного фонда заработной платы ( $\bar{\Phi}_{зпл}$ ) и мощности станции ( $N_y$ ). Фонд заработной платы принимаем  $480000 \text{ руб./чел.год}$ .

$$I_{зпл} = n_{ум} \cdot \bar{\Phi}_{зпл} \cdot N_y, \text{ руб./год}. \quad (7.14)$$

Величину штатного коэффициента принимаем равным при  $N_y$ :

$$n_{ум} = 1,87.$$

Получаем следующее значение затрат по заработной плате:

$$I_{зпл} = 1,87 \cdot 480000 \cdot 200 = 179,5 \cdot 10^6 \text{ руб/год}.$$

#### 7.3.4 Определение годовых затрат на ремонт.

Затраты на капитальный и текущий ремонты принимаем:

$$I_{рем} = 35 \cdot 10^6 \text{ руб./год}.$$

#### 7.3.5 Прочие расходы.

Небольшой удельный вес в себестоимости энергии таких её составляющих, как вспомогательные материалы и покупная вода, услуги со стороны, услуги своих вспомогательных производств, прочие расходы, общестанционные расходы, позволяет объединить эти затраты в одну группу.

Определим прочие расходы в процентах от суммы затрат на топливо, амортизацию, ремонт и заработную плату (для электростанции мощностью от 100 до 500 *MВт*):

$$I_{пр} = (I_m + I_{ам} + I_{зпл} + I_{рем}) \cdot 0,05, \text{ руб/год}, \quad (7.15)$$

$$I_{пр} = (4677 \cdot 10^6 + 1,3 \cdot 10^6 + 179,5 \cdot 10^6 + 35 \cdot 10^6) \cdot 0,05 = 234 \cdot 10^6 \text{ руб/год}.$$

Полная величина годовых эксплуатационных расходов найдем как сумму всех затрат:

$$I = I_m + I_{ам} + I_{зпл} + I_{рем} + I_{пр}; \quad (7.16)$$

$$I = 4677 \cdot 10^6 + 234 \cdot 10^6 = 4911 \cdot 10^6 \text{ руб./год}.$$

#### 7.4. Расчет экономической эффективности проекта.

В данной работе принимаем следующие значения:

- горизонт расчета  $T_{расч} = 10$  годам;
- ставку дисконта  $E = 10\%$ ;
- срок реконструкции станции  $T_{стр} = 1$  год;
- эксплуатацию начать со 2-го года.

Распределение инвестиций по годам произведем следующим образом:

- затраты на приобретение вне оборотных активов (капитальные вложения в основные фонды) распределим равномерно в течение 4-х лет;

- в первый год эксплуатации к инвестиционным затратам на приобретение оборудования добавим затраты на приобретение вне оборотных активов (стоимость месячного запаса топлива).

Величину амортизационных отчислений рассчитаем по норме амортизации  $\bar{H} = \frac{1}{T_{расч}}$  от суммы инвестиций за предыдущие три года строительства.

Второй год эксплуатации принимаем годом нормальной эксплуатации, начиная с которого объем и величина издержек производства будут номинальными и постоянными во все последующие годы; амортизационные отчисления, рассчитанные от полной суммы капитальных вложений в сооружение станции, в дальнейшем остаются постоянными.

Для расчета чистой прибыли величину налогов принимаем в размере 24% от балансовой прибыли.

Для расчета выручки от продаж примем тариф на:

- электроэнергию  $\tau_e = 331 \text{руб.}/100\text{кВт.ч.}$
- теплоэнергии  $\tau_q = 1523 \text{руб.}/\text{Гкал.}$

Все результаты расчетов сведены в таблицы 9 и 10.

По данным таблицы 8 при  $E = 35 \%$  и  $T_{расч} = 5 \text{ лет}$  получили  $ЧДД = -469471 \text{руб.}$ , что говорит о неэффективности проекта. Тогда рассчитаем поток наличности при  $E = 10 \%$ .

По данным таблицы 9 чистый дисконтированный доход составил:  $ЧДД = 20810618 \text{руб.} > 0$ , следовательно проект эффективен при  $E = 10\%$ . Рассчитаем индекс доходности и срок окупаемости соответственно:

$$ИД = \frac{\sum ДД}{\sum ДК} = \frac{55114068}{34303450} = 1,6 \quad (7.17)$$

$$T_{ок} = 4 - 1 + \frac{43011538 - 34303450}{13158496} = 3,66 \text{лет.} \quad (7.18)$$

ВНД определим из графика (рисунок 10):  $ВНД = 34,5 \%$ .

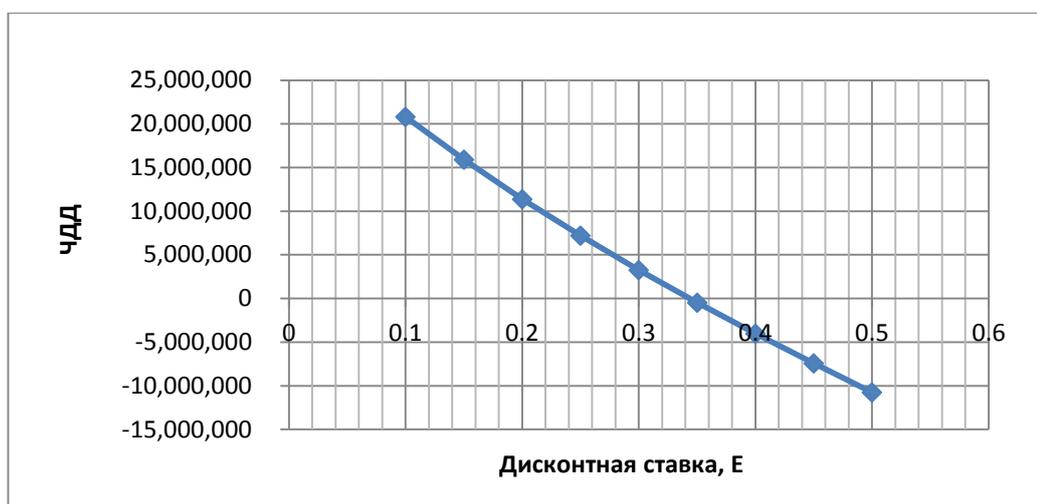


Рисунок 10 - Изменение ВНД в зависимости от дисконтной ставки

Таблица 9 - Поток наличности при  $E=35\%$

Наименование показателя	Значение показателя по годам, руб.				
	1	2	3	4	5
Операционная деятельность (доход)		15548410	15735095	15921780	16108466
Объем продаж:		-	-	-	-
- отпуск электроэнергии $E_{отп.}$		1203323008	1203323008	1203323008	1203323008
- отпуск тепловой энергии $Q_{отп.}$		764093	764093	764093	764093
Цена продаж:		-	-	-	-
- тариф на электроэнергию $\tau_{э}$		3,31	3,31	3,31	3,31
- тариф на тепловую энергию $\tau_{т}$		1523	1523	1523	1523
Выручка от продаж		5146712795	5146712795	5146712795	5146712795
Суммарные издержки		5127277856	5128055712	5128833568	5129611424
Переменные издержки $I_{пн}$		4678000000	4678000000	4678000000	4678000000
Амортизационные отчисления ( $I_{ам}$ )		777856	1555712	2333568	3111424
Прочие постоянные издержки $I_{зпл}+I_{рем}+I_{пр}$		448500000	448500000	448500000	448500000
Прибыль балансовая		19434939	18657083	17879227	17101371
Налоги		4664385	4477700	4291014	4104329
Прибыль чистая		14770554	14179383	13588212	12997042
Инвестиционная деятельность, К	7778560	7778560	7778560	7778560	-
Дисконтированные кап. вложения ( $K_{пр.}$ )	10501056	7778560	10501056	14176425	-

Продолжение таблицы 9

Сумма $K_{пр.}$ нарастающим итогом	10501056	18279616	28780672	42957097,6	-
Дисконтированный доход (ДД)	-	15548410	11655626	8736230	6547159
Сумма ДД нарастающим итогом	-	15548410	27204036	35940267	42487426

Таблица 10 - Поток наличности при  $E=10\%$

Наименование показателя	Значение показателя по годам, руб.				
	1	2	3	4	5
Операционная деятельность (доход)		15548410	15735095	15921780	16108466
Объем продаж:		-	-	-	-
- отпуск электроэнергии $\mathcal{E}_{отп.}$		1203323008	1203323008	1203323008	1203323008
- отпуск тепловой энергии $Q_{отп.}$		764093	764093	764093	764093
Цена продаж:		-	-	-	-
- тариф на электроэнергию $\tau_{э}$		3,31	3,31	3,31	3,31
- тариф на тепловую энергию $\tau_{q}$		1523	1523	1523	1523
Выручка от продаж		5146712795	5146712795	5146712795	5146712795
Суммарные издержки		5127277856	5128055712	5128833568	5129611424
Переменные издержки $I_{п}$		4678000000	4678000000	4678000000	4678000000
Амортизационные отчисления ( $I_{ам}$ )		777856	1555712	2333568	3111424
Прочие постоянные издержки $I_{зпл}+I_{рем}+I_{пр}$		448500000	448500000	448500000	448500000
Прибыль балансовая		19434939	18657083	17879227	17101371
Налоги		4664385	4477700	4291014,	4104329
Прибыль чистая		14770554	14179383,44	13588212	12997042
Инвестиционная деятельность, $K$	7778560	7778560	7778560	7778560	-
Дисконтированные кап. вложения ( $K_{пр.}$ )	8556416	7778560	8556416	9412057	-
Сумма $K_{пр.}$ нарастающим итогом	8556416	16334976	24891392	34303449	-
Дисконтированный доход (ДД)	-	15548410	14304632	13158496	12102529
Сумма ДД нарастающим итогом	-	15548410	29853042	43011538	55114068

## 8. АСР УРОВНЯ В СЕТЕВОМ ПОДОГРЕВАТЕЛЕ

### 8.1. Системный анализ объекта автоматизации

Подогреватель теплофикационной воды предназначен для ее подогрева до требуемой температуры, значение которой задают в зависимости от температуры наружного воздуха. Подогреватель – поверхностный теплообменник 1 (рисунок 11), по змеевикам которого с помощью сетевого насоса 10 прокачивают воду. Снаружи змеевики обогревают паром. Источником греющего пара служат отборы паровых турбин.

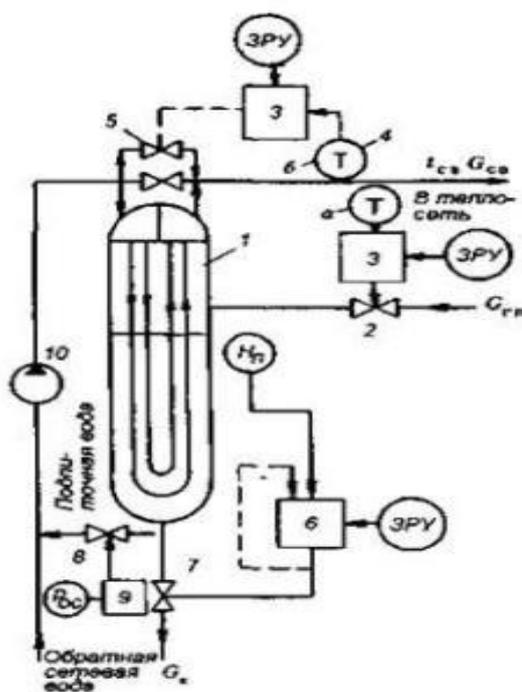


Рисунок 11 – Подогреватель сетевой воды

Обозначение элементов: 1 – корпус подогревателя, 2 – регулирующая заслонка; 3 – регулятор температуры; 4 – термоприемники; 5 – регулирующий клапан на линии обвода; 6 – регулятор уровня конденсата; 7, 8 – регулирующие клапаны; 9 – регулятор давления обратной сетевой воды; 10 – сетевой насос.

Регулируемой величиной служит уровень конденсата греющего пара в корпусе подогревателя. Его следует поддерживать вблизи среднего значения по

условиям оптимального теплообмена в подогревателе и опасности заброса воды в трубопровод греющего пара.

Вода циркулирует обычно по замкнутому контуру: насос – подогреватель – тепловая сеть – насос. При этом неизбежные потери в тепловой сети восполняют за счет подпиточной воды, которая поступает на всас сетевых насосов под избыточным давлением. Потери воды в сети имеют характер случайных и неконтролируемых возмущений. Поэтому желательно предусматривать автоматическое регулирование расхода подпиточной воды в зависимости от давления обратной сетевой воды.

Регулирование уровня осуществляют регулятором 6. Его входными сигналами служат уровень конденсата в корпусе и положение регулирующего органа. Регулятор воздействует на открытие или закрытие клапана 7 на линии слива конденсата.

Расход подпиточной воды стабилизируют регулятором 9, работающим по принципу регулирования давления «после себя». Он воздействует на клапан 8, установленный на трубопроводе подпитки.

## 8.2. Выбор автоматической системы регулирования

В рамках данного проекта применяется одноконтурная система управления, так как в полной мере удовлетворяет требования заказчика.

В данном объекте регулирования основная регулируемая величина – это уровень конденсата в подогревателе сетевой воды (ПСВ). Структурная схема автоматической системы регулирования уровня в ПСВ представлена на рисунке 12.

Для такой схемы автоматического регулирования целью является поддержание регулируемой величины (уровня конденсата в сетевом подогревателе) на заданном значении.

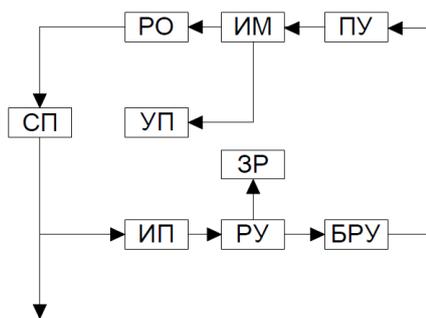


Рисунок 12 – Структурная схема АСР уровня конденсата в сетевом подогревателе (СП)

От измерительного преобразователя (ИП) уровня поступает импульс, который воздействует на регулирующее устройство (РУ). Также на (РУ) подается сигнал задания. Сигнал рассогласования поступает на блок ручного управления (БРУ), который влияет на пусковое устройство (ПУ). Вследствие этого исполнительный механизм (ИМ) устанавливает положение регулирующего органа (РО) в сторону уменьшения сигнала рассогласования, (УП) – указатель положения. Регулирующее воздействие направлено на уменьшение рассогласования между действительным и заданным значениями регулируемой величины. Регулятор будет действовать на объект до тех пор, пока регулируемая величина не сравняется с заданным значением.

### 8.3. Проектирование функциональной схемы АСР

Функциональная схема АСР (ФС) является основным документом при проектировании системы автоматизации, который определяет функциональную структуру и объем автоматизации объекта, а также отображает функции системы автоматизации и их взаимосвязь с автоматизируемым объектом. Под объектом автоматизации понимают совокупность основного и вспомогательного оборудования вместе с регулирующими органами.

При проектировании функциональной схемы должны решаться следующие задачи:

- изучить технологическую схему автоматизируемого объекта;

- составить перечень контролируемых параметров технологического процесса и технологического оборудования;
- на технологической схеме объекта автоматизации определить местоположение точек отбора измерительной информации;
- определить предельные рабочие значения контролируемых параметров;
- выбрать структуру измерительных каналов;
- выбрать методы и технические средства получения, преобразования, передачи и представления измерительной информации;
- решить вопросы размещения технических средств автоматизации (ТСА) на технологическом оборудовании, трубопроводах, по месту и на щитах;
- согласовать параметры измерительных каналов и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

В данной АСР регулируемой величиной является уровень в подогревателе сетевой воды. Следовательно, измерительное устройство уровня устанавливается в корпус ПСВ.

Процесс проектирования функциональной схемы системы завершается составлением чертежа, который включает в себя:

- технологическую схему объекта автоматизации;
- первичные и другие средства автоматизации;
- щит автоматизации;
- линии связи между техническими средствами автоматизации;
- основную надпись.

Технологическое оборудование на функциональной схеме изображено в соответствии с ГОСТ 21.403–80 в виде упрощённых контуров.

На технологических трубопроводах показаны только те вентили, задвижки, заслонки, клапаны и другая регулирующая и запорная арматура, которая непосредственно участвует в работе системы автоматизации. Датчики, преобразователи, приборы и вспомогательную арматуру изображают на схемах автоматизации в соответствии с ГОСТ 21.404–85.

Разработана функциональная схема АСР уровня конденсата в ПСВ и представленная на листе ФЮРА.421000.006 С2.

#### 8.4. Составление заказной спецификации приборов и средств автоматизации

Спецификация представляет собой техническую документацию, в которой отражены перечень все необходимые сведения о приборах и средствах автоматизации паровой турбины, предназначена для составления заказа на ее основе средств измерения и автоматизации.

##### 8.4.1 Выбор измерительных устройств уровня

Выбор оборудования осуществляется с учетом параметров измеряемой среды и технологических особенностей процесса измерения. Комплекс технических средств САР базируется на серийно выпускаемых средствах автоматизации

Для измерения уровня в подогревателе сетевой воды целесообразно использовать метод гидростатического давления, т.к. измеряемая среда считается не пригодной для использования других методов.

Рассмотрим следующие варианты датчиков:

- 1) преобразователи давления серии «Метран»;
- 2) преобразователи серии «Сапфир».

Оба вида преобразователей подходят, они имеют сравнительно близкие характеристики, однако, датчики давления серии «Метран» значительно дешевле, практически в два раза, поэтому воспользуемся преобразователями концерна «Метран». Этим фактором будем руководствоваться и в дальнейшем.

По каталогу в интернете, по самой оптимальной цене и конфигурациям, выбираем преобразователь гидростатического давления типа Метран-43Ф-Вн-ДД.

Интеллектуальные датчики серии Метран-43Ф предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал. Непрерывная самодиагностика. Измеряемые среды: жидкости, в т.ч. нефтепродукты; пар, газ, газовые смеси.

Диапазоны измеряемых давлений:

- минимальный 0–0,025 кПа;
- максимальный 0–4 МПа.

Выходные сигналы:

- 4–20 мА с HART протоколом;
- 0–5 мА.

Сосуды уравнильные (СУ) предназначены для исключения влияния на результат измерений высоты столба жидкости в импульсной линии путем поддержания постоянного уровня жидкости в сосуде по отношению к измеряемому переменному уровню в резервуарах при измерении дифманометрами уровня жидкости в резервуарах, а также перепада давления или расхода жидкостей с температурой свыше 100 °С для обеспечения равенства плотностей жидкости в импульсных линиях.

Выбираем сосуд уравнильный СУ-6,3-2-А на условное давление 6,3 МПа.

#### 8.4.2 Выбор устройств оперативного управления

В качестве устройств оперативного управления в АСР применяются блоки ручного управления (БРУ), пусковые устройства (ПУ) и пр.

БРУ используются для коммутации цепей управления. ПУ – для управления исполнительный механизм.

Выбираем устройства оперативного управления типа БРУ-22, выполняющий большое количество разнообразных функций и в виду современности модели.

Для управления МЭО выбран пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-3А, в связи с тем что требуется управление однофазным конденсаторным

электродвигателем, предназначенный для общепромышленных условий эксплуатации.

#### 8.4.3 Выбор исполнительного механизма

Исполнительные механизмы являются приводной частью регулирующего органа (клапан, задвижка, заслонка и т.п.) и предназначены для его перемещения. ИМ в зависимости от используемой энергии подразделяются на следующие виды: пневматические; гидравлические; электрические.

Выбираем исполнительный механизм серий МЭО-4000/63-0,25Р-97. Механизм электроисполнительный однооборотный с номинальным значением момента на выходном валу 4000 Н·м, номинальное значение времени полного хода 63с, номинальное значение полного хода 0.25об., в составе с реостатным блоком сигнализации положения выходного вала. Год разработки-1997.

#### 8.4.4 Выбор регулирующего устройства

В качестве устройства, регулирующего входные сигналы диапазона 4-20 мА, выбираем регулятор РП4-У-М1.

Устройство регулирующее РП4-У-М1 с импульсным выходным сигналом предназначено для формирования динамических свойств П, ПИ, а с внешним дифференциатором — ПИД-законов регулирования автоматических регуляторов, содержащих электрические исполнительные механизмы постоянной скорости.

Заказная спецификация представлена в приложении А.

## 9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе дипломной работы рассматриваются вопросы производственной безопасности в турбинном цехе.

Служба охраны труда на предприятии создается для организации и координации мероприятий по охране труда, контролю за соблюдением законодательных и нормативных правовых актов по охране труда работниками, совершенствованию профилактической работы по предупреждению производственного травматизма, профессиональных и производственно – обусловленных заболеваний и улучшению условий труда.

Одним из наиболее важных мероприятий по охране труда на предприятии является контроль за уровнем воздействия вредных или опасных производственных факторов на здоровье работников, одним из таких факторов является вибрация.

Качественные и количественные критерии и показатели неблагоприятного воздействия вибрации на человека-оператора в процессе труда устанавливаются санитарными нормами, правилами и другими нормативными документами Минздрава Российской Федерации

Нормы вибрации машин и оборудования, влияющих на вибрационную безопасность труда, установлены в документации.

Нормы вибрации машин обеспечиваются изготовителями и удостоверяются контрольными службами, уполномоченными проверять показатели безопасности машин.

### 9.1 Анализ опасных и вредных факторов

Работа на производстве может сопровождаться опасными (вызывающими травмы) и вредными (вызывающими профессиональные заболевания или снижение работоспособности) производственными факторами. В теплоэнергетике опасными факторами являются пар и горячая вода, электрический ток, ог-



## 9.2.1 Электробезопасность

Работа в турбинном цеху связана с потенциальной возможностью электропоражения, которая в свою очередь делится на электротравмы и электроудары.

Электротравмы – это четко выраженные местные повреждения тканей организма, вызванные воздействием электрического тока или электродуги.

Электротравмы делятся на:

- электрические ожоги и знаки;
- металлизация кожи и механические повреждения;
- электроофтальмия.

Практически условиями возникновения электротравм могут быть: прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением; прикосновение к конструктивным частям электросети и электрооборудования, оказавшимся под напряжением при повреждении изоляции (например, прикосновение к корпусу электродвигателя, имеющего замыкание на корпус); нахождение вблизи места замыкания на землю (например, вблизи оборванного провода, упавшего на землю); прикосновение к металлическим предметам, случайно оказавшимся под напряжением (например, к мокрой стене, на которой возник потенциал) и другие.

Электроудар – это возбуждение живых тканей организма проходящим через него электрическим током, сопровождающееся непроизвольными судорожными сокращениями мышц.

Различают следующие четыре степени ударов:

- судорожное сокращение мышц без потери сознания;
- судорожное сокращение мышц с потерей сознания, но с сохранившимся дыханием и работой сердца;
- потеря сознания и нарушение сердечной деятельности или дыхания (либо того и другого вместе);
- клиническая смерть, то есть отсутствие дыхания и кровообращения.



### 9.2.2 Механические травмы

В машинном зале турбинного цеха находится оборудование (электродвигатели, насосы и др.) при соприкосновении с движущимися и находящимися под напряжением частями которых, возможны повреждения организма человека. Чтобы этого не случилось, все движущиеся части механизмов и машин должны быть закрыты кожухами и ограждениями. Для защиты людей от поражения электрическим током при эксплуатации электроустановок должны выполняться «Правила устройства электроустановок»:

1) для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения : а) основная изоляция токоведущих частей; б) ограждения и оболочки; в) установка барьеров; г) размещение вне зоны досягаемости; д) применение малого напряжения.

2) для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены следующие меры защиты: а) защитное заземление; б) автоматическое отключение питания; в) выравнивание потенциалов; г) двойная изоляция; д) изолирующие помещения зоны; е) сверхнизкое напряжение; ж) защитное электрическое разделение цепей.

3) к средствам защиты от воздействия механических факторов (движущихся машин и механизмов; подвижных частей производственного оборудования; нарушения целостности конструкций; падающих с высоты предметов; острых кромок и шероховатостей заготовок) относятся следующие устройства: а)оградительные; б)автоматического контроля и сигнализации; в)предохранительные; г)дистанционного управления; д)тормозные; е)знаки безопасности.

В соответствии с ГОСТ 12.2.007.0-75 предусматриваем:

1) Ограждение вращающихся частей электродвигателей, насосов, вентиляторов и др.

2) Закрытие кожухами деталей приводов коммутационных аппаратов. при этом кожуха снимаются только с применением инструмента.

3) При открывании и закрывании дверей и люков исключается возможность прикосновения к движущимся частям приводов.

### 9.3 Производственная санитария

#### 9.3.1 Организация рациональных условий жизнедеятельности

Согласно СП 2.2.1312 – 03 минимально допустимая высота производственных помещений составляет 3,25 м, объем производственных помещений на одного работающего – не менее 15м<sup>3</sup>, площадь помещений – не менее 4,5м<sup>2</sup> на одного работающего. При остеклении световых проемов помещений учитывают соблюдение норм естественного освещения, установленных СНиП 23-05-95. В каждом производственном помещении для проветривания предусматривают открывающиеся створки переплетов и другие открывающиеся устройства в окнах площадью не менее 20% общей площади световых проемов.

Метеорологические условия производственной среды (рабочих помещений, производственных цехов) зависят от физического состояния воздушной среды и характеризуются следующими основными метеорологическими элементами: температурой, относительной влажностью и скоростью движения воздуха и т.д. Совокупность этих факторов, характерных для данного участка, называется производственным микроклиматом.

Метеорологические факторы как каждый в отдельности, так и в различных сочетаниях, оказывают огромное влияние на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье. Для производственных условий в большинстве случаев характерно суммарное действие метеорологических факторов. Такое действие может быть или антагонистическими, когда воздействие одного или нескольких факторов ослабляются или полностью уничтожаются другими или же синергическими, когда воздействия неблагоприятных факторов усиливают друг от друга.

Способность организма человека регулировать теплообмен тела с окружающей средой, поддерживая неизменной температуру, называется терморегуляцией.

Температура, относительная влажность, скорость движения воздуха возле тела человека, а также температура стен и окружающих предметов образуют микроклимат на рабочем месте.

Установлены нормы оптимального микроклимата в рабочей зоне в зависимости от сезона года и тяжести работы рассмотрим по таблице 9.2. Допустимая область влажности воздуха 40-75%. При влажности более 75% затрудняется испарение пота, менее 40% пересыхание слизистой оболочки.

Допустимая область подвижности воздуха 0,2— 1 м/с. Застойный воздух затрудняет конвекцию, слишком подвижный вызывает сквозняк.

Человеку необходим чистый воздух без примесей пыли, вредных аэрозолей, газов, паров. При наличии в воздухе частиц ядовитых веществ возможно отравление, вредной пыли - заболевание легких, угольной пыли — энтокрроз легких. Особенно вредна кварцевая пыль, способная отлагаться в легких и вызывать их заболевание.

Таким образом, допустимые показатели микроклимата на рабочих местах производственных помещений, согласно СанПиН 2.2.4.548-96, приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %
		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин		
Холодный	II б (233 – 290)	15,0 – 16,9	19,1 – 22,0	14,0 – 23,0	15 - 75
Теплый		16,0 – 18,9	21,1 – 27,0	15,0 – 28,0	15 - 75 70% при t=25°C 65% при t=26°C 60% при t=27°C 55% при t=28°C

Данные таблицы 11 приведены для категории II б, к которой относятся работы с интенсивностью энергозатрат 233 - 290Вт, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения.

Поддержание метеорологических условий, соответствующих нормативным, заключается в механизации и автоматизации тяжелых и трудоемких работ, устройстве защитных экранов и завес и т.д.

### 9.3.2 Освещение рабочих мест и производственных помещений

Одним из важнейших элементов благоприятных условий труда является рациональное освещение помещений и рабочих мест. При неправильном освещении помещений и рабочих мест резко снижается производительность труда, условия безопасности и повышается утомляемость. При недостаточном освещении рабочий плохо видит окружающие предметы и плохо ориентируется в производственной обстановке.

Успешное выполнение рабочих операций требует от него дополнительных усилий и большого зрительного напряжения. Неправильное и недостаточное освещение может привести к созданию опасной ситуации. В связи с этим существуют следующие нормативные параметры освещения, которые для разряда зрительной работы VIII-а – общее постоянное наблюдение за ходом производственного процесса, составляют:

- искусственное освещение при системе общего освещения равно 200 лк;
- естественное совмещенное освещение при боковом освещении равно  $КЕО e_n = 0,6 \%$  .

Следует проверять уровень освещенности в контрольных точках производственного помещения не реже одного раза в год после очередной очистки светильников и замены перегоревших ламп. Фактическая освещенность должна

быть больше или равна нормируемой освещенности, умноженной на коэффициент запаса.

В соответствии со СНиП 23-05-95 в производственных помещениях предусмотрено:

1) Естественное освещение за счет применения остекленных проемов для лабораторий и помещений административного корпуса.

2) Искусственное освещение общее с применением газоразрядных ламп (в коридорах, переходах, лабораториях, помещениях АБК, комнатах дежурного персонала) и ламп накаливания в остальных помещениях.

3) Аварийное освещение, с освещенностью 5 лк за счет ламп накаливания от аккумуляторных батарей.

### 9.3.3 Вибрация и шум

Источником вибрации и шума являются вращающиеся механизмы и агрегаты большой мощности, ручной виброинструмент. Характеристики шума рассмотрим в таблице 12.

В ряде случаев практически невозможно уменьшить шум и вибрацию до допустимых уровней. Для предотвращения профессиональных заболеваний, работающие в шумных условиях или в условиях воздействия вибрации соблюдают правила безопасной работы.

Таблица 12 – Характеристики источников шума в цехах и их уровень

Оборудование	Уровень шума дБА
Турбинное отделение:	
Генератор, турбина	79-117
Коллектор, дренаж	100-103
ПНД	94-103
Паропроводы	87-98
Котельное отделение:	
Шаровые мельницы	101-107
Золошлакоудаление	91-92
Дымососы	86-92
Дутьевые вентиляторы	86-91

ГОСТами установлены следующие меры защиты: применение средств индивидуальной защиты, чередование труда и активного отдыха, сокращение длительности работы в вибро- и шумоопасных условиях. На энергетических предприятиях имеются источники шума.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 предусмотрено:

Архитектурно - планировочные мероприятия:

- 1) Группировка оборудования по степеням шумности и размещение их в отдельных помещениях и залах;
- 2) Размещение наиболее шумных помещений и зон с подветренной стороны - по розе ветров с севера на юг;
- 3) Удаление внешних источников шума от помещений дежурного персонала;
- 4) Создание свободной зоны между шумными цехами шириной до 100 м с озеленением.

Акустические мероприятия:

- 1) Установка оборудования на отдельные фундаменты, не связанные между собой и стенами здания;
- 2) Звукоизолирующие прокладки между агрегатом и фундаментом;
- 3) Акустические разрывы в конструкциях, заполнение звукоизолирующим материалом;
- 4) Звукоизоляция помещений реакторного и турбинного цехов, дизель-генераторной станции с помощью массивных бетонных стен;
- 5) Герметизация по периметру притворов окон, дверей, ворот;
- 6) Покрытие стен, потолков помещений звукоизолирующими облицовочными материалами;
- 7) Применение объемных звукопоглотителей на участке.

Организационно - технические мероприятия:

- 1) Своевременное и качественное профилактическое обслуживание оборудования;
- 2) Планирование зон и режимов движения транспортных средств;

- 3) Использование рационального режима труда и отдыха;
- 4) Применение средств индивидуальной защиты (наушники "Беруши");
- 5) Ограничение зон с уровнем звука более 80 дБА знаками безопасности.

#### Защита от вибрации

Задачей обеспечения вибрационной безопасности является предотвращение условий, при которых воздействие вибрации могло бы привести к ухудшению состояния здоровья работников, в том числе к профессиональным заболеваниям, а также к значительному снижению комфортности условий труда.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 данным проектом предусматриваем:

- 1) Акустические разрывы, заполненные пористым материалом между фундаментами агрегатов и рабочими площадками.
- 2) Виброизолирующие эластичные вставки на трубопроводах в местах их прохождения через стены.
- 3) Облицовка полов рабочих площадок виброизолирующим материалом.
- 4) Применение средств индивидуальной защиты (рукавицы, специальная обувь).
- 5) Поддержание в условиях эксплуатации технического состояния оборудования на уровне, предусмотренном нормативно-техническими документами.
- 6) Применение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на персонал.

#### 9.4 Пожаробезопасность

Данный цех относится к категории Д пожарной опасности (для негорючих веществ и материалов) НПБ 105-03. Система пожарной защиты предусматривает, наряду с мерами предотвращения возникновения пожара и распро-



#### 9.4.2 Пожарная защита и взрывозащита

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 и ГОСТ 12.1.010-76 проектом предусматриваем следующие меры:

- 1) Аварийную пожарную сигнализацию.
- 2) Систему автоматического пожаротушения.
- 3) Противодымную систему защиты лестниц и переходов.
- 4) Специальные помещения для хранения горючих и легковоспламеняющихся жидкостей на территории ТЭС.

##### 5) Применение огнетушителей:

- ОУ - углекислотные (ОУ-8, ОУ-80) - тушение оборудования под напряжением до 1000 В,

- ОП - порошковые (ОП-5, ОП-10, ОП-100) - тушение оборудования под напряжением до 1000 В,

- ОПВ - воздушно-пенный (ОПВ-100, ОПВ-200) - тушение горючих жидкостей и оборудования без напряжения.

6) Применение в качестве электроизоляции негорючих материалов и материалов с низким дымообразованием.

##### 7) Тушение пожаров на трансформаторах распыленной водой.

По взрывозащите предусматриваем следующие мероприятия:

1) Установка минимального количества водорода, требуемого для охлаждения генератора и предотвращение его утечек.

2) Применение оборудования, рассчитанного на максимальное возможное давление взрыва.

3) Применение газоанализаторов в качестве приборов сигнализации о скоплении водорода в помещении.

#### 9.4.3 Выходы для эвакуации во время пожара

В каждом цехе на случай возникновения пожара обеспечивают возможность быстрой и безопасной эвакуации людей через эвакуационные выходы -

двери, ворота, проходы. Выходы считаются эвакуационными, если они ведут из помещений:

- а) первого этажа непосредственно наружу;
- б) в соседние помещения того же этажа, имеющие выход наружу непосредственно или через лестничные клетки;
- в) в проход или в коридор непосредственный выход наружу или через местную клетку.

Расстояние между выходами из цехов электростанций составляют не более 30м в противоположных сторонах помещения. Число выходов и лестниц не менее двух.

Расстояние от наиболее удаленного рабочего места до выхода не более 30м. Двери в помещениях открываются только наружу или по направлению выходов наружу.

#### 9.5 Влияние на окружающую среду энергетического производства

В технологическом процессе электростанций используется сжигание топлива, в ходе которого образуются отходы.

При сжигании одной тонны угля образуется от 60 до 550 килограмм золы, от 6 до 120 килограмм окислов серы, от 2 до 10 килограмм окислов азота. Также при сжигании топлива могут образовываться токсичные продукты неполного сгорания (окись углерода и некоторые углеводороды).

Твердые частицы (пыль, зола и др.) воздействуют на окружающую среду в зависимости от химического состава и размера.

При воздействии на окружающую среду твердых частиц возможно снижение солнечного освещения и видимости, увеличение облачности, туманности, разрушение и загрязнения материалов. Также твёрдые частицы оказывают негативное воздействие на здоровье людей в зависимости от химического состава.



Существуют следующие методы снижения выбросов окислов азота:

1) Снижение температурного уровня в топке – эффективно для котлов, в которых сжигается не содержащий азота природный газ;

2) Рециркуляция дымовых газов – успешно используется на газомазутных котлах с высокой температурой в ядре горения. Эффективность ее зависит от количества и температуры рециркулирующих газов, а также организации их ввода в топку;

3) Установка двухсветных экранов – может быть применена для котлов с твёрдым шлакоудалением, но с достаточно высоким уровнем температур 1600 °С в ядре горения.

Такая конструкция топочных камер позволяет уменьшить развёртку температур по ширине топки и тем самым интенсивность образования термических окислов азота, которая определяется не средней, а максимальной температурой в топке;

4) Двухступенчатое сжигание – через все горелки подают топливо с недостатком воздуха так, чтобы кислорода не хватало, для образования окислов азота, а в конечную часть факела вводят остальной воздух, необходимый для полного сгорания топлива;

5) Ступенчатая подача топлива с восстановлением окислов азота в топке – для этого выше основных пылеугольных горелок в топке устанавливаются дополнительные горелки, в которых подаётся часть топлива с недостатком воздуха и создаётся зона с восстановительной средой;

6) Конструкция горелочного устройства во многом определяет интенсивность воспламенения факела, скорость смешения топлива с воздухом и максимальный уровень температур в ядре горения;

7) Подача к горелкам пыли высокой концентрации (10-30 килограмм пыли на килограмм воздуха) по трубопроводам малого диаметра (60 - 90 мм) снижает выбросы окислов азота на 20 % при одновременном упрощении схемы и конструкции пылепроводов;





## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте был рассмотрен вопрос реконструкции сетевого подогревателя ПСГ-1300-3-8 путем замены гладких трубок на профилированные.

Первоначальным этапом проекта был расчет тепловой схемы турбины К-200-130.

Результатом реконструкции является уменьшение объема теплообменного аппарата на 15% и, соответственно уменьшение его себестоимости.

В разделе финансового менеджмента был проведен аналитический расчет, который показал, что срок окупаемости данного проекта 3,6 лет при принятых тарифах на электроэнергию и отпуск тепла.

Проработана методика автоматического регулирования уровня конденсата в сетевом подогревателе и собрана функциональная схема.

Рассмотрены вопросы по охране труда и окружающей среды.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник/Под. общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. - М.: Энергоатомиздат, 1982. - 624 с.
2. Турбины тепловых и атомных электрических станций: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. Под редакцией А. Г. Костюка, В. В. Фролова М.: Издательство МЭИ, 2001. — 488 с. ил. ISBN:5-7046-0844-2.
3. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/ Под. ред. В.Я. Гиршфельда. - 3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1987. -328с.
4. Теплообменные аппараты ТЭС. Учеб. пособие для ВУЗов. - М.: Энергоатомиздат, 1988.-288 с.
5. Интенсификация теплообмена в каналах / Э.К. Калинин, Г.А. Дрейцер, С.А. Ярхо. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Машиностроение, 1990. - 208 с.
6. Эффективные поверхности теплообмена / Э.К. Калинин, Г.А. Дрейцер. - М.: Энергоатомиздат, 1998. - 408 с.
7. Эксплуатация блочных турбинных установок большой мощности/ Кроль А.Я. - изд. 2-е перераб. - М.: Энергия, 1971. - 254 с.
8. Тепловые и атомные электрические станции. Проектирование тепловых схем: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во ТПУ, 2012. - 256 с.
9. Проектирование систем автоматического контроля и регулирования: уч. пособие / А.В. Волощенко, Д.Б. Горбунов; ТПУ. - Томск: Изд-во ТПУ, 2011. - 108 с.
10. Менеджмент в энергетике: метод. указания по выполнению курсовой работы для студентов энергетических спец. 140101 "Тепловые электрические станции" ИДО / Состю Л.А. Коршунова - 3-е изд., перераб. и доп. - Томск: Изд-во ТПУ, 2008. - 40 с.
11. Пожарная безопасность. Взрывобезопасность. Справочник./ Под. ред. Баратова А.Н. - М.: химия, 1987. - 114 с.
12. [http://www.std72.ru/dir/ehkonomika\\_i\\_sociologija\\_truda/ehkonomika\\_i\\_sociologija\\_truda\\_uchebnyj\\_kurs/4\\_psikhofiziologicheskie\\_osnovy\\_organizacii\\_truda/2\\_04-1-0-3511](http://www.std72.ru/dir/ehkonomika_i_sociologija_truda/ehkonomika_i_sociologija_truda_uchebnyj_kurs/4_psikhofiziologicheskie_osnovy_organizacii_truda/2_04-1-0-3511)
13. Исследование тепловой эффективности пароводяного теплообменника / А.М. Антонова, А.В. Воробьев. - Томск: Изд-во ТПУ, 2005. - 12 с.



Позиция	Наименование, техническая характеристика приборов и средств автоматизации, завод - изготовитель	Тип и марка прибора	Кол-во, шт.
1	2	3	4
1а	Сосуд уравнильный, условное давление 6,3 Мпа. ПГ «Метран», г. Челябинск.	СУ-6,3-2-А	1
1б	Преобразователь разности давлений, аналоговый, предел допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,5\%$ , верхний предел измерений 4кПа, рабочее избыточное давление 0.04Мпа, выходной сигнал 4...20мА. ПГ «Метран», г. Челябинск.	Метран-43Ф-Вн-ДД-3494-0,5%-400кПа-4Мпа-4...20мА	2
1в	Прибор аналоговый, показывающий, регистрирующий, сигнализирующий, предел допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,5\%$ , шкала 0...2м, входной сигнал 4...20мА. ПГ «Метран», г. Челябинск.	А-100-2125	1
2а	Задатчик ручной. ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	РЗД-12	1
3а	Устройство регулирующее, входные сигналы 4...20мА. ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	РП4-У-М1	1
3б	Блок ручного управления. ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	БРУ-22	1
3в	Пускатель бесконтактный реверсивный. ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	ПБР-3А	1
3г	Механизм электроисполнительный однооборотный с номинальным значением момента на выходном валу 4000Н·м, номинальное значение времени полного хода 63с, номинальное значение полного хода 0.25об., в составе с реостатным блоком сигнализации положения выходного вала; год разработки-1997. ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары.	МЭО-4000/63-0.25Р-97	1
		ФЮРА.421000.006 СО1	
Исполн.	Погужов В.		
Провер.	Артешко ЮК		
Спецификация приборов и средств автоматизации		Стад	Лист
		ТРП	Листов
			1
			1
		ТПУ ИнЭО Гр. 3-6302	