





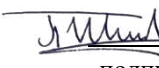
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт  
институт  
Тепловые Электрические Станции  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 Е.А. Бойко  
« 05 » 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**  
**13.03.01 «Тепловые электрические станции»**

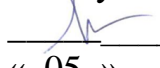
Проект перевода котельной «КрАЗ» в мини-ТЭЦ  
Пояснительная записка

Руководитель	 <u>02.07.20</u> доцент, к.т.н. подпись, дата должность, ученая степень	<u>Л.Н Подборский</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 <u>29.06.20</u> подпись, дата	<u>Р.Р. Хэрриотт</u> инициалы, фамилия
Технический контроль	 <u>05.07.20</u> подпись, дата	<u>Е.А. Бойко</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 <u>02.07.2020</u> подпись, дата	<u>П.В. Шишмарев</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2020

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

Политехнический институт  
институт  
Тепловые Электрические Станции  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 Е.А. Бойко  
« 05 » \_\_\_\_ 07 \_\_\_\_\_ 2020 г

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
в форме бакалаврской работы

Студенту: Хэрриотт Райен Ромарио

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ФЭ16-01Б Направление (специальность) 13.03.01.

код

Теплоэнергетика и теплотехника

(наименование)

**Тема выпускной квалификационной работы:** Проект перевода котельной «КрАЗ» в мини-ТЭЦ

**Утверждена приказом по университету:** 746/с от 27 января 2020 года

**Руководитель ВКР:** Л.Н. Подборский, доцент, канд. техн. наук, кафедра «ТЭС»

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

**Исходные данные для ВКР:** Состав основного оборудования котельной и его характеристики: котлы-утилизаторы БГМ-35М (производительность-30 т/час; давление 35 бар, температура 440°C; резервное топливо-мазут; количество котлов-4).

**Перечень разделов ВКР:** Введение. Общая характеристика предприятия; Обоснование актуальности реконструкции и постановка задачи; обоснование выбранного варианта реконструкции; расчет сетевой подогревательной установки; конструкторский расчет подогревателя пластинчатого типа; оценка технико-экономической привлекательности проекта; индивидуальное задание.

**Перечень графического материала:** блок-схема производства алюминия из глинозема; принципиальная схема технологического котла БГМ-35М; принципиальная тепловая схема утилизационной котельной до реконструкции; принципиальная тепловая схема утилизационной котельной после реконструкции; компоновка оборудования утилизационной котельной после реконструкции (план котельной и разрез котельной); ПСВ пластинчатого типа; технологическая схема автоматизированного учета тепловой энергии и теплоносителя; электрическая схем и автоматизированного учета тепловой энергии и теплоносителя.

Руководитель ВКР



Л.Н. Подборский

Студент



Р.Р. Хэрриотт

« 14 » 06 2020 г.

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Проект перевода котельной «КрАЗ» в мини-ТЭЦ» содержит 57 страницы текстового документа, 6 листов графического материала, 10 использованных источников.

УТИЛИЗАЦИОННАЯ КОТЕЛЬНАЯ, КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ, РЕДУКЦИОННО-ОХЛАДИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ПАРОВАЯ ТУРБИНА С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ, ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ, АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ УЧЕТ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Цель реконструкции:

– повышение эффективности утилизационной котельной «КрАЗ» за счет использования потенциальной энергии пара после котлов-утилизаторов для выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Обоснована актуальность реконструкции; обосновано техническое решение по реконструкции; выбрано основное оборудование мини-ТЭЦ; произведен расчет сетевой подогревательной установки с пластинчатыми теплообменниками; произведен конструкторский расчет пластинчатого теплообменника; выбрано оборудование для автоматизированного учета тепловой энергии и теплоносителя, отпускаемого мини-ТЭЦ; рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды; произведена оценка экономической привлекательности проекта.

Полученные результаты подтверждают техническую и экономическую привлекательность проекта по переводу утилизационной котельной «КрАЗ» в мини-ТЭЦ.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Обоснование реконструкции энергетического объекта.....	5
1.1 Обоснование актуальности темы.....	5
1.2 Характеристика основного предприятия.....	6
1.3 Краткое описание объекта реконструкции.....	12
2 Расчетная часть.....	26
2.1 Технические характеристики турбин.....	26
2.2 Технические характеристики турбогенераторов.....	26
2.3 Тепловая схема котельной после реконструкции.....	27
2.4 Автоматизированный узел учета тепловой энергии и теплоносителя.....	29
2.5 Конструкторский расчет ПСВ пластинчатого типа. (Индивидуальное задание).....	35
3 Общая часть.....	43
3.1 Охрана окружающей среды.....	43
4 Экономическая часть.....	50
4.1 Экономическое обоснование выбора состава основного оборудования...	50
4.2 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии.....	52
4.3 Оценка экономической эффективности капитальных вложений.....	53
Заключение.....	56
Список использованных источников.....	57

## ВВЕДЕНИЕ

Акционерное общество «РУСАЛ Красноярский алюминиевый завод» (АО «РУСАЛ Красноярск») входит в структуру компании ОАО «РУСАЛ». Основными структурными единицами компании являются дивизионы АО «РУСАЛ Красноярск», которые входят в состав алюминиевого дивизиона. Завод расположен в г. Красноярске, в непосредственной близости от Красноярской ГЭС, одной из крупнейших в мире и второй по мощности гидроэлектростанции в России. Наличие дешевой электроэнергии, вырабатываемой ГЭС, и положило в 1964г. Начало развитию алюминиевой металлургии в регионе. Основной продукцией, производимой заводом, является первичный алюминий или алюминий-сырец, получаемый путем электролиза расплава глинозема в криолите.

Большинство электролизеров завода работает по технологии «экологичный Содерберг», в которой используются сухие самообжигающиеся аноды. Аноды изготавливаются на заводе и проходят термическую обработку в прокалочных печах. Уходящие из печей газы с температурой 900-1300 градусов отводятся в утилизационную котельную, где их тепло используется для получения пара с давлением 3,4 МПа и температурой 435 градусов. После значительного снижения параметров в редуционно-охладительных установках пар отводится на технологические нужды завода и теплофикацию. Недостатком данной технологии является значительная потеря потенциальной энергии пара в результате дросселирования и охлаждения в РОУ.

Предприятие относится к числу крупнейших предприятий цветной металлургии Красноярска. В то время как необработанное сырье для производства алюминия поставляется их родственным заводом на Ачинском глиноземном заводе. По энергопотреблению он находится на первом месте в городе, потребляя около 70% электроэнергии, вырабатываемой Красноярской ГЭС. Поэтому решение проблемы наиболее эффективного использования на заводе электрической и тепловой энергии, а также топлива, является весьма актуальным.

Цель этого проекта состоит в том, чтобы решить проблему ограничения производительности / потери использования потенциальной энергии пара после его выхода из котла в цикле. Выбор турбины для модернизации завода, оптимизация этих переменных и тепловых цепей, анализ влияния проектных решений, эксплуатационных факторов на технико-экономическую эффективность и рентабельность алюминиевого завода.

В дипломном проекте обсуждается вариант реконструкции и модернизации Красноярского алюминиевого завода с установкой турбины противодавления с турбоэлектрическим генератором с целью повышения эффективности утилизации котельной и получения дополнительной выработки электроэнергии.

## **1 Обоснование реконструкции энергетического объекта**

### **1.1 Обоснование актуальности темы**

**Анализ:** как использование потенциальной энергии пара после котлов

Целью этого проекта является повышение эффективности работы завода. Это будет сделано путем установки системного набора из двух противодавленных турбин. Причина этого в первоначальной компоновке завода, пар, который вырабатывается котлом БГМ-35М, направляется в РОУ, где давление и температура пара снижаются. В связи, это возникает проблема, когда потенциальная энергия пара представляет собой потери, поскольку она может использоваться в качестве кинетической энергии, чтобы помочь в производстве алюминия.

Использование потенциальной энергии пара можно осуществить, установив в систему ряд турбин и разрешив РОУ вместо этого выполнять функцию резервирования. Благодаря этой модификации пар теперь будет поступать из котла в турбины Р-4-3,4/1,2 и Р-12-34/0,12. ПСВ будет использоваться в зимний период, и поток к турбине будет предотвращен. Затем будет рассчитан общий ПСВ, по сравнению с ПСВ пластинного типа, какой вариант лучше в установке.

В целом, завод получит дополнительную электроэнергию для производства алюминия и технического обслуживания завода.

## **1.2 Характеристика основного предприятия**

### **1.2.1 Краткое описание**

Красноярский алюминиевый завод (сокращенно КрАЗ) является одним из крупнейших заводов по производству алюминия, производя примерно 27% алюминия в России и около 3% алюминия в мире. В большинстве электролизеров завода используется технология Содерберга, с применением сухихсамопекающихся анодов. В настоящее время КрАЗ внедряет электролизеры собственной конструкции с технологией Eco-Soderberg, которая позволяет снизить выбросы и повысить эффективность производства. Дополнительные продукты завода включают различные алюминиевые сплавы в виде плоских, цилиндрических и Т-образных слитков, а также алюминий высокой чистоты.

Проектная мощность завода по производству первичного алюминия составляла 865 тысяч тонн в год, но в настоящее время достигла 1000 тысяч тонн, т. е. перекрыта на 13,3%. Это не может не сказаться на энергоэффективности предприятия. Поэтому решение проблемы наиболее эффективного использования электрической и тепловой энергии на предприятии является актуальным.

### **Общая характеристика предприятия**

Открытое акционерное общество «Красноярский алюминиевый завод РУСАЛ» (АО «РУСАЛ Красноярск») входит в структуру компании ОАО «РУСАЛ». Основными структурными подразделениями компании являются подразделения. РУСАЛ Красноярск, ОАО входит в состав алюминиевого дивизиона. Завод расположен в городе Красноярске в непосредственной близости от Красноярской ГЭС, одной из крупнейших в мире и второй по мощности гидроэлектростанции в России.

Наличие дешевой электроэнергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями, заложено и в 1964 году. Начало развития цветной металлургии в регионе. В настоящее время Красноярский алюминиевый завод (КрАЗ) является вторым по величине алюминиевым предприятием в России, производящим до 24% алюминия в России и до 2,4% в мире. В 2000 году завод вошел в состав РУСАЛа.

Необработанный алюминий или первичный алюминий который получают электролизом расплавленного глинозема в криолите являются основными продуктами алюминиевого завода. Большинство электролизеров завода используют технологию Содерберга, используя сухие самопекающиеся аноды при производстве алюминия. В настоящее время КрАЗ внедряет электролизеры собственной конструкции с технологией Eco-Soderberg, которая позволяет снизить выбросы и повысить эффективность производства.



Дополнительные продукты завода включают различные алюминиевые сплавы в виде слитков, плоских, цилиндрических и Т-образных слитков, а также алюминий высокой чистоты.

Производственный комплекс КрАЗ состоит из:

- 25 электролизных корпусов;
- три литейных завода;
- отдел производства анодной пасты.

Проектная мощность завода по производству первичного алюминия составляла 865 тысяч тонн в год, в настоящее время мощность завода составляет 1000 тысяч тонн в год.

## **1.2.2 Технологический процесс производства алюминия**

### **Технология получения алюминия**

Технологический процесс производства алюминия объединяет независимые процессы от производства глинозема до получения чистого металла. Общая схема производства алюминия представлена на рисунок 1. Блок-схема производства алюминия из глинозема на заводе представлена на рисунок 2. Поступающий на завод переменный электрический ток преобразуется в постоянный ток  $I = 150000-170000$  ампер,  $U = 4-5$  вольт и подается к серии электролизеров. Основным агрегатом для переработки глинозема в алюминий является электролизер (рисунок 3) Электролит представляет собой в основном расплав криолита ( $Na_3AlF_6$ ) с небольшим избытком фторида алюминия  $AlF_3$  и фторида кальция  $CaF_2$ , в котором растворен глинозем. Электролиз криолитоглиноземных расплавов является основным способом получения алюминия. Электролиз криолит-глиноземных расплавов является основным методом получения алюминия.

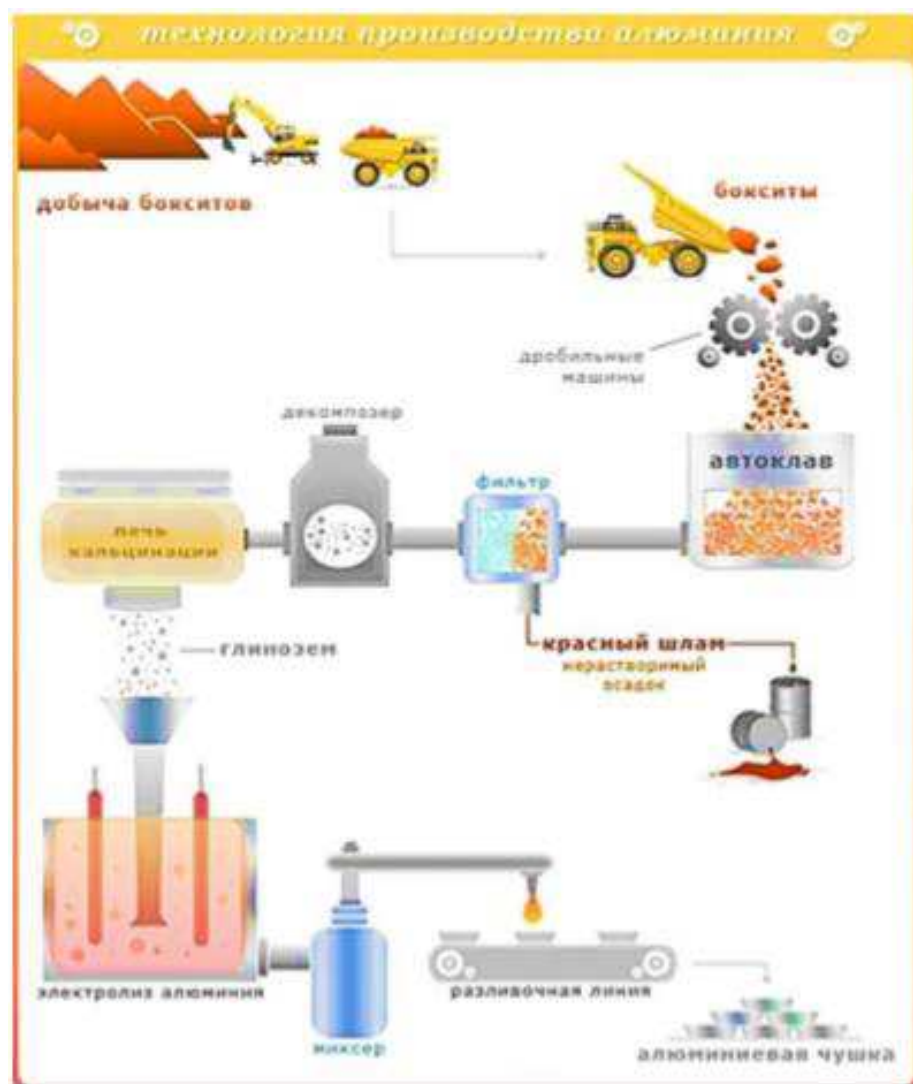


Рисунок 1 – Общая схема производства алюминия

Углеродные аноды опускаются в электролизную ванну сверху, катодные стержни (блумсы) уложены на дне ванны. Аноды представляют собой предварительно прокаленную смесь кокса и пекового связующего. Для электролиза используются предварительно обожженные аноды, изготовленные в прокалочных печах сырых коксов при температуре до 1300 °С. Поперечный разрез электролизёра представлен на рисунке 3.

Состав электролита: расплав криолита  $\text{Na}_3\text{AlF}_6$ —83%; фторид алюминия  $\text{AlF}_3$ —7%; фторид кальция  $\text{CaF}_2$ —6%; глинозем  $\text{Al}_2\text{O}_3$  — 4%.

Основная электрохимическая реакция, протекающая в электролизере при температуре 960 градусов. Алюминий оседает на подине электролизера.

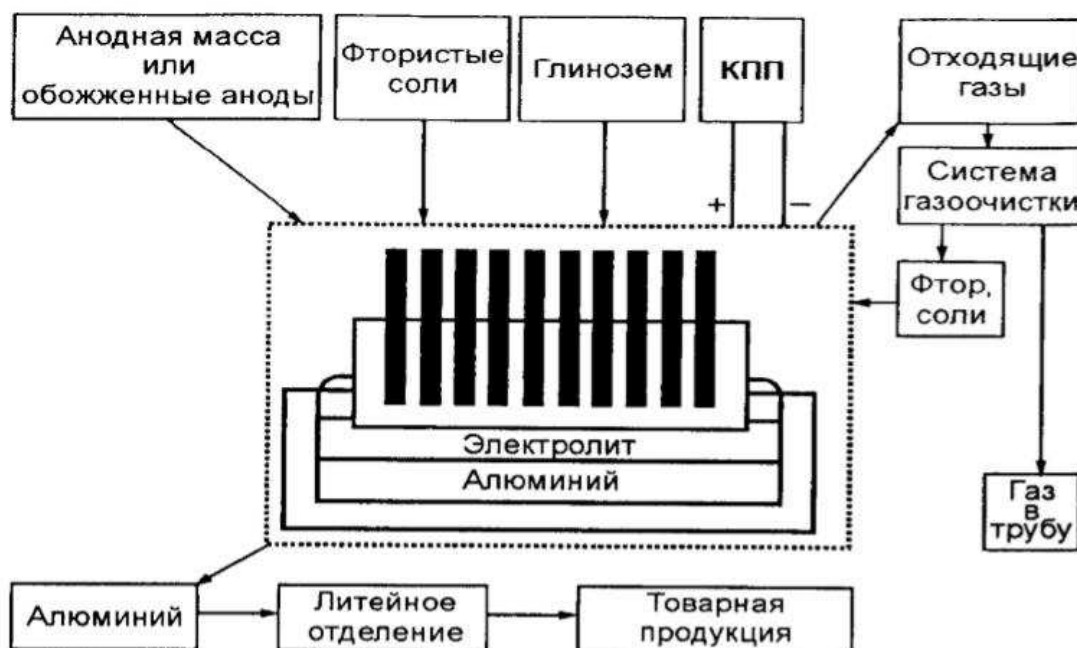
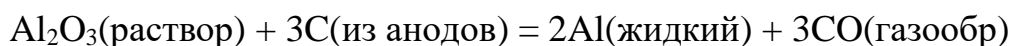


Рисунок 2 – схема электролиза



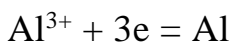
При температуре электролиза 950-960 °С расплавленный алюминий располагается на дне ячейки, за счет того, что он тяжелее электролита. Кроме того, углерод и новые материалы могут выдерживать, поскольку криолит-глиноземные расплавы очень агрессивны в этом состоянии.

### Схема алюминиевого электролизёра

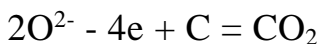
На рисунок 3 показана схема электролизёра для получения алюминия. Состав электролита (% мас.):

#### Процессы в электролизёре

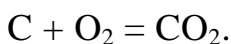
Основной катодный процесс:

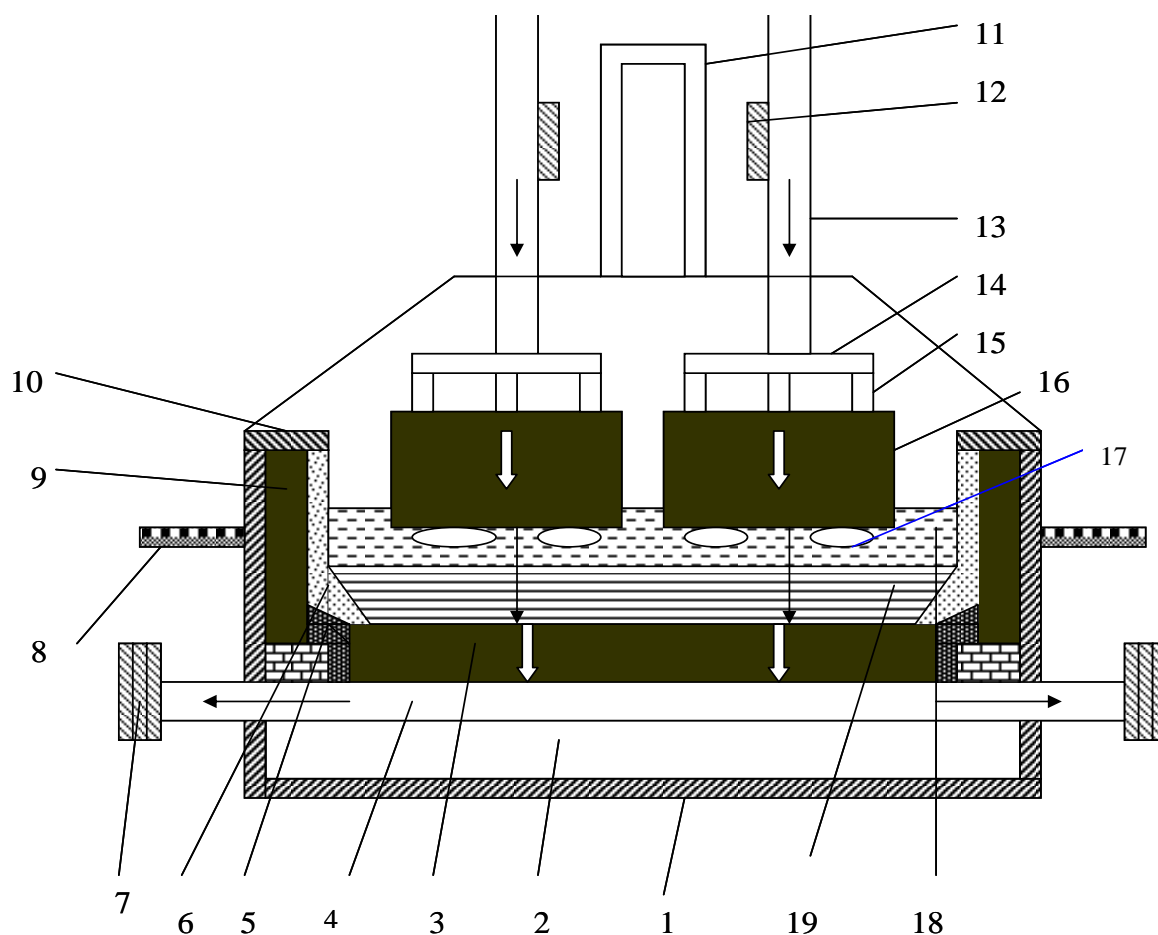


Основной анодный процесс:



Химические реакции:





1 – кожух, 2 – теплоизоляция, 3 – подовые блоки (подина), 4 – катодные стержни (блумсы), 5 – периферийный шов, 6 – гарнissage и настель, 7 – катодная шина, 8 – пол –“рифлѐнка”, 9 – бортовой блок, 10 – фланцевый лист, 11 – газосборный короб, - 12 – анодная шина, 13 – анодная штанга, 14 – траверса, 15 – ниппели, 16 – анодные блоки, 17-газовые пузыри, 18– электролит, 19– алюминий.

Рисунок 3 – Поперечный разрез электролизѐра с предварительно обожжѐнными анодами.

Металлургия алюминия включает в себя 4 основных производства - глинозема, фторсолей, электродов и собственно электролиз алюминия.

### 1.2.3 Способы получения глинозема.

Для получения алюминия электролизом используется глинозем  $Al_2O_3$ , который получают из бокситов. При неизменном содержании алюминия ценность и качество бокситов в основном зависят от количества примесей, которые удорожают производство глинозема. Бокситы, расположенные вблизи тропического пояса Земли, например, на Ямайке, имеют более высокое качество, чем расположенные дальше к северу. Для получения глинозема из бокситов используется щелочной метод австрийского инженера К.И. Байера, работавшего в России. Процесс Байера основан на процессе растворения гидроксида алюминия при температуре 95-315°C в высококонцентрированном растворе едкого натра NaOH. Схема производства глинозема по способу Байера приведена на рисунке 4.



1 –дробилка для измельчения бокситов; 2 – автоклав для выщелачивания бокситов; 3 – сгуститель и 4 фильтр, отделить раствор от твердого остатка (осадка); 5 - осадитель, для кристаллизации (разложения) гидроксида алюминия из раствора; 6 - обжигательная печь, для прокаливания (прокаливания) осадка гидроксида алюминия с получением глинозема.

Рисунок 4 – Схема производства глинозема по способу Байера

После растворения гидроксида алюминия балласт отделяется и утилизируется. Раствор гидроксида алюминия в щелочи, очищенный от посторонних примесей, который в основном представляет собой раствор алюмината натрия  $\text{NaAlO}_2$ , претерпевает кристаллизацию. После кристаллизации твердый гидроксид  $\text{Al}(\text{OH})_3$  отделяется от раствора. Оксид алюминия  $\text{Al}_2\text{O}_3$  получают путем прокаливания во вращающихся обжиговых печах для удаления связанной воды.

## 1.3 Краткое описание объекта реконструкции

### 1.3.1 Выбор оборудования для реконструкции

Четыре паровых котла БГМ-35М используют в качестве основного энергоресурса тепло дымовых газов, отходящих от печей прокаливания сырых коксов. В процессе электролиза используются обожженные аноды, которые обжигаются в прокалочных печах при температуре до 1300 °С. Тепло газов, отходящих от печей прокаливания (кальцинации) сырых коксов в технологическом процессе, используется в четырех паровых котлах-утилизаторах типа БГМ-35М котельной для выработки перегретого пара.

### Введение

Руководство по эксплуатации котла БГМ-35м предназначено для изучения и ознакомления обслуживающего персонала с устройством, принципом работы, техническими характеристиками, возможными неисправностями и способами их устранения, а также содержит сведения для правильной и безопасной эксплуатации котла и оценки его технического состояния при проведении ППР. Руководство по эксплуатации должны знать: производственный мастер ПКО, машинисты котлов.

### 1.3.2 Технические характеристики котлов-утилизаторов

#### Назначение

Четыре паровых котла-утилизатора БГМ-35М предназначены для утилизации тепла газов, отходящих от печей прокаливания сырых коксов, и выработки перегретого пара с давлением 39 бар (3,9 МПа) и температурой 440°С. Для поддержания стабильной производительности и проектных параметров пара при изменении производительности печей прокаливания, предусмотрено дожигание в котлах жидкого топлива.

Таблица 1.1 – Технические характеристики котла БГМ-35М

Наименование	Показатели
Паропроизводительность: А) в энергетическом режиме Б) в смешанном режиме В) в утилизационном режиме	17-25 т/ч 17-35 т/ч 17-22 т/ч
Давление пара: А) в барабане Б) на выходе из пароперегревателя	41 кгс/см <sup>2</sup> 39 кгс/см <sup>2</sup>
Температура: А) газов на входе в к/а Б) на выходе из к/а	900-1300°С 190-250°С

Окончание таблицы 1.1

В) перегретого пара на выходе из котла	400-440°C
Г) питательной воды на входе в котел	102-104°C
Площадь поверхностей нагрева:	
А) радиационная	186 м <sup>2</sup>
Б) фестона	42 м <sup>2</sup>
В) пароперегревателя	250 м <sup>2</sup>
Г) экономайзера	554 м <sup>2</sup>
Д) воздухоподогревателя	800 м <sup>2</sup>
Испарительная поверхность экранов	631 м <sup>2</sup>
Объем:	
А) водяной	11,2 м <sup>3</sup>
Б) паровой	9,66 м <sup>3</sup>

Таблица 1.2 – Сведения об основных элементах котла

№	Наименование частей	Кол-во	Размеры, мм			Марки стали
			Диаметр внутр, мм	Толщина стенки	Длина или высота	
1	Барaban:					
	Обечайка	1	1500	40	6565	Ст20к
	Днище	1	1500	40	447	Ст20к
	Днище	1	1500	40	449	Ст20к
2	Выносные циклоны	2	345	16	844/2716	Ст20
3	Камера водяного экономайзера:					
	камера верхняя	1	137	11	1760	Ст20
	камера нижняя	1	187	16	1760	Ст20
4	Камера перегретого пара	1	233	20	4770	Ст20
5	Регулятор перегрева:					
	камера регулятора	1	289	18	4468	Ст20
	трубная система	2	19	3		Ст20
	камера малая	1	77	6	410	Ст20
6	Устройство паротушения:					
	коллектор	1	145	7	2000	Ст20
	коллектор	1	113	10	1176	Ст15ГС
	коллектор	1	145	7	2000	Ст20

Котлы-утилизаторы БГМ-35М установлены за вращающимися печами прокаливания сырых коксов и являются частью энерготехнологического комплекса производства алюминия. Разрезы котла представлены на рисунках 5 и 6. Принципиальная схема котла представлена на рисунке 7.

Предусмотрена работа котлов в трех режимах:

- а) утилизационном, при работе только на газах от прокалочных печей;
- б) смешанном, при подаче газов от прокалочных печей и сжигании мазута;
- в) энергетическом, при работе только на мазуте.

Котельный агрегат имеет П-образную компоновку с естественной циркуляцией. Топочная камера экранирована, пароперегреватель расположен за топочной камерой в горизонтальном газоходе. В опускном конвективном газоходе расположены водяной экономайзер и воздухоподогреватель.

На котле установлены 4 мазутных форсунки: две с фронтальной части на отметке +9.0м, и две – со стороны боковых экранов на отметке +3.5м.

По боковым сторонам в верхней части топки установлены взрывные клапана мембранного типа. Экраны выполнены из труб Ø 60x3 Ст20 и имеют подвижные крепления, которые позволяют трубам свободно перемещаться в вертикальном и горизонтальных направлениях при тепловом расширении.

Крепление камер позволяет им перемещаться в горизонтальном (вдоль оси) и вертикальном направлении. Водоподводящая система выполнена из труб Ø 83x5 и 102x5,5 Ст20.

Барабан котла с внутренним диаметром 1500 мм выполнен сварным из стали 20К, с толщиной стенок 40мм. Для разделения пароводяной смеси, поступающей из первой ступени испарения, барабан оборудован внутрибарабанными циклонами.



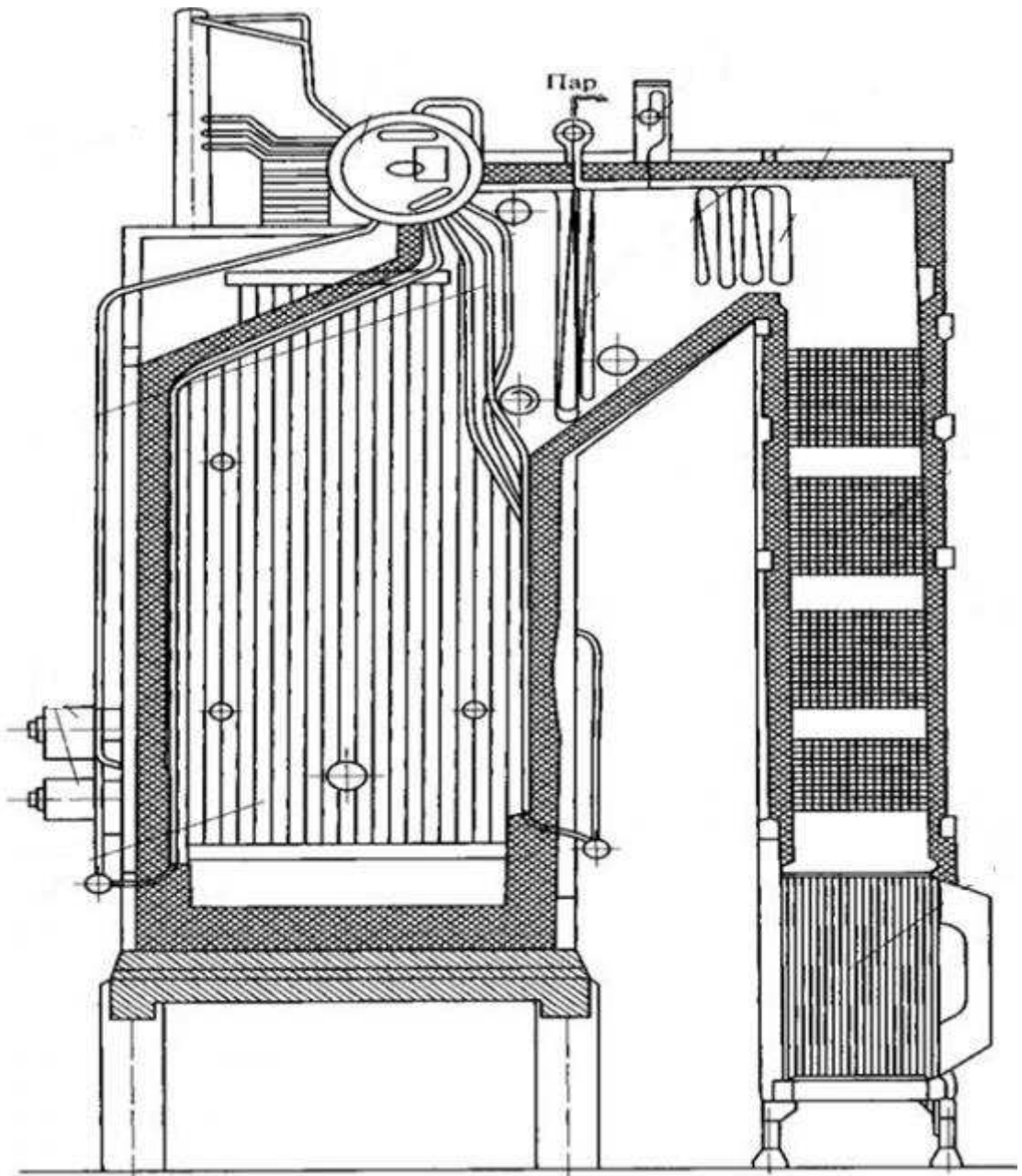


Рисунок 5 – Продольный вид БГМ-35М

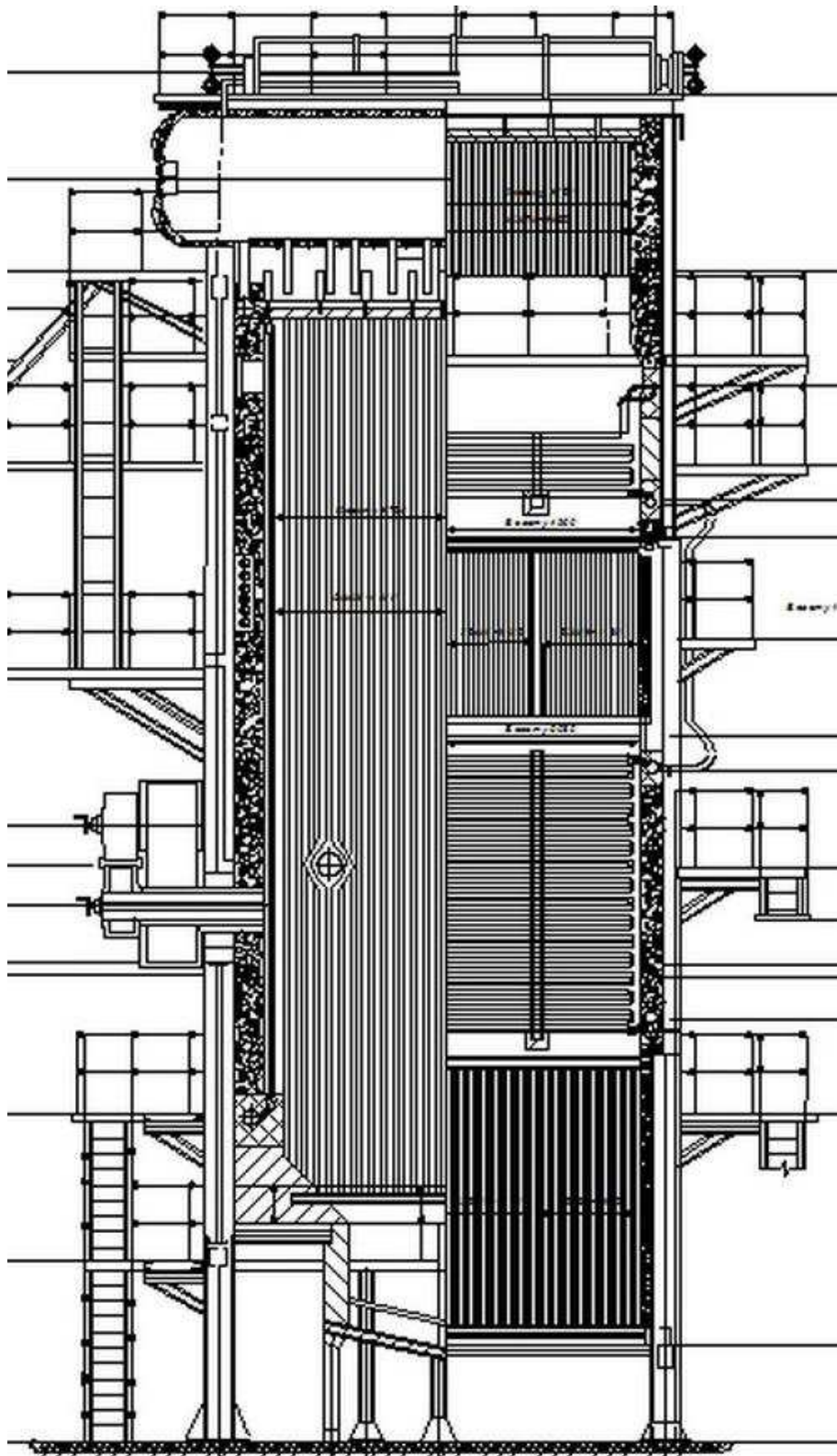
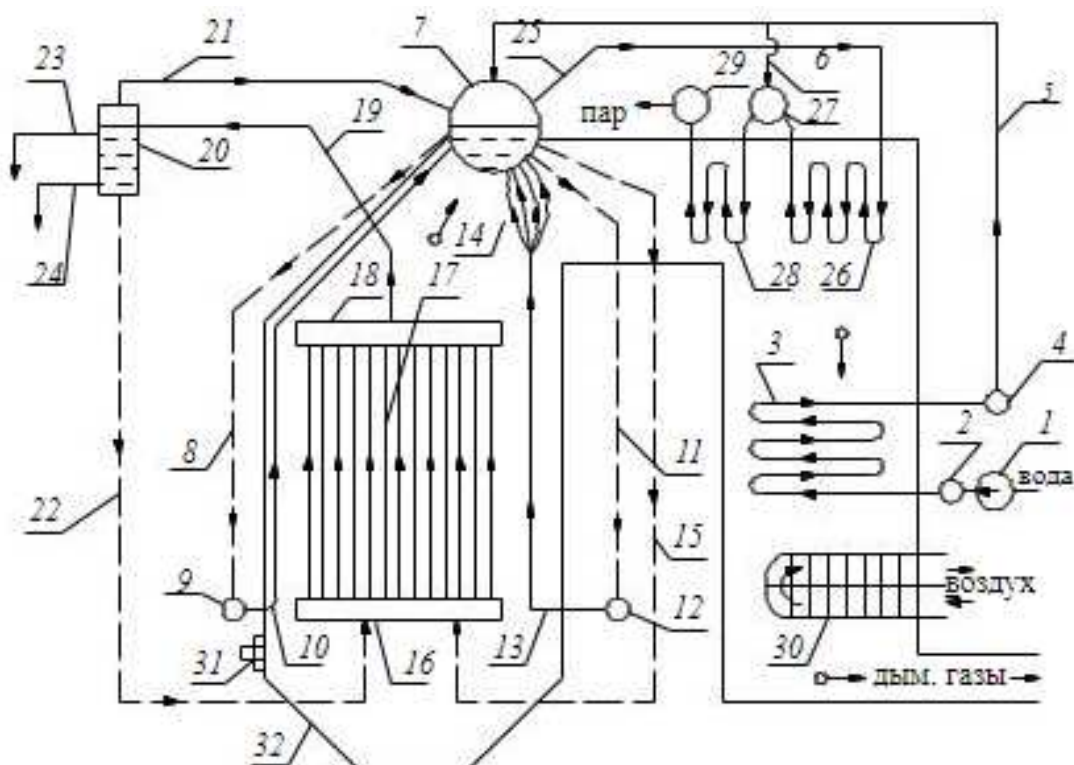


Рисунок 6 – Поперечный вид БГМ-35М



1 – питательный насос; 2,4 – коллекторы водяного экономайзера; 3 – водяной экономайзер; 5 – питательные линии; 6 – питательная линия к пароохладителю; 7 – барабан котла; 8,11,15,22 – опускные трубы; 9 – нижний коллектор фронтального экрана; 10 – фронтальный экран; 12 – нижний коллектор заднего экрана; 13 – задний топочный экран; 14 – фестон; 16,18 – нижний и верхний коллекторы левого бокового экрана; 17 – боковой экран; 19 – пароводящие трубы; 20 – выносной циклон; 21 – пароводящие линии; 23,24 – непрерывная и периодическая продувка; 25 – паропровод; 26,28 – пароперегреватель; 27 – пароохладитель; 29 – сборный коллектор перегретого пара; 30 – воздухоподогреватель; 31 – горелки; 32 – обмуровка

Рисунок 7 – Принципиальная схема котла-утилизатора БГМ-35М

### 1.3.3 Тепловая схема котельной до реконструкции

Тепло газов, отходящих от печей прокаливания сырых коксов в технологическом процессе, используют четырех паровых котлах-утилизаторах типа БГМ-35М для выработки перегретого пара. Принципиальная тепловая схема котельной до реконструкции представлена на рисунке 8 и 9.

Перегретый пар после котлов направляется непосредственно в РОУ 3,4/1,2 и РОУ 3,4/0,12, после которых часть пара с давлением  $P_{II} = 1,2$  МПа направляется в производственный коллектор, из которого - на производство, а часть, с давлением  $P_T = 0,12$  МПа, поступает в теплофикационный коллектор, из которого на ПСВ, в деаэратеры и др.

Недостатком действующей схемы является непроизводительная потеря потенциальной энергии пара в редуционно-охладительных установках (РОУ)

при понижении параметров до уровня, необходимого для технологических и теплофикационных целей.

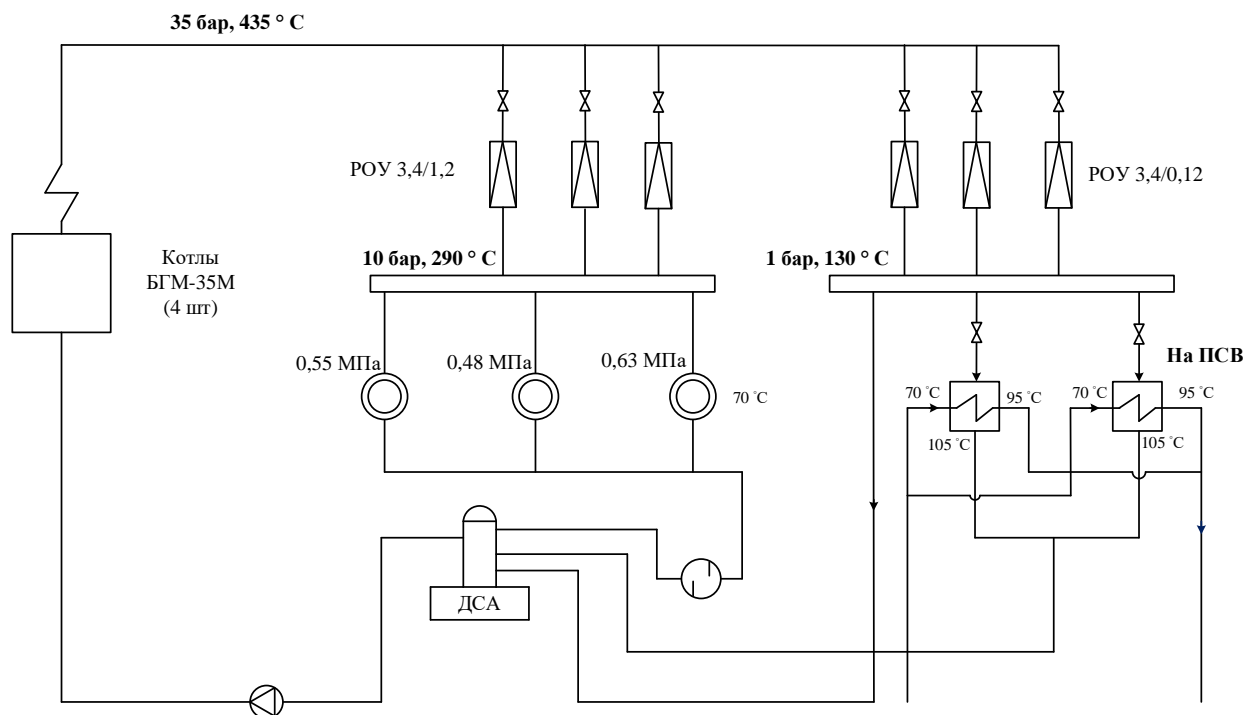
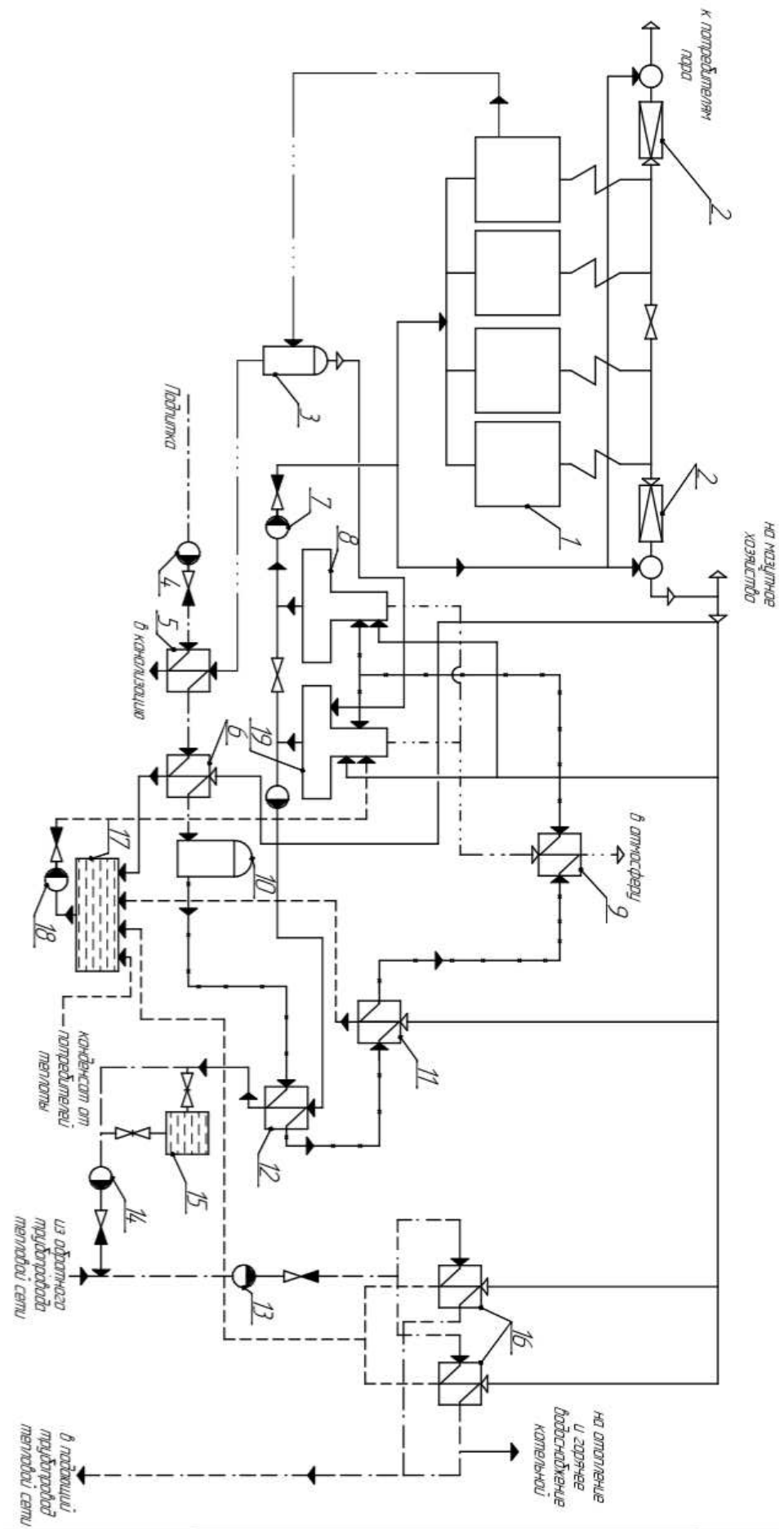


Рисунок 8 – Упрощенная технологическая схема котельной до реконструкции

Как показано на рисунок 8 и 9, после того, как пар изготовлен котлом, он направляется непосредственно в РОУ, часть пара после котлов направляется непосредственно в РОУ 3,4/1,2 для снижения параметров, а затем поступает в технологический коллектор, из которого - на завод, в деаэратор и т. д. Вторая часть пара после котла направляется в РОУ 3,4/0,12, а затем в теплофикационный коллектор, из которого- на подогреватели сетевой воды ПСВ. При понижении параметров пара в РОУ теряется значительная потенциальная энергия, соответствующая разности энтальпий на входе и выходе из РОУ.





1 – паровые котлоагрегаты; 2 – редукционно-охлаждающие установки; 3 – расширитель непрерывной продувки; 4 – насосы сырой воды; 5 – охладитель непрерывной продувки; 6 – подогреватель сырой воды; 7 – питательные насосы; 8 – котельный деаэратор; 9 – охладитель выпара; 10 – химводоочистка; 11 – подогреватель химически очищенной воды; 12 – охладитель подпиточной воды; 13 – сетевые насосы; 14 – подпиточные насосы; 15 – баки-аккумуляторы подпиточной воды; 16 – пароводяные сетевые подогреватели; 17 – бак для сбора конденсата; 18 – конденсатные насосы; 19 – сетевой деаэратор

Рисунок 9 – Принципиальная схема тепловая паровой котельной

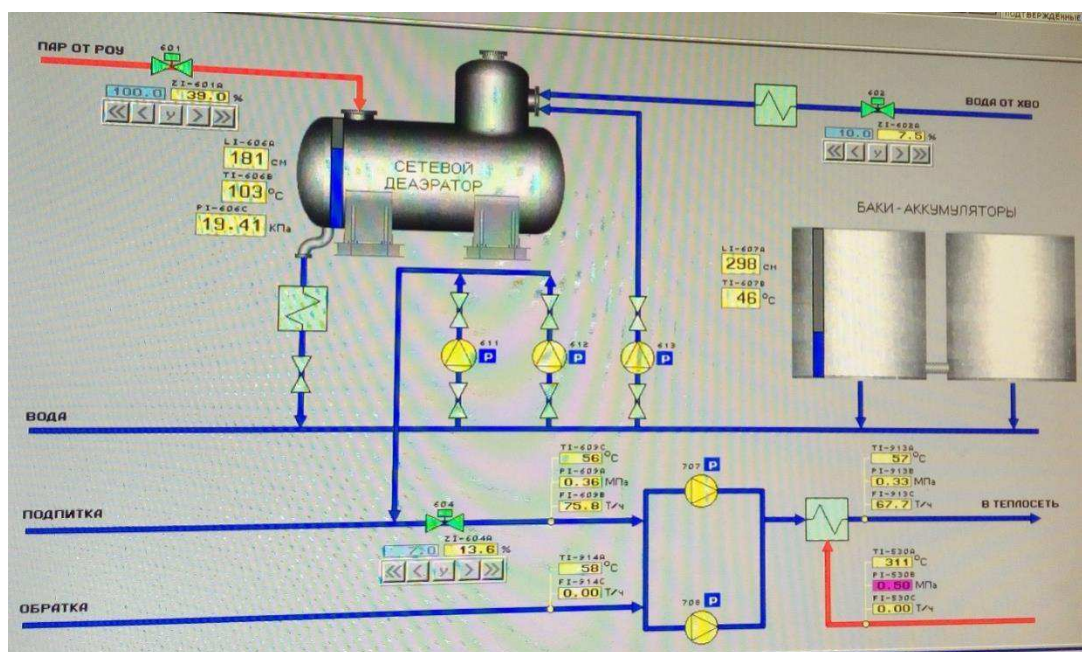


Рисунок 10 – Фрагмент принципиальной тепловой схемы до реконструкции. Схема обвязки деаэрационной установки сетевой воды (фото)

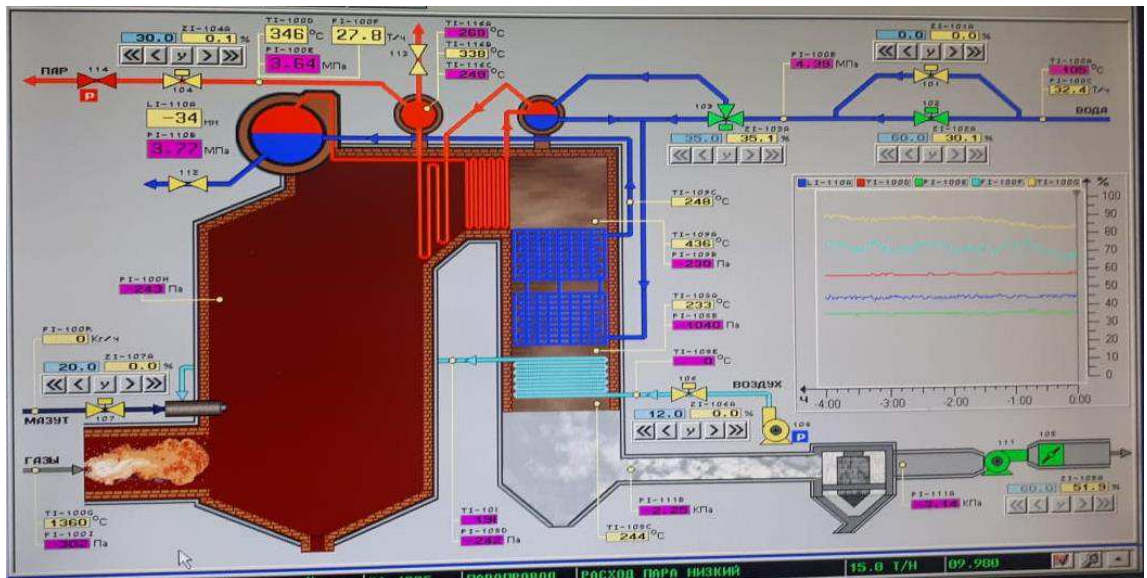


Рисунок 11 – Фрагмент принципиальной тепловой схемы до реконструкции

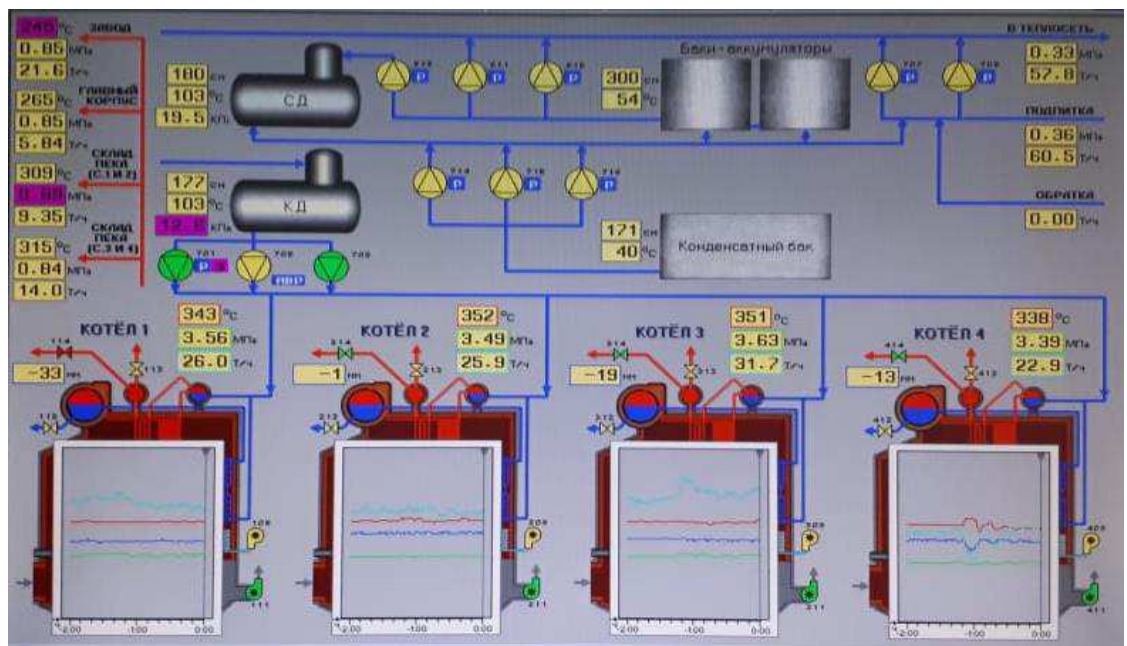


Рисунок 12 – Фрагмент принципиальной тепловой схемы до реконструкции. Схема обвязки деаэраторов котловой и сетевой воды

### 1.3.4 Подготовка параметров пара для технологии и теплофикации

Параметры вырабатываемого котлами пара:

- температура 350÷440 °С
- давление 3,4÷3,8 МПа

- расход пара 20÷35 т/ч

Пар после котлов-утилизатор подается на технологические нужды и теплофикацию объектов предприятия.

Пар после котлов-утилизаторов с давлением  $P_{II} = 1,2$  МПа подается на технологические нужды, и с давлением  $P_T = 0,12$  МПа – на теплофикацию объектов предприятия. Снижение давления после котлов от 3,4 до 1,2 МПа и до 0,12 МПа осуществляется в редуционно-охладительных установках (РОУ).

Параметры технологического пара после РОУ 3,4/1,2:

- давление 1,2 МПа
- температура 290 °С
- суммарная производительность 2-х котлов, отдающих пар на технологию  $D_{II} = 35 \cdot 2 = 70$  т/час;

Параметры теплофикационного пара после РОУ 3,4/0,12:

- давление пара 0,15-0,2 МПа.
- температура 110-125 °С
- суммарная производительность 2-х котлов, отдающих пар на теплофикацию  $D_T = 35 \cdot 2 = 70$  т/час;

Снижение до требуемого для технологических целей давления, осуществляется редуционными охлаждающими установками (РОУ). Снижение давления пара от 3,5 до 1,2 МПа и до 0,2 МПа осуществляется в редуционно-охладительных установках (РОУ). Если принять производительность котлов-утилизаторов  $D_0 = 20-35$  т/ч, давление и температура  $P_0 = 3,4$  МПа,  $t_0 = 435$  °С, технологическое противодавление  $P_K = 1,2$  МПа, получим энергию пара, соответствующую адиабатному расширению.

Для технологического противодавления:

-при производительности двух котлов-утилизаторов  $D_0 = 70$  т/ч, давлении и температуре после котлов  $P_0 = 3,4$  МПа,  $t_0 = 435$ °С, технологическом противодавлении  $P_K = 1,2$  МПа, получим энергию пара, соответствующую адиабатному расширению, рисунок 13:

$$H_0 = i_0 - i_{2II} \quad (1.1)$$

$$H_0 = 3305,1 - 3012,8 = 292,3 \text{ кДж/кг}$$

Здесь  $i_0 = 3305,1$  кДж/кг – энтальпия пара при начальных параметрах;  $i_{2II} = 3012,8$  кДж/кг – конечная энтальпия пара при изоэнтропном расширении до давления  $P_{II} = 1,2$  МПа.



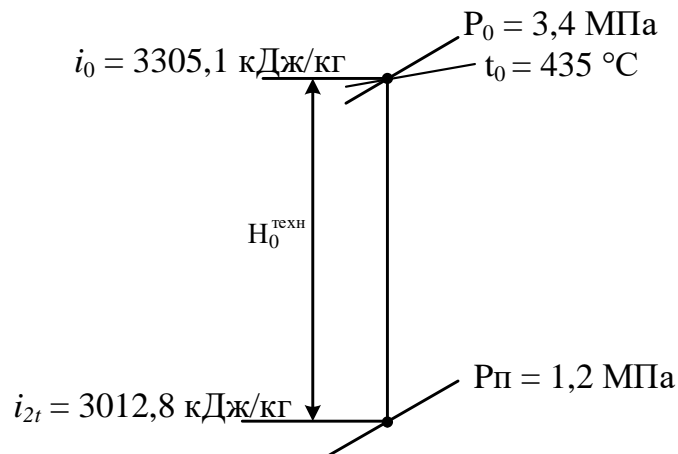


Рисунок 13 – Процесс расширения в турбине P-4-3,4/1,2

Если использовать эту энергию в турбине с технологическим противодавлением  $P_{II} = 1,2$  МПа, получим соответствующую электрическую мощность, которая составляет, МВт:

$$N_{II} = \frac{D_{II} \cdot (i_0 - i_{2tII}) \cdot 1000 \cdot \eta_{оэ}}{3600} \quad (1.2)$$

$$N_{II} = \frac{70 \cdot (3305,1 - 3012,8) \cdot 1000 \cdot 0,85}{3600} = 4,8$$

где  $D_{II} = 20-35$  т/ч – расход пара;  $i_0 = 3305,1$  кДж/кг – энтальпия пара при начальном давлении и температуре;  $i_{2tII} = 3012,8$  кДж/кг – энтальпия пара при адиабатном расширении до давления 1,2 МПа;  $\eta_{оэ} = 0,8$  – относительный электрический КПД турбины.

Для теплофикационного противодействия:

-при производительности двух котлов-утилизаторов  $D_0=70$  т/ч, давлении и температуре после котлов  $P_0 = 3,4$  МПа,  $t_0=435$  °С, теплофикационном противодействии  $P_T=0,12$  МПа, получим энергию пара, соответствующую адиабатному расширению теплофикационного пара, рисунок 14:

$$H_0 = i_0 - i_{2tT} \quad (1.3)$$

$$H_0 = 3305,1 - 2555,2 = 748,4 \text{ кДж/кг}$$

где  $i_0 = 3303,6$  кДж/кг – энтальпия пара при начальных параметрах;  $i_{2tT} = 2555,2$  кДж/кг – энтальпия пара при изоэнтропном расширении до давления  $P_T = 0,12$  МПа.

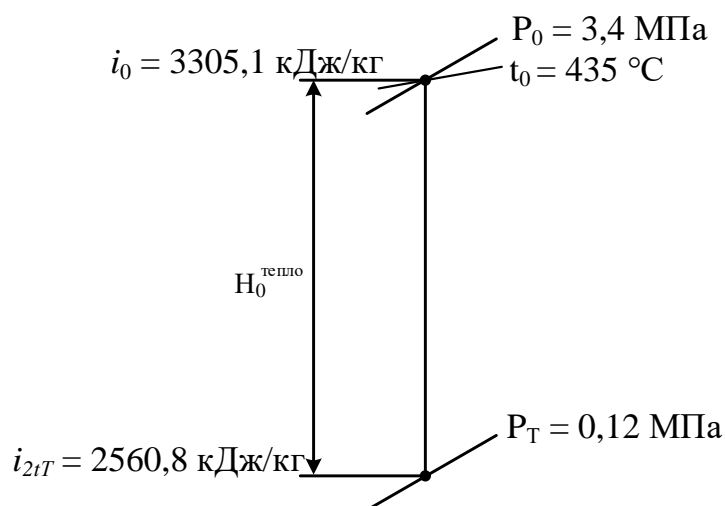


Рисунок 15 – Процесс расширения турбины P-3,4/0,12

Если использовать эту энергию в турбине с теплофикационным противодавлением  $P_T = 0,12$  МПа, получим соответствующую электрическую мощность МВт:

$$N_T = \frac{D_T \cdot (i_0 - i_{2tT}) \cdot 1000 \cdot \eta_{оэ}}{3600} \quad (1.4)$$

$$N_T = \frac{70 \cdot (3305,1 - 2560,8) \cdot 1000 \cdot 0,85}{3600} = 12,3 \text{ МВт}$$

где  $i_{2tT} = 2560,8$  кДж/кг – энтальпия пара при адиабатном расширении до давления 0,12 МПа;  $D_T = 70$  т/час – расход теплофикационного пара;  $\eta_{оэ} = 0,8$  – относительный электрический КПД турбины.

Таким образом, при редуцировании пара в РОУ после котлов-утилизаторов БГМ-35М от 3,4 МПа до технологического противодействия  $P_{II} = 1,2$  МПа теряется до 4,8 МВт мощности, а при редуцировании до теплофикационного противодействия  $P_T = 0,12$  МПа - до 12,3 МВт.

### **1.3.5 Обоснование технических и технологических решений по вариантам реконструкции**

Для использования потенциальной энергии пара и выработки этой электрической мощности предлагается реконструировать утилизационную котельную КраЗ, переведя ее в мини-ТЭЦ. Для этого в тепловой схеме котельной устанавливаются параллельно две турбины с противодавлением ОАО «Калужский турбинный завод»: турбину Р-4-3,4/1,2 с работой в коллектор производственного пара (противодавление 0,8-1,3 МПа), и турбину Р-12-3,4/0,12 с работой в теплофикационный коллектор (противодавление 0,07-0,25 МПа). Выработанная на тепловом потреблении электроэнергия используется для собственных нужд котельной и других вспомогательных производств. Действующие РОУ сохраняются для резервирования. Цель реконструкции-повышение эффективности утилизационной котельной за счет дополнительной выработки электроэнергии.

Это обеспечит значительный экономический эффект. Таким образом, предлагаемый вариант реконструкции котельной с заменой РОУ турбоагрегатами с производственным и теплофикационным противодавлением, является весьма актуальным.

#### **SWOT-анализ реконструкции**

##### **Преимущества**

Основными преимуществами мини-ТЭЦ по сравнению со стандартными схемами электроснабжения являются:

- Низкая стоимость вырабатываемой тепловой и электрической энергии, что способствует быстрому возврату инвестиций;
- Снижение зависимости потребителя от режима работы энергосистемы

##### **Недостатки**

- Усложнение тепловой и технологической схемы мини-ТЭЦ.
- Усложнение эксплуатации мини-ТЭЦ и контроля производственного процесса
- Поиск надежного подрядчика для монтажа и запуска мини-ТЭЦ
- Поиск обслуживающего персонала мини-ТЭЦ

##### **Возможности**

- Обеспечение собственной электроэнергией мини-ТЭЦ и других производств с очень низкими издержками

##### **Угрозы**

- Затраты на реконструкцию могут повысить себестоимость продукции предприятия в течение срока окупаемости
- Повышение эксплуатационных затрат мини-ТЭЦ

## 2 Расчетная часть

### 2.1 Технические характеристики турбин

Технические характеристики выбранных турбин приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики турбины Р-6-3,4/1,0 и Р-12-3,4/0,1

Характеристики	Р-4-3,4/1,2	Р-12-3,4/0,12
Номинальная мощность, кВт	4000	12000
Частота вращения, об/мин	3000	3000
Параметры свежего пара:		
- абсолютное давление, МПа	3,4 (3,1-3,6)	3,4 (3,1-3,6)
- температура, °С	435 (420-445)	435(420-445)
Параметры пара за турбиной:		
- абсолютное давление, МПа	1,2 (0,8-1,3)	0,12 (0,07-0,25)
- температура, °С	293 (277-322)	104 (90-125)
Номинальный расход пара, т/ч (кг/с)	70 (19,4)	70 (19,4)
Число ступеней	6	10
Регулирующая ступень	одновенечная	одновенечная

### 2.2 Технические характеристики турбогенераторов

Турбины Р-12-3,4/0,12 и Р-4-3,4/1,2 комплектуются турбогенераторами Т-2-12-2 и Т-2-4-2. Технические характеристики турбогенераторов приведены в таблице 2.2 .

Таблица 2.2 – Технические характеристики турбогенераторов

Характеристики	Т-2-12-2	Т-2-4-2
Мощность на клеммах номинальная, кВт	12000	4000
Напряжение, В	6300	6300
Частота вращения ротора, об/мин	3000	3000
Способ охлаждения	Воздушное	Воздушное

### 2.3 Тепловая схема котельной после реконструкции

Принципиальная тепловая схема котельной после реконструкции представлена на рисунке 15 и 16.

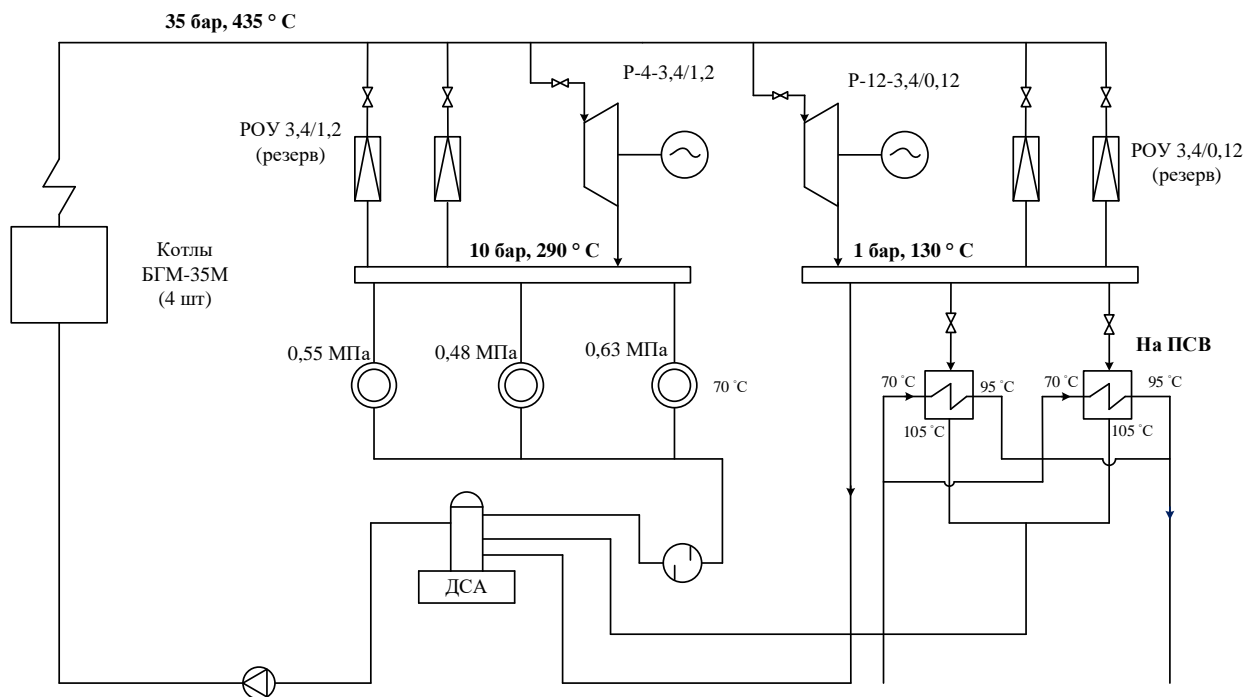
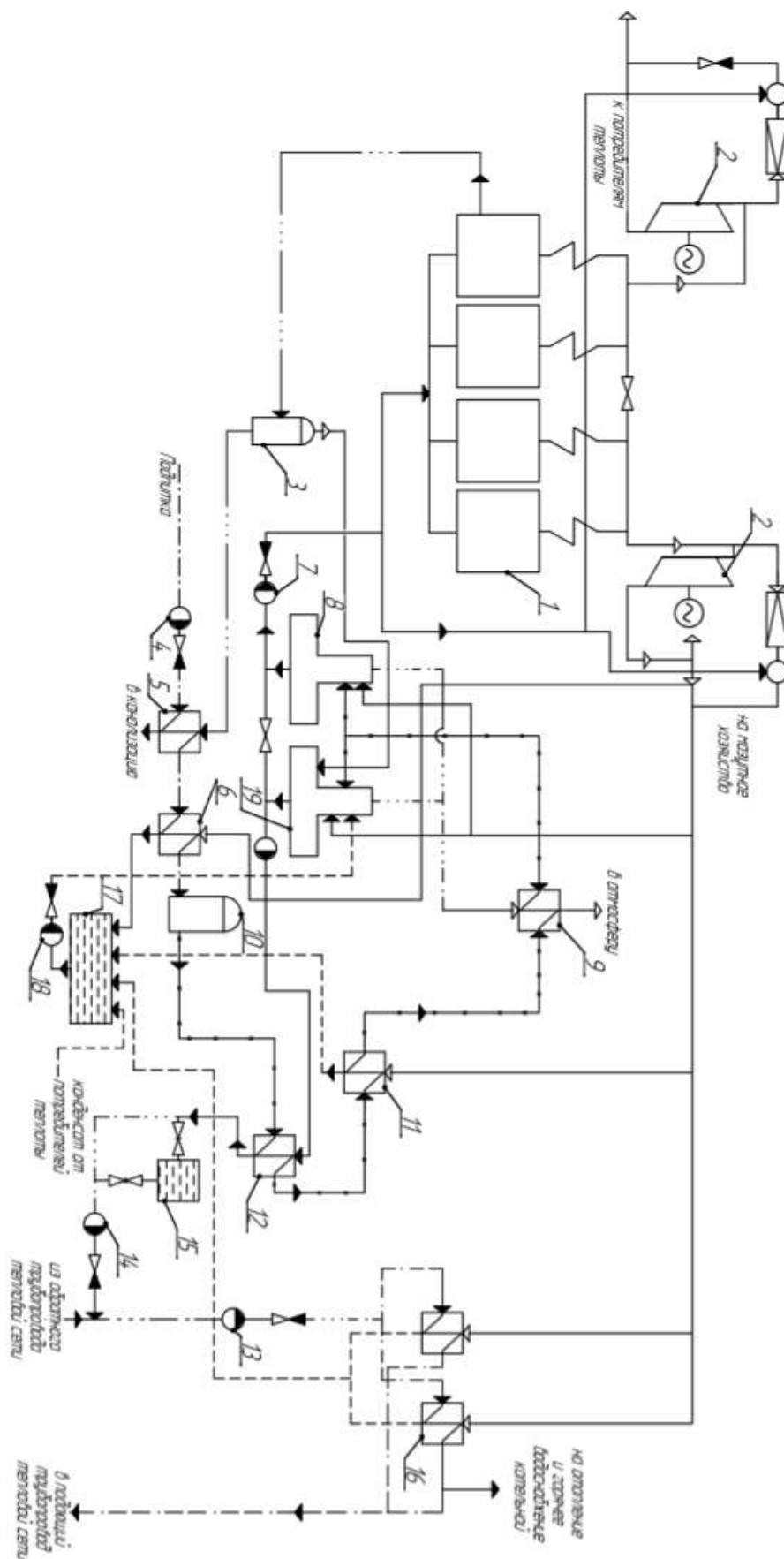


Рисунок 15 – Упрощенная технологическая схема распределения пара по коллекторам после реконструкции



1 – паровые котлоагрегаты; 2 – турбины; 3 – расширитель непрерывной продувки; 4 – насосы сырой воды; 5 – охладитель непрерывной продувки; 6 – подогреватель сырой воды; 7 – питательные насосы; 8 – котельный деаэратор; 9 – охладитель выпара; 10 – химоводоочистка; 11 – подогреватель химически очищенной воды; 12 – охладитель

подпиточной воды; 13 – сетевые насосы; 14 – подпиточные насосы; 15 – баки-аккумуляторы подпиточной воды; 16 – пароводяные сетевые подогреватели; 17 – бак для сбора конденсата; 18 – конденсатные насосы; 19 – сетевой деаэрактор

### Рисунок 16 – Принципиальная схема тепловая паровой котельной с турбинами

Использование потенциальной энергии пара можно осуществить, установив в систему ряд турбин и разрешив РОУ вместо этого выполнять функцию резервирования. Благодаря этой модификации пар теперь будет поступать из котла в турбины Р-4-3,4/1,2 и Р-12-3,4/0,12. ПСВ будет использоваться в зимний период, и поток к турбине будет предотвращен. Затем будет рассчитан общий ПСВ, по сравнению с ПСВ пластинного типа, какой вариант лучше в установке.

## 2.4 Автоматизированный узел учета тепловой энергии и теплоносителя

Тепломагистраль служит для подачи теплофикационной воды после сетевой подогревательной установки в тепловую сеть предприятия.

Давление воды в подающем трубопроводе  $P_1 = 6-8$  бар, в обратном трубопроводе  $P_2 = 2-4$  бар.

Материал трубопроводов – Сталь 3.

По паропроводу пар подается на технологические нужды предприятия.

Давление пара  $P_n = 12$  бар.

Диаметры трубопроводов теплофикационной воды и диаметры паропровода определяются с учетом расхода, плотности и скорости теплоносителя.

### 2.4.1 Определение диаметра теплофикационной магистрали

Исходные данные:

Температурный график теплосети – 95/70°C

Расход воды через магистраль  $G_{\text{воды}} = 412$  кг/с;

Плотность воды  $\rho_{\text{воды}} = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;

Оптимальная скорость воды в магистрали  $C_{\text{воды}} = 1,5$  м/с

Площадь поперечного сечения теплофикационного трубопровода:

$$F = G_{\text{воды}} / \rho_{\text{воды}} \cdot C_{\text{воды}} = 412 / (1000 \cdot 1,5) = 0,27 \text{ м}^2 \quad (2.1)$$

Диаметр трубопровода

$$d_{\text{тр}} = \sqrt{4 \cdot 0,27 / 3,14} = 0,59 \text{ м} \quad (2.2)$$

Выбираем стандартную трубу с диаметром  $d_y = 600$  мм

Аналогично определяется диаметр подпиточного трубопровода теплосети, исходя из расхода подпитки  $G_n = 15\% G_{\text{воды}}$ :

$$d_n = 0,228 \text{ м}$$

Выбираем стандартную трубу с диаметром  $d_y = 250$  мм

#### **2.4.2 Определение диаметра технологического паропровода и конденсатопровода**

Исходные данные:

Расход пара  $G_n = 19,4$  кг/с;

Плотность пара  $\rho_{\text{пара}} = 0,74$  кг/м<sup>3</sup>;

Оптимальная скорость пара в паропроводе  $C_{\text{пара}} = 30$  м/с

Площадь поперечного сечения паропровода:

$$F_n = G_n / \rho_{\text{пара}} \cdot C_{\text{пара}} = 19,4 / (0,74 \cdot 30) = 0,9 \text{ м}^2$$

Диаметр паропровода

$$d_n = \sqrt{4 \cdot 0,9 / 3,14} = 1 \text{ м}$$

Выбираем стандартную трубу с диаметром  $d_y = 1000$  мм

Аналогично определяется диаметр конденсатного трубопровода:

$$d_k = 0,128 \text{ м}$$

Выбираем стандартную трубу с диаметром  $d_y = 125$  мм

#### **2.4.3 Выбор оборудования узла учета тепловой энергии и его характеристики**

Для осуществления коммерческого учета расхода теплоносителя, его параметров и тепловой энергии в подающем, обратном и подпиточном трубопроводах тепломагистрали, а также расхода технологического пара и возвращаемого конденсата, устанавливаются приборы учета. В системах теплоснабжения приборами узла учета должны определяться следующие величины:

- время работы приборов узла учета, ч;



- отпущенная тепловая энергия, Гкал (ГДж);
- масса теплоносителя, отпущенного по подающему и возвращенного по обратному трубопроводам, т/ч;
- масса теплоносителя, отпущенного по подающему и возвращенного по обратному трубопроводам за каждый час, т;
- среднечасовая и среднесуточная температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, °С;
- масса подпиточной воды ежечасно, т/ч;
- среднечасовое давление теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, бар;
- масса пара, отпущенного по подающему паропроводу, т/ч;
- масса конденсата возвращенного по обратному трубопроводу за каждый час, т;
- среднечасовая и среднесуточная температуры теплоносителя в подающем паропроводе и обратном трубопроводах, °С;

Для учета тепловой энергии и теплоносителя, отпускаемых ТЭЦ, в настоящем проекте предусматривается использование теплосчетчика ЛОГИКА-9961 в составе:

1. тепловычислитель СПТ-961;
2. преобразователи расхода ультразвукового типа однолучевые УПР US 800. Ду-600 (трубопроводы прямой и обратной сетевой воды);
3. преобразователь расхода ультразвукового типа однолучевой УПР US 800 Ду-250 (трубопровод подпитки);
4. преобразователь расхода вихревой погружной Эмис-Вихрь-205 (паропровод);
5. преобразователь расхода ультразвукового типа однолучевой УПР US 800 Ду-125 (трубопровод конденсата);
6. комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-01 (трубопроводы сетевой воды);
7. термопреобразователь ТПТ-1 (трубопровод подпиточной воды);
8. комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-01 (паропровод и трубопровод конденсата);
9. преобразователи давления Метран-55 (паропровод, трубопроводы прямой и обратной сетевой воды).

#### **2.4.4 Описание схемы измерений узла учета**

Тепловычислитель СПТ–961 обеспечивает преобразование нормированных сигналов от расходомеров–счетчиков US-800, Эмис-Вихрь-205, термопреобразователей сопротивления КТСПР – 001, ТПТ-1 и датчиков

давления Метран-55 в показания указанных параметров, а также вычисление по текущим значениям этих параметров расхода теплоносителя и тепловой энергии по каждому трубопроводу и тепломагистрали в целом. Значения тепловой энергии и массы накапливаются в тепловычислителе с начала пуска счета и их обнуление невозможно. Результаты расчетов и текущие параметры теплоносителя могут выводиться на жидкокристаллический индикатор лицевой панели тепловычислителя и компьютер начальника цеха.

#### **2.4.4.1 Преобразователи расхода ультразвукового типа УПР US 800**

Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800 предназначен для измерения среднего объемного расхода и объема жидкостей, протекающих в напорных трубопроводах.

US800 измеряет расход на основе измерения времени распространения импульсов ультразвукового колебания через двигающуюся жидкость. Разность между временем распространения ультразвуковых импульсов в прямом и обратном направлениях относительно движения жидкости пропорциональна скорости ее потока.

Возбуждение ультразвуковых колебаний осуществляется пьезоэлектрическими преобразователями (далее ПЭП), располагаемыми на участке трубопровода, в котором производится измерение расхода жидкости.

Участок трубопровода с ПЭП, установленными на его диаметрально противоположных сторонах, образует первичный ультразвуковой преобразователь расхода (далее – УПР). В однолучевом УПР устанавливаются два ПЭП, которые размещаются на оси, проходящей через диаметр поперечного сечения УПР. Двухлучевой УПР содержит две пары ПЭП, которые размещены на осях, параллельных друг другу и проходящих через равные хорды поперечного сечения. Оси установки ПЭП располагаются под углом к оси УПР или совпадают с нею (только в однолучевом УПР).

Движение жидкости вызывает изменение времени полного распространения ультразвуковых сигналов по потоку и против него. Скорость распространения ультразвукового импульса в жидкости, заполняющей трубопровод, представляет собой сумму скоростей ультразвука в неподвижной жидкости и скорости потока жидкости  $V$  в проекции на рассматриваемое направление распространения ультразвука.

В приборе используется метод прямого измерения времени распространения каждого индивидуального ультразвукового импульса от одного ПЭП к другому. Расход теплоносителя определяется по формуле, т/ч

$$G = \frac{F \cdot K \cdot \Delta T \cdot C_0^2}{2 \cdot L_\alpha \cdot \cos \alpha}, \quad (2.3)$$

где  $F$  – площадь сечения трубы,  $\text{м}^2$ ;  $K$  – коэффициент коррекции;  $\Delta T$  – разность времени распространения ультразвуковых импульсов по потоку и против потока, с;  $C_0$  – скорость ультразвука в неподвижной среде, м/с;  $L_a$  – длина активной части акустического канала, м;  $\alpha$  – угол между осью «излучатель – приемник» и осью трубопровода, град.

#### **2.4.4.2 Преобразователь расхода вихревого типа Эмис-Вихрь-205**

Эмис-Вихрь-205-это погружной расходомер, основанный на вихревом принципе действия. В поток пара вводится плохобтекаемый предмет, называемый турбулизатором. При обтекании турбулизатора формируются завихрения, частота которых пропорциональна скорости потока. Завихрения фиксируются сенсором и передаются в электронный блок, преобразующий сигнал сенсора в единицы измерения расхода

#### **2.4.4.3 Комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-01**

В комплект входят два термопреобразователя сопротивления платиновых типа 100П, которые под воздействием температуры теплоносителя в трубопроводах изменяют свое электрическое сопротивление.

Термопреобразователи устанавливаются в защитных гильзах, входящих в комплект поставки. Вся поверхность защитной гильзы должна иметь контакт с теплоносителем. Перед установкой термопреобразователей защитные гильзы заполняются трансформаторным маслом.

Конструкция термопреобразователей сопротивления герметична. Монтажная часть защитной арматуры термопреобразователей выполнена из антикоррозийной стали.

#### **2.4.4.4 Преобразователи давления Метран-55**

Во входной полости преобразователя расположена титано-сапфировая мембрана, на которой размещена тензочувствительная схема из четырех тензорезисторов, соединенных в мост Уинстона. Под воздействием измеряемого давления мембрана деформируется, что вызывает изменение сопротивления тензорезисторов (разбалансировки моста). Изменение сопротивления тензорезисторов преобразуется в аналоговый токовый выходной сигнал, пропорциональный измеряемому давлению. Конструктивно преобразователь выполнен в цилиндрическом корпусе, на одном торце которого расположен штуцер для присоединения к линии измеряемого давления, а на другом - электрический соединитель.

#### 2.4.4.5 Тепловычислитель СПТ-961

СПТ-961 представляет собой промышленный контроллер с резидентным программным обеспечением, который предназначен для выполнения функций тепловычислителя в составном теплосчетчике. СПТ-961 выполняет преобразования выходных сигналов датчиков расхода, температуры и давления теплоносителя в значения физических величин; вычисляет и ведет коммерческий учет теплоты и массы теплоносителя.

В процессе функционирования в составе теплосчетчика тепловычислитель СПТ-961 обеспечивает:

- прямые измерения температуры, давления, перепада давления, расхода и объема теплоносителя путем преобразования электрических сигналов, поступающих от расположенных в трубопроводах датчиков;

- косвенные измерения (вычисления) массового расхода, массы теплоносителя и тепловой энергии по результатам прямых измерений вышеперечисленных величин.

Прибор обеспечивает:

- ввод значений настроечных параметров (базы данных) с компьютера или с клавиатуры лицевой панели;

- вывод на табло лицевой панели значений настроечных параметров, измеряемых и вычисляемых параметров;

- защиту данных, влияющих на коммерческий учет, от несанкционированного изменения;

- ведение календаря и времени суток;

- возможность коррекции значения текущего времени;

- архивирование времени перерывов питания;

- самодиагностику и диагностику датчиковой аппаратуры с ведением архивов нештатных ситуаций;

- сохранение значений параметров при перерывах питания продолжительностью до 20000 часов.

Ведутся часовые, суточные и месячные архивы значений тепловой энергии и массы теплоносителя, а также средних значений параметров теплоносителя.

К прибору подключен принтер для регистрации параметров теплоносителя и возможен обмен данными с компьютером.

Сигналы силы постоянного тока с преобразователей объемного расхода и давления, сигналы сопротивления электрическому току, несущие информацию о температуре теплоносителя, поступают на соответствующие входы прибора.

В соответствии с формулами и с учетом теплофизических характеристик теплоносителя по этим данным вычисляются массовый расход по

соответствующим трубопроводам, тепловая энергия, масса теплоносителя в подающем трубопроводе, масса возвращаемого теплоносителя, масса воды на горячее теплоснабжение. По этим данным может быть определена масса утечек.

## 2.5 Конструкторский расчет ПСВ пластинчатого типа (Индивидуальное задание)

### 2.5.1 Тепловая нагрузка сетевой подогревательной установки

Обратная сетевая вода возвращается из тепловой сети предприятия с температурой 70°C и вместе с подпиточной водой теплосети, прошедшей деаэрацию, поступает на сетевую подогревательную установку, которая состоит из двух пластинчатых подогревателей.

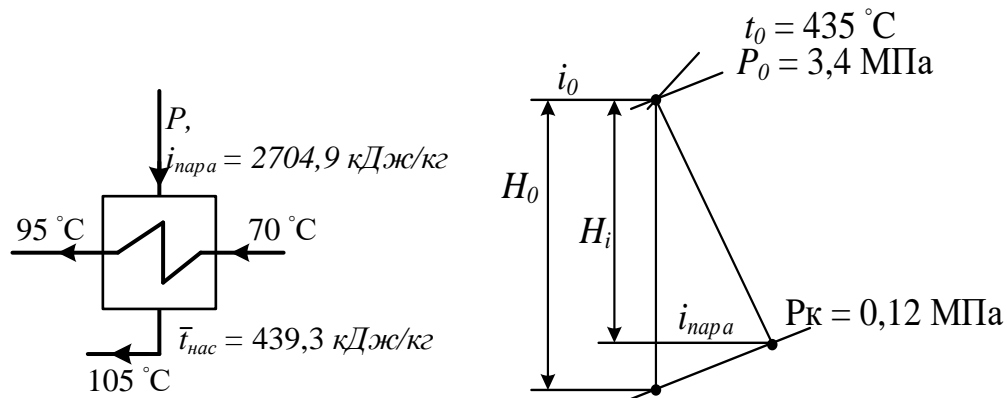


Рисунок 17 – Процесс расширения пара в турбине Р-12-3,4/0,12

Максимальная тепловая нагрузка принимаем равной, кВт:

$$Q_{от} = D_T \cdot (i_{пара} - \bar{t}_{нас}) \text{ кВт} \quad (2.4)$$

$$Q_{от} = 19,4 \cdot (2704,9 - 439,3) = 43941$$

Где:

$D_T = 70 \text{ т/ч} = 19,44 \text{ кг/с}$  – расход пара в подогреватель

$$\bar{t}_{нас} = 105 \cdot C_B = 105 \cdot 4,186 = 439,3 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{пара} = 2704,9 \text{ кДж/кг}$$

$C_B = 4,186$  – теплоемкость воды.

$$\text{При } Q_{от} = \frac{1}{2}, G_{воды} = \frac{1}{2}, G_{пара} = \frac{1}{2}$$

Суммарную тепловую нагрузку делим на два пластинчатых подогревателя сетевой воды.

## 2.5.2 Конструкторский расчет ПСВ

Пластинчатый теплообменник - это устройство, в котором тепло от горячего теплоносителя к нагреваемой среде передается через поверхность гофрированных стальных пластин, которые устанавливаются в раме. Конструкция пластинчатого теплообменника содержит набор гофрированных пластин, изготовленных из коррозионно-стойкого металла. Пакет пластин размещается между опорной и прижимной пластинами и закрепляется стяжными болтами. Каждая пластина снабжена прокладкой из термостойкого материала, уплотняющей соединение и направляющей различные потоки сред в соответствующие каналы.

Пластинчатые теплообменники имеют существенные преимущества перед другими типами. Во-первых, они значительно более компактны (в несколько раз). Во-вторых, имеют высокий коэффициент теплопередачи. В-третьих, обеспечивают более низкие затраты при производстве монтажно-наладочных, изоляционных и ремонтных работ. Кроме того, они достаточно легко разбираются для очистки и наращивания мощности.

### Исходные данные

Рекомендуемые значения скоростей теплоносителя в межпластинчатых каналах подогревателя:

для пара  $\omega_{пара} = 3 - 4$  м/с;

для воды  $\omega_{воды} = 0,3 - 0,5$  м/с;

Температура пара на входе в подогреватель  $t_{пара} = 115^\circ\text{C}$ , на выходе  $t_{нас} = 105^\circ\text{C}$ . Температура воды на входе в подогреватель  $t_{вх} = 70^\circ\text{C}$ , на выходе  $t_{вых} = 95^\circ\text{C}$ . Тепловая нагрузка одного подогревателя  $Q = 22$  МВт. Расход пара  $D_m = 35$  т/час = 9,72 кг/с. Энтальпия пара на входе в подогреватель  $i_{пара} = 2704$  кДж/кг, энтальпия насыщения конденсата на выходе  $i_{нас} = 439$  кДж/кг.

1. Тепловой баланс подогревателя:

$$D_m \cdot (i_{пара} - i_{нас}) = G_{воды} \cdot 4,186 \cdot (t_{вых} - t_{вх}) \quad (2.5)$$

Расход сетевой воды через один подогреватель

$$G_{воды} = \frac{D_m \cdot (i_{пара} - i_{нас})}{4,186 \cdot (t_{вых} - t_{вх})} \quad (2.6)$$

$$G_{воды} = 206 \text{ кг/с}$$

2. Количество межпластинчатых каналов:

$$m_{\text{кан}} = \frac{G_{\text{воды}} \cdot V_{\text{воды}}}{\omega_{\text{воды}} \cdot f_{\text{кан}}} \quad (2.7)$$

3. Скорость воды в каналах подогревателя:

$$\omega_{\text{воды}} = \frac{G_{\text{воды}} \cdot V_{\text{воды}}}{f_{\text{гр}}} \quad (2.8)$$

Здесь  $V_{\text{воды}}$  – удельный объем воды в подогревателе, определяется по давлению и средней температуре  $t_{\text{водыср}} = (t_{\text{вх}} + t_{\text{вых}})/2$ ;  $m_{\text{кан}}$  – число каналов между пластинами;  $f_{\text{гр}} = f_{\text{кан}} \cdot m_{\text{кан}}$  – общее живое сечение каналов в подогревателе;  $f_{\text{кан}}$  – живое сечение одного межпластинчатого канала.

4. Скорость пара в каналах подогревателя:

$$\omega_n = \frac{G_{\text{пара}} \cdot V_{\text{пара}}}{m_{\text{кан}} \cdot f_{\text{кан}}}, \quad (2.9)$$

Здесь  $v_{\text{пара}}$  – удельный объем пара в подогревателе, определяется по давлению на входе и средней температуре  $t_{\text{параср}} = (t_0 + t_s)/2$ ;  $m_{\text{кан}}$  – число каналов между пластинами.

5. Среднегеометрический температурный напор подогревателя, °С:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \left( \frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}} \right)}, \quad (2.10)$$

где  $\Delta t_{\text{м}}$  – меньшая разность температур между теплоносителями;  
 $\Delta t_{\text{б}}$  – большая разность температур.

6. Коэффициент теплоотдачи от пара к стенке, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$\alpha_2 = 0,023 \cdot \frac{\lambda_n}{d_{\text{вн}}} \left( \frac{\omega_n \cdot d_{\text{вн}}}{v_n} \right)^{0,8} \cdot Pr_n^{0,4} \quad (2.11)$$

Здесь  $\omega_n$  – скорость пара;  $\lambda_n$  – теплопроводность пара, Вт/(м·К);  $v_n$  – кинематическая вязкость пара, м<sup>2</sup>/с;  $Pr_n$  – число Прандтля для пара. Значения

параметров  $\lambda_n$ ,  $\nu_n$ ,  $Pr_n$  принимаются при средней температуре пара в подогревателе  $t_{нараср} = (t_0+t_s)/2$ , где  $t_s$  – температура насыщения в подогревателе.

7. Коэффициент теплоотдачи от стенки к воде, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$\alpha_1 = 1,16 \left[ 23000 + 283 \cdot t_{cp}^{воды} - 0,63 \cdot \left( t_{cp}^{воды} \right)^2 \right] \cdot \omega_{воды}^{0,73} \quad (2.12)$$

Здесь  $\omega_{воды}$  – скорость воды; средняя температура воды в подогревателе  $t_{cp}^{воды} = (t_{вх} + t_{вых})/2$ ;

8. Коэффициент теплопередачи подогревателя, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}}}, \quad (2.13)$$

где  $\delta_{cm}$  – толщина стенки, м;  $\lambda_m$  – коэффициент теплопроводности стенки, Вт/(м·К). Для стали:

$$\lambda_m = 50,6 - 0,0263 \cdot (t_{cp}^{cm} - 100) \quad (2.14)$$

Здесь средняя температура стенки, °С:

$$t_{cp}^{cm} = \frac{\frac{t_{вх} + t_{вых}}{2} + t_s}{2} \quad (2.15)$$

9. Площадь поверхности теплообмена подогревателя, м<sup>2</sup>:

$$F = \frac{Q \cdot 10^3}{k \cdot \Delta t}, \quad (2.16)$$

где  $Q$  – тепловая нагрузка подогревателя, определена в тепловом расчете.

10. Иначе площадь поверхности теплообмена подогревателя, м<sup>2</sup>:

$$F_{подогр} = (2m_{кан} - 1) \cdot f_{пл}, \quad (2.17)$$



где  $f_{пл}$  – площадь одной пластины, м<sup>2</sup>;  $m_{кан}$  – число межпластинчатых каналов.

Если значения  $F$  и  $F_{подогр}$  не сходятся, следует вернуться в начало расчета и перезадаваться значением площади пластины  $f_{пл}$ .

По результатам расчета выбирается пластинчатый теплообменник ООО Ридан типа НН №145-0-16/2-113-ТК -2 шт.

Таблица 2.3 – Результаты конструкторского расчета пластинчатого подогревателя

Наименование величины	Обозначение	Значение
Тепловая мощность подогревателя, МВт	$Q$	22
Температура пара на входе в подогреватель, °С	$t_{пара}$	115
Температура конденсата пара на выходе из подогревателя, °С	$t_{нас}$	105
Энтальпия пара на входе в подогреватель, кДж/кг	$i_{пара}$	2704
Энтальпия конденсата пара на выходе из подогревателя, кДж/кг	$i_{нас}$	439
Температура воды на входе в подогреватель, °С	$t_{вх}$	70
Температура воды на выходе из подогревателя, °С	$t_{вых}$	95
Скорость пара, м/с	$\omega_{пара}$	4
Скорость воды, м/с	$\omega_{воды}$	0,4
Коэффициент теплопередачи подогревателя, КВт/(м <sup>2</sup> ·К), Ккал/(м <sup>2</sup> · час· К)	$k$	6,270/5391
Тип пластин подогревателя		№ 145
Номер рамы подогревателя		№ 2
Допустимое давление, бар	$P_y$	16
Допустимая температура, °С	$t_y$	200
Площадь одной пластины, м <sup>2</sup>	$f$	1,45
Число пластин, штук	$z$	113
Высота подогревателя, мм	$H$	2410
Ширина подогревателя, мм	$b$	1260
Длина подогревателя, мм	$L$	1870
Условный диаметр патрубков, мм	$dy$	400
Материал пластин		AISI 304
Материал прокладок		EPDM 150
Потери давления по паровому /водяному контуру, м вод.ст.	$\Delta P$	3,02/2,36

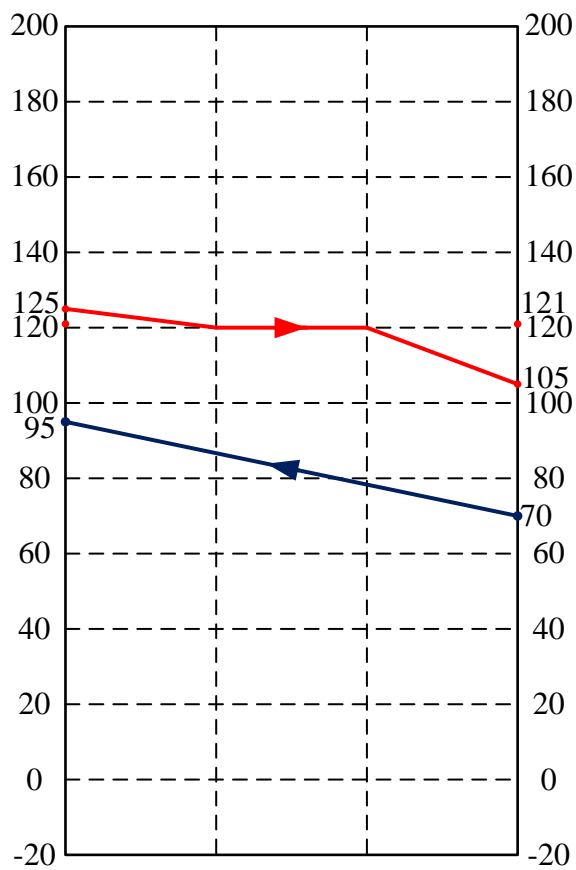
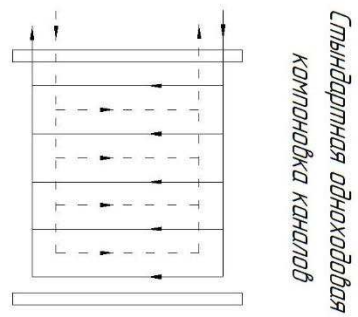
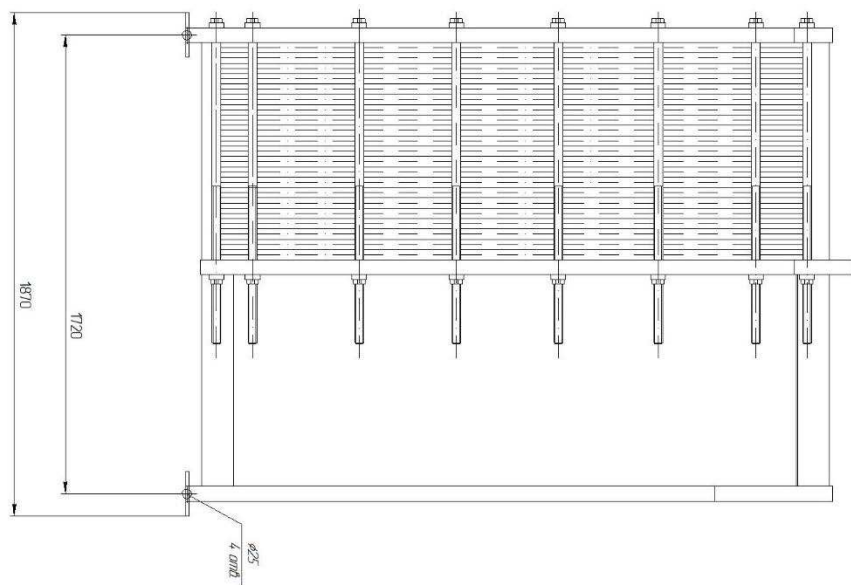
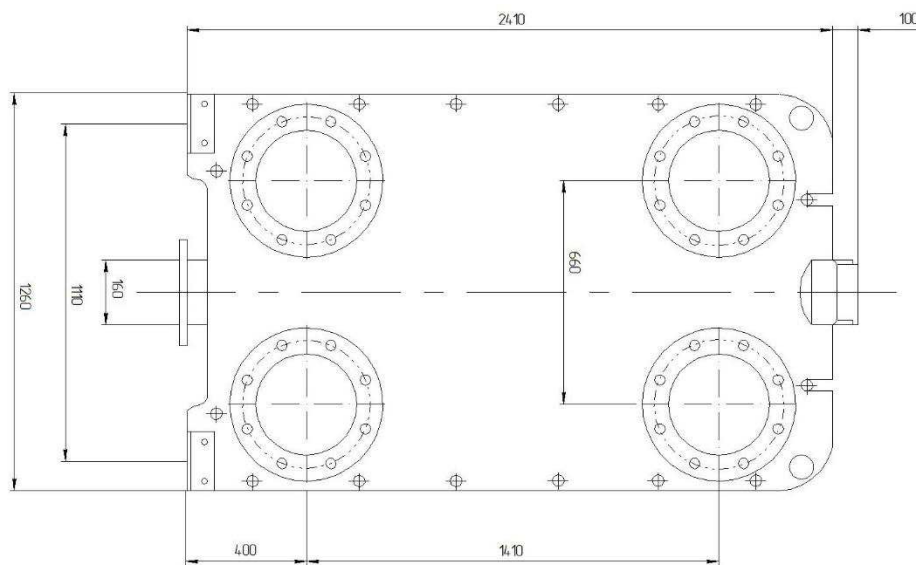


Рисунок 18 – График изменения температуры



*Стандартное расположение входов и выходов потоков*

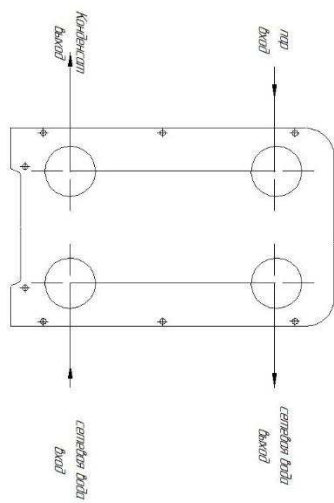


Рисунок 19 – Чертеж пластинчатого теплообменника

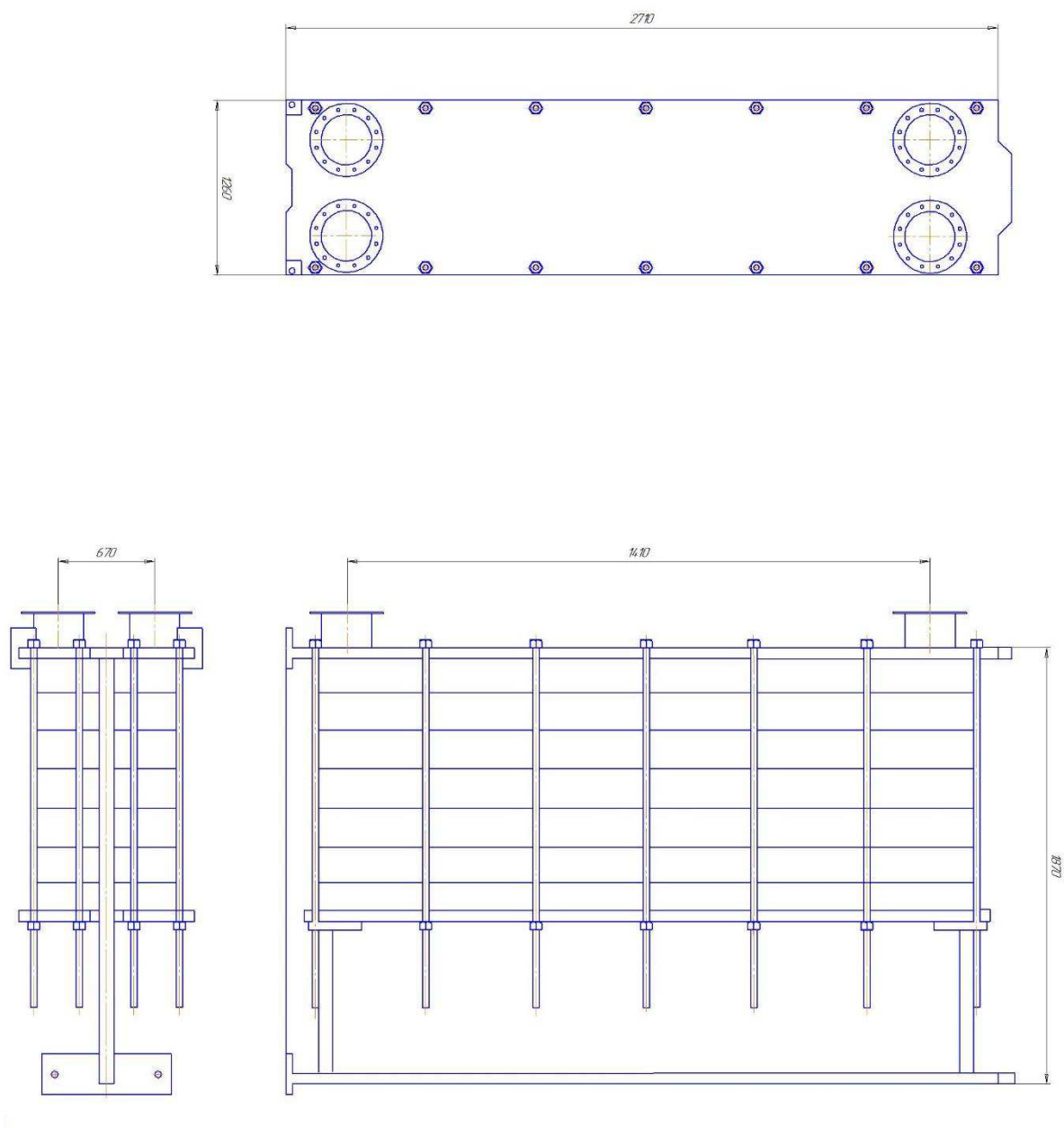


Рисунок 20 – Чертеж пластинчатого теплообменника

### 3 Общая часть

#### 3.1 Охрана окружающей среды

С точки зрения как применения, так и производства одним из наиболее экологически чистых металлов считается алюминий. Там его легко утилизировать, для создания экологически чистых зданий, строительства энергосберегающего транспорта и безопасного производства в металлургии.

Производство большинства металлов наносит больше вреда окружающей среде, чем электролиз алюминия.

#### Выбросы парниковых газов



Рисунок 21 – выбросы газов

Обладая способностью быть на 100% пригодным для вторичной переработки и при этом сохранять свои уникальные свойства, а также быть способным к бесконечной переработке. От глинозема до алюминия требуется около 6% энергии для производства. Выбросы от вторичного производства алюминия составляют 4% от общего объема выбросов от производства. За все время существования отрасли до сих пор используется около 76% производимого алюминия.

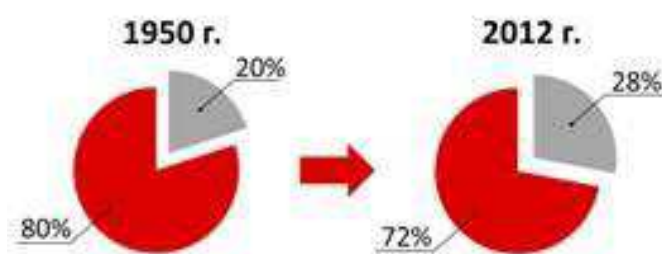


Рисунок 22– Доля металла в мире растет

Поскольку его доля продолжает расти, 31% производства приходится на производство вторичного алюминия. Одним из свойств алюминия является

его легкость, что приводит к увеличению его использования в автомобильной промышленности. В производстве автомобилей алюминий используется для снижения веса автомобиля, что приводит в процессе эксплуатации к менее значительному расходу топлива и вредным выбросам. снижение веса улучшает эффективность по крайней мере на 7%.

В странах с развитым статусом за последние 28 лет содержание алюминия в автомобилях увеличилось с 2,8% до 8,6%, что составляет в общей сложности около 146 кг в качестве способа улучшения экологической ситуации. По элементарной математике, примерно на каждые 200 тысяч километров пути расходуется 1000 литров топлива, точнее бензина, на каждые 100 кг алюминия. Алюминий также используется в эоархитектурной промышленности по причинам, связанным с его свойствами, такими как нетоксичность, минимальный вред окружающей среде и такие свойства, как легкость, пластичность, высокая теплопроводность и электропроводность.

В своей деятельности заводы Компании придерживаются требований международного стандарта системы экологического менеджмента ISO 14001, что подтверждается соответствующими сертификатами. Инновационные решения и технологии, разработанные учеными РУСАЛа, масштабная модернизация существующих производственных фондов, позволяют нам сократить вредные выбросы в атмосферу, экономить ресурсы, внедрять системы замкнутой циркуляции воды и энергоэффективные производственные проекты. Благодаря такому подходу РУСАЛ одним из первых в мире стал производить «зеленый» алюминий под маркой ALLOW, металл с минимальным углеродным следом на всех этапах производства.

РУСАЛ является первой российской компанией, присоединившейся к ПРООН для участия в международной программе по минимизации рисков изменения климата, и взяла на себя добровольные обязательства по сокращению выбросов парниковых газов. В связи с этим Компания ввела внутреннюю оценку воздействия на окружающую среду всех новых инвестиционных проектов без исключения. К 2025 году выбросы диоксида углерода (в эквиваленте) на алюминиевых заводах РУСАЛа сократятся на 15%, на глиноземных заводах - на 10% (по сравнению с уровнем 2014 года).

### **Основные направления экологической деятельности РУСАЛа**

- 1) Оснащение предприятий современным оборудованием или замена старого оборудования, переоснащение производства.
- 2) Исследование, разработка и внедрение новых экологически чистых технологий производства
- 3) Ввод новых экологически эффективных мощностей.

- 4) Обустройство санитарно-защитных зон.
- 5) Научно-исследовательская деятельность.

## **Выбросы**

Неотъемлемой частью процесса производства первичного алюминия является  $\text{CO}_2$ , хотя он является исключением из процесса электролиза. Другие выбросы заключаются в следующем:

- Фторид алюминия, фтористый водород и криолит являются газообразными фторидными загрязнителями. 55-85% загрязнения фторидом состоит из фтористого водорода. В процессе электролиза взаимодействие криолита и фторида алюминия с водородом приводит к образованию фтористого водорода. Значение этих выбросов возросло с годами из-за того, что  $\text{AlF}_3$  также увеличился.
- Выделяя гексафторэтан ( $\text{C}_2\text{F}_6$ ) и тетрафторметан ( $\text{CF}_4$ ) в соотношении 1:10 и при существующей технологии, они не могут быть удалены из газового потока, когда они уже образовались. воздействие на анод образует перфторуглероды (ПФУ).
- Сера, существующая в аноде, при взаимодействии с кислородом приводит к образованию карбонильного сульфида ( $\text{COS}$ ) или  $\text{SO}_2$ .
- Во время процесса электролиза, в образованном глиноземе и криолите, выделяется пыль. Литье является источником пылевых выбросов.

## **Модернизация и развитие**

На сегодняшний день около 94% электролизеров переведены на экологическую технологию Содерберга.

Завод прошел второй этап модернизации. Это включает в себя перевод электролизеров на экологически чистую технологию Экологический Содерберг, повышение эффективности прокаливания комплексов ГОУ при производстве анодной массы. В 2015 году за счет реализованных комплексных мероприятий уровень выбросов загрязняющих веществ в атмосферу Красноярска был снижен не менее чем на 1,4%. Проект по повышению эффективности газоочистного оборудования кальцинирующих комплексов по производству анодной пасты близится к завершению.

В качестве шага по снижению выбросов бензпирена следует использовать внедрение технологии анодной пасты с низким содержанием ПАУ.

В 2019, началась замена электрофильтра № 14 для очистки газов из холодильников № 1-4 обжиговых печей. В настоящее время вводится в эксплуатацию электрофильтр № 14. Первые измерения уже показали его

эффективность более 97,9%. В одном из корпусов КрАЗа был проведен эксперимент по отработке технологии инертного анода в рабочем состоянии.

В таблицах представлены данные по стокам, выбросам и отходам производства.

### Отходы производства

Таблица 3.1 – Отходы производства

Вид отходов	Коли-во, т/год*	Химический состав, %	Способ транспорт и ровани	Место размещения отходов	Где используется или намечается использоваться
Отходы выщелачивания нефелиновых руд при производстве глинозема	7 632 000,0	SiO <sub>2</sub> - 29,46 Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 3,06 Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 3,54 CaO - 57,74 MgO - 1,5 R <sub>2</sub> O - 2,34 Na <sub>2</sub> O - 1,82 K <sub>2</sub> O - 0,80 SO <sub>3</sub> - 0,37 F - 0,48	Гидравлический способ по трубопроводам	Шламохранилище	В производстве строительных материалов (цемента, кирпича), в дорожном строительстве
Отходы образующиеся при очистке баковой аппаратуры и прочие отходы 4-5 классов опасности	45 000,0		Автомобильный транспорт	Зона обрушенных пород	В рекультивационных целях
Лом черных металлов несортированные	13 029,53		Автомобильный транспорт	Филиал ООО «РУСИНЖИНИРИНГ»	На вторичную переработку
Бой шамотного кирпича	10 000,0		Автомобильный транспорт	Сырьевой цех Цех спекания	Вовлечение в производство для получения глинозема, реализация на вторичную переработку



## Сточные воды

Таблица 3.2 – Сточные воды

Наименование сточных вод	Нормируемое кол-во, м3 /час	Источник образования сточных вод	Допустимая к сбросу концентрация сточных вод, мг/л	Наименование водного объекта, принимающего сточные воды
Карьерные воды Мазульского известнякового рудника	300,0	Карьерные (дренажные и ливневые) воды	1. ХПК – 11,0 мг О2/л 2. БПК полн/БПК5 – 3,0/2,0 3. Взвешенные вещества – 5,0 4. Сухой остаток – 900,0 5. Нефтепродукты – 0,05 6. Железо раст. форма – 0,06 7. Азот аммонийный/ аммоний -ион – 0,4/0,5 8. Азот нитритный / Нитрит-ион – 0,02/0,08 9. Азот нитратный/ нитрат-ион – 9,1/40 10. Цинк – 0,01 11. Медь – 0,001 12. Марганец – 0,01 13. Алюминий - 0,04 14. Хлориды – 8,4 15. Сульфаты – 100,0 16. Реакция (рН) – 6,5-8,5 ед. 17. Растворенный кислород – не менее 6,0 18. Общие колиформные бактерии (КОЕ/100мл) – не более 500. 19. Колифаги (БОЕ/100мл) – не более 10. 20. Термотолерантные колиформные бактерии (КОЕ/100мл) – не более 100. 21. Жизнеспособные яйца гельминтов (аскарид, власоглав, токсокар, фасциол), онкосферы тениид и жизнеспособные цисты патогенных кишечных простейших) –	Р. Мазулька

### Окончание таблицы 3.2

			<p>не должны содержаться в 25 л воды.</p> <p>22. Возбудители кишечных инфекций – вода не должна содержать возбудителей кишечных инфекций.</p> <p>23. Токсичность воды: - сточная вода на выпуске в водный объект не должна оказывать острого токсического действия на тест – объект.</p> <p>24. Плавающие примеси (вещества): - не должны обнаруживаться пленки нефтепродуктов, масел, жиров и скопление других примесей.</p> <p>25. Окраска, запахи: - не должна приобретать посторонних запахов и окраски.</p> <p>26. Температура - летом не должна повышаться более чем на 3°С летом, по сравнению среднемесячной температурой воды самого жаркого месяца года за последние 10 лет, но не более чем до 28° С летом и до 8° С зимой.</p> <p>27. Суммарная объемная активность радионуклидов при совместном присутствии <math>\sum(A_i/Y_{bi}) \leq 1</math>.</p>	
--	--	--	--	--

### Выбросы в атмосферу

Загрязняющих веществ от основных организованных источников выброса при стационарном режиме работы технологического оборудования (нормативы ПДВ).

Таблица 3.3 – Выбросы в атмосферу

Наименование подразделения	Источник выделения загрязняющих веществ	Источник выброса вредных веществ	Наименование загрязняющих веществ	Выбросы загрязняющих веществ, нормативы ПДВ	
				г/с	т/год
Сырьевой цех	Вращающиеся печи обжига известняка (№№1,2)	Труба (источник №0021)		Всего на источник № 0021 (ПДВ)	
			Оксид кальция Сера диоксид Диоксид азота Азот (II) оксид Оксид углерода Бенз(а)пирен Мазутная зола (в пересчёте на ванадий)	27,500 14,267 13,789 6,773 1,41 0,00006 0,0381	335,800 392,940 326,700 220,000 43,79 0,00150 0,9550
Цех спекания	Вращающиеся печи спекания №1-4	Труба (источник № 0036)		Всего на источник № 0036 (ПДВ)	
			Пыль неорганическая до 20% SiO <sub>2</sub> Сера диоксид Диоксид азота Азот (II) оксид Оксид углерода Бенз(а)пирен	76,895 0,780 64,981 31,920 8,295 0,00076	2053,200 20,900 1491,500 1004,500 218,500 0,0204
Участок кальцинации	Печь кальцинации №1	Трубы (источники Выброса № 0095,02000 202)		Всего на источники №№ 0095,0200-0202 (ПДВ)	
			ДиАлюминий триоксид Азота диоксид Азота (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Бенз(а)пирен Мазутная зола (в пересчёте на ванадий)	3,41 6,52 3,20 2,58 5,83 0,00004 0,05	76,52 11,98 80,72 62,8 140,88 0,0006 1,04

## **4 Экономическая часть**

### **4.1 Экономическое обоснование выбора состава основного оборудования**

Техническое решение о составе основного оборудования может быть принято в результате экономической оценки, основанной на макроэкономическом критерии, обеспечивающей согласование отраслевых интересов топливно-энергетического комплекса и национальной экономики в целом. Данный подход реализуется посредством применения показателя приведенных затрат, который рассчитывается для каждого из конкурентных вариантов в соответствии с методическими рекомендациями, разработанными в Сибирском федеральном университете.

#### **4.1.1 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией**

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

$$U_{\text{э}} = U_{\text{зп}} + U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}} \quad (4.1)$$

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

#### **Расходы на оплату труда**

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

$$U_{\text{зп}} = N_{\text{у}} \cdot n_{\text{у}} \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6} \quad (4.2)$$

$$U_{\text{зп}} = 16 \cdot 0,5 \cdot 480000 \cdot 10^{-6} = 3,84$$

где  $n_{\text{у}}$  – штатный коэффициент, чел./МВт;  $\Phi_{\text{зп}}$  – средняя зарплата одного работника за год;  $N_{\text{у}}$  – установленная мощность станции, МВт.

#### **Амортизационные отчисления**

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$U_{\text{а}} = K \cdot H_{\text{а}} \quad (4.3)$$

$$U_a = 1000 \cdot 0,067 = 67$$

где  $N_a$  – средняя норма амортизации станции в целом;  $K$  – капитальные вложения в ТЭС, млн. руб./год.

### **Расходы на ремонт основных средств**

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

$$U_{тр} = K \cdot N_{тр} \quad (4.4)$$

$$U_{тр} = 1000 \cdot 0,05 = 50$$

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

### **Прочие расходы**

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

$$U_{пр} = 0,2 \cdot (U_a + U_{тр} + U_{зп}) + СОЦ \quad (4.5)$$

$$U_{пр} = 0,2 \cdot (67 + 50 + 3,84) + 1,152 = 25,32$$

где СОЦ – страховые взносы во внебюджетные фонды, млн. руб./год

$$СОЦ = N_{св} \cdot U_{зп} \quad (4.6)$$

$$СОЦ = 0,30 \cdot 3,84 = 1,152$$

где  $N_{св}$  – ставка страховых взносов, доли

Эксплуатационные расходы составляют, млн. руб./год:

$$U_э = U_{зп} + U_a + U_{тр} + U_{пр}$$

$$U_э = 3,84 + 67 + 50 + 25,32 = 146,16$$

## **4.2 Расчёт себестоимости единицы электроэнергии**

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

$$T_p = 8760 - T_{\text{рем}} \quad (4.7)$$

$$T_p = 8760 - 1120 = 7640$$

где  $T_{\text{рем}}$  – время простоя в ремонте, ч,

Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт·ч:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}} \quad (4.8)$$

$$W = 16 \cdot 7640 = 122240$$

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

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт·ч:

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}) \quad (4.9)$$

$$W_{\text{отп}} = 122240 \cdot (1 - 0,015) = 120406,4$$

где  $a_{\text{сн}}$  – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции.

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт·ч:

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = 1000 \cdot \frac{U_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}} \quad (4.10)$$

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = 1000 \cdot \frac{146,36}{120406,4} = 1,213$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт·ч:

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = 1000 \cdot \frac{U_{\text{э}}}{W} \quad (4.11)$$

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = 1000 \cdot \frac{146,36}{122240} = 1,195$$

### 4.3 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Срок окупаемости - это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), из которого первоначальные затраты покрываются общими результатами.

Другими словами, это интервал времени, в течение которого общая сумма капитальных затрат остается больше суммы амортизации и роста прибыли предприятия.

Для оценки эффективности рассчитываются показатели, которые устанавливают соотношение финансовых затрат и результатов, связанных с осуществлением инвестиций. Чистый дисконтированный доход NPV, млн.руб.

Таблица 4.1 – Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Показатели	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Денежный поток по инвестиционной деятельности – кап. вложения, млн.руб.	-1000	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежный поток по основной деятельности, млн.руб.	0	210	210	210	210	210	210	210	210
Амортизационные отчисления, млн.руб.	0	67	67	67	67	67	67	67	67
Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт·ч	0	1,213	1,213	1,213	1,213	1,213	1,213	1,213	1,213
Тариф на отпущенный МВт·ч	0	1,9408	1,9408	1,9408	1,9408	1,9408	1,9408	1,9408	1,9408
Выручка от реализации э/э млн руб:	0	23368 4,74	23368 4,74	23368 4,74	23368 4,74	23368 4,74	23368 4,74	23368 4,74	23368 4,74

Окончание таблицы 4.1

Чистый денежный поток, млн.руб.	-1000	210	210	210	210	210	210	210	210
Коэффициент дисконтирования $1/(1+0,1)^n$	1	0,909090	0,826446	0,751314	0,683013	0,62092	0,56447	0,513158	0,46650
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	-1000	190,909	173,553	157,761	143,432	130,3934	118,539	107,7632	97,9665
ЧДД нарастающим итогом, млн.руб.	-1000	-809,090	-635,537	-477,761	-334,328	-203,934	-85,3952	22,3679	120,334

Выполним оценку чувствительности показателей эффективности инвестиций к изменению величины капитальных вложений. В таблицах 4.2 представлены результаты расчетов зависимости ЧДД от величины капитальных вложений.

Таблица 4.2 – Данные расчета зависимости ЧДД от величины капитальных вложений

Показатели	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
Капитальные вложения, млн.руб.	700	800	900	1000	1100	1200	1300
Себестоимость э/э, руб./(МВт·ч)	0,614	0,878	1,097	1,219	1,341	1,609	2,092
Чистый доход, млн.руб	239,400	229,950	220,500	210,000	199,500	190,050	179,550
Чистый доход, млн.руб	122,904	123,901	113,151	107,763	102,914	97,526	92,138
ЧДД нарастающим итогом, млн.руб.	52,565	42,499	32,434	22,368	12,302	2,237	-7,829
ΔЧДД, млн.руб.	30,197	20,131	10,066	0,000	-10,066	-20,131	-30,197
ΔЧДД, млн.руб.	135	90	45	0	-45	-90	-135



Так как капитальные затраты увеличиваются, а ЧДД уменьшается, то срок окупаемости увеличивается и наоборот. При неизменных капитальных затратах срок окупаемости увеличивается и наоборот.

Риск проекта характеризуется как очень высокий, т.к. даже при капитальных вложениях значительно снижается ЧДД.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выпускной квалификационной работы рассмотрен вариант реконструкции утилизационной котельной Красноярского алюминиевого завода (КрАЗ) с переводом в мини-ТЭЦ. Это обеспечивает повышение эффективности котельной за счет дополнительной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

В результате анализа существующих нагрузок, схем и потребности в тепловой энергии были выбраны турбоагрегаты с турбинами Р-4-3,4/1,2 и Р-12-3,4/0,12 с производственным и теплофикационным противодавлением. К ним подобраны турбогенераторы. Предложена схема подключения турбин.

Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды. Выполнен конструкторский расчет сетевого подогревателя пластинчатого типа, разработаны технологическая и электрическая схемы автоматизированного учета тепловой энергии и теплоносителя.

По результатам оценки экономической эффективности срок окупаемости проекта реконструкции составляет от шести до семи лет.


Учитывая результаты оценки экономической эффективности, данная работа обладает высокой экономической и технической привлекательностью.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСТОЧНИКОВ

1. СН и П 23-01-99. Строительная климатология. – М. : Госстрой России, ГУП ЦПП, 2000.
2. Роддатис, К.Ф. Справочник по котельным установкам малой производительности / Под.ред. К.Ф. Роддатис, А.Н. Полтарецкий – М. : Энергоатомиздат, 1989.
3. Руководство по эксплуатации. Котел БГМ-35М / Н.В. Шиндорилов / Д. Д. Кулиненко / Е.В. Белянин.
4. ССpowerplant [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ссpowerplant.ru/>
5. RUSAL [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.rusal.ru/>
6. Трухний, А.Д. Стационарные паровые турбины: учеб. / А.Д. Трухний. – 2-е изд. перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1990.
7. Быстрицкий, Г.Ф. Справочная книга по энергетическому оборудованию предприятий и общественных зданий / Г.Ф. Быстрицкий, Э.А. Киреева – Л. : Энергоатомиздат, 2011.
8. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов) / Е. А. Бойко, А. А. Шпиков – Красноярск : КГТУ, 2003.
9. Красноярский алюминиевый завод [ Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Красноярский\\_алюминиевый\\_завод](https://ru.wikipedia.org/wiki/Красноярский_алюминиевый_завод)
10. Грацерштейн, И.М. Развитие алюминиевой промышленности СССР : Гос. научно-техн. изд-во лит-ры по черной и цветной металлургии / И.М. Грацерштейн – М. : 1959.

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


Политехнический институт  
институт  
Тепловые Электрические Станции  
кафедра


УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 Е.А. Бойко  
« 05 » 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**  
**13.03.01 «Тепловые электрические станции»**

Проект перевода котельной «КраЗ» в мини-ТЭЦ  
Пояснительная записка

Руководитель  02.07.20 доцент, к.т.н. Л.Н Подборский  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

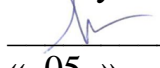
Выпускник  29.06.20 Р.Р. Хэрриотт  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технический контроль  05.07.20 Е.А. Бойко  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер  02.07.2020 П.В. Шишмарев  
подпись, дата инициалы, фамилия

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

Политехнический институт  
институт  
Тепловые Электрические Станции  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 Е.А. Бойко  
« 05 » 07 2020 г

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
в форме бакалаврской работы

Студенту: Хэрриотт Райен Ромарио

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ФЭ16-01Б Направление (специальность) 13.03.01.

код

Теплоэнергетика и теплотехника

(наименование)

**Тема выпускной квалификационной работы:** Проект перевода котельной «КрАЗ» в мини-ТЭЦ

**Утверждена приказом по университету:** 746/с от 27 января 2020 года

**Руководитель ВКР:** Л.Н. Подборский, доцент, канд. техн. наук, кафедра «ТЭС»

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

**Исходные данные для ВКР:** Состав основного оборудования котельной и его характеристики: котлы-утилизаторы БГМ-35М (производительность-30 т/час; давление 35 бар, температура 440°C; резервное топливо-мазут; количество котлов-4).

**Перечень разделов ВКР:** Введение. Общая характеристика предприятия; Обоснование актуальности реконструкции и постановка задачи; обоснование выбранного варианта реконструкции; расчет сетевой подогревательной установки; конструкторский расчет подогревателя пластинчатого типа; оценка технико-экономической привлекательности проекта; индивидуальное задание.

**Перечень графического материала:** блок-схема производства алюминия из глинозема; принципиальная схема технологического котла БГМ-35М; принципиальная тепловая схема утилизационной котельной до реконструкции; принципиальная тепловая схема утилизационной котельной после реконструкции; компоновка оборудования утилизационной котельной после реконструкции (план котельной и разрез котельной); ПСВ пластинчатого типа; технологическая схема автоматизированного учета тепловой энергии и теплоносителя; электрическая схем и автоматизированного учета тепловой энергии и теплоносителя.

Руководитель ВКР



Л.Н. Подборский

Студент



Р.Р. Хэрриотт

« 14 » 06 2020 г.

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Проект перевода котельной «КрАЗ» в мини-ТЭЦ» содержит 57 страницы текстового документа, 6 листов графического материала, 10 использованных источников.

УТИЛИЗАЦИОННАЯ КОТЕЛЬНАЯ, КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ, РЕДУКЦИОННО-ОХЛАДИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ПАРОВАЯ ТУРБИНА С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ, ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ, АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ УЧЕТ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Цель реконструкции:

– повышение эффективности утилизационной котельной «КрАЗ» за счет использования потенциальной энергии пара после котлов-утилизаторов для выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Обоснована актуальность реконструкции; обосновано техническое решение по реконструкции; выбрано основное оборудование мини-ТЭЦ; произведен расчет сетевой подогревательной установки с пластинчатыми теплообменниками; произведен конструкторский расчет пластинчатого теплообменника; выбрано оборудование для автоматизированного учета тепловой энергии и теплоносителя, отпускаемого мини-ТЭЦ; рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды; произведена оценка экономической привлекательности проекта.

Полученные результаты подтверждают техническую и экономическую привлекательность проекта по переводу утилизационной котельной «КрАЗ» в мини-ТЭЦ