

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт  
Факультет заочный  
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»

ВЫПУСКНАЯ  
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ  
РАБОТА ПРОВЕРЕНА  
Старший НСС ЮУГРЭС

\_\_\_\_\_ / Поливанов С.В. /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой  
«Промышленная теплоэнергетика»  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201 г.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГОБЛОКА №1 «ЮЖНОУРАЛЬСКАЯ ГРЭС-2»  
ФИЛИАЛ АО «ИНТЕР РАО – ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ» С ЦЕЛЬЮ  
ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ПО ПРОГРАММЕ МАГИСТРАТУРЫ  
«ОПТИМИЗАЦИЯ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ»  
ЮУрГУ – 13.03.01.2018.330.11.ПЗ

Руководитель магистерской программы  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ / Е.В. Торопов /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201 г.

Научный руководитель,  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ / К.В. Осинцев /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201 г.

Автор работы  
студент группы ПЗ-389

\_\_\_\_\_ / О.А. Бандяев /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201 г.

## АННОТАЦИЯ

Бандяев О.А. Реконструкция энергоблока № 1 «Южноуральская ГРЭС-2» филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» с целью энерго- и ресурсосбережения – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ: 2018, 103 с., 9 ил., библиогр. список – 38 наименований – 7 прил., 5 листов чертежей ф. А1, 2 плаката.

В данной выпускной квалификационной работе магистра рассмотрен вариант проекта по реконструкции энергоблока №1 филиала «Южноуральская ГРЭС – 2» АО «Интер РАО – Электрогенерация». Целью модернизации является увеличение КПД электростанции, уменьшение ее текущих затрат и, следовательно, увеличение прибыли компании.

Пояснительная записка содержит десять разделов. В первой главе работе дано краткое описание предприятия, приведены технические характеристики газовой турбины и котла-утилизатора, рассмотрены этапы предложенной модернизации. Во второй представлен обзор литературных источников. В третьей главе приведено сравнение отечественных и зарубежных котлов-утилизаторов. В четвертой произведен тепловой расчет котла-утилизатора, расчет теплового баланса котла, а также рассмотрена тепловая схема котла-утилизатора. Пятая глава посвящена научно-исследовательской работе на тему модернизации КВОУ. В ней рассмотрен вопрос влияния воздушных фильтров на выработку электроэнергии электростанцией, произведен анализ эксплуатационных издержек и произведен выбор новых энергоэффективных фильтров. В шестой главе работы затронута тема энергосберегающих технологий в котлах-утилизаторах. В седьмой главе рассмотрены вопросы экологии и произведен расчет дымовой трубы. В восьмой описаны технологические защиты и блокировки, а также представлена система автоматического регулирования. В девятой главе показана пирамида целеполагания предприятия, произведен качественный анализ и анализ поля сил проекта, также посчитан срок окупаемости и приведен пример графика Ганта по планированию мероприятий по реализации проекта. Десятая глава «Безопасность жизнедеятельности» приводит анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов на предприятии, а также в ней приведен пример нормирования факторов рабочей среды и трудового процесса.

Графическая часть содержит семь листов формата А1.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1.ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭНЕРГООБЛОКА №1 .....	10
1.1 Краткое описание и назначение предприятия.....	10
1.2 Процесс и этапы модернизации.....	12
1.3 Техническая характеристика газовой турбины.....	14
1.4 Техническая характеристика котла-утилизатора и принцип его работы....	16
2.ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	24
3.СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КУ.....	25
4.СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА ЕП-260/62/42-11,85/2,9/0,34-544/542/234 (П-140).....	27
4.1 Тепловой расчет котла.....	29
4.2 Расчет теплового баланса котла-утилизатора.....	45
5.НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ. МОДЕРНИЗАЦИЯ КВОУ ЮУГРЭС-2.....	49
5.1 Влияние эффективности воздушных фильтров на выработку электроэнергии.....	49
5.2 Классификация фильтров для очистки циклового воздуха.....	50
5.3 Расчет энергоэффективности фильтров.....	55
5.4 Расчет расхода воздуха через КВОУ.....	56
5.5 Выбор новых энергоэффективных фильтров.....	58
6.СОВРЕМЕННЫЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В КОТЛАХ-УТИЛИЗАТОРАХ.....	61
7.ЭКОЛОГИЯ.....	64
7.1 Определение объемов продуктов сгорания.....	64
7.2 Расчет выбросов окислов азота.....	68
8.АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	70
8.1 Технологические защиты и блокировки КУ.....	70
8.2 Автоматическое регулирование КУ.....	73
9.БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	78
9.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов.....	79
9.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса.....	80
10.ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ НА ПРЕДПРИЯТИИ.....	86
10.1 Технико-экономический расчет.....	86
10.1.1 Смета капитальных затрат.....	86
10.1.2 Расчет текущих затрат.....	88
10.1.3 Расчет срока окупаемости.....	89

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		3

10.2	Качественный анализ вариантов.....	91
10.3	Планирование целей предприятия и проекта.....	94
10.3.1	Пирамида целеполагания предприятия.....	94
10.3.2	Планирование целей проекта в дереве целей.....	96
10.3.3	Поле сил эффективности реализации проекта.....	96
10.3.4	Планирование мероприятий по реализации проекта.....	98
10.4	Основные технико-экономические показатели проекта.....	98
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	100
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	101

ПРИЛОЖЕНИЯ

	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Генплан ЮУГРЭС-2.....	1
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. План ЦПГУ ЮУГРЭС-2.....	2
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Тепловая схема энергоблока №1 ЮУГРЭС-2.....	3
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Продольный разрез котла-утилизатора П-140.....	4
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Плакат по научной части работы.....	5
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е. КИПиА энергоблока №1.....	6
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Плакат по экономической части.....	7

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		4

## ВВЕДЕНИЕ

Весь XX в. характеризовался быстрым ростом потребления первичных энергоресурсов и электрической энергии – суммарное мировое потребление энергии увеличилось в 15 раз, а душевое – в 4,4 раза. (Различие обусловлено увеличением численности населения от 1,6 до 6,0 млрд человек). В первом десятилетии нового столетия кардинальных изменений в сформировавшиеся тенденции не произошло. Продолжает возрастать потребление энергии, несмотря на периодически случающиеся экономические кризисы и вызванные ими кратковременные снижения энергопотребления. К середине XXI в. прогнозируется удвоение потребления энергетических ресурсов и утроение потребления электрической энергии. Вместе с этим обостряются проблемы, связанные с надежным обеспечением человечества энергией на приемлемых условиях. Вот три основные проблемы, которые в наибольшей мере влияют на все стороны жизни человека и затрагивают основы устойчивого развития цивилизации: дефицит электроэнергии и энергоресурсов приемлемой стоимости; угроза благополучию окружающей среды вследствие техногенного воздействия объектов энергетики; геополитические и социальные угрозы.

Для решения первой проблемы необходимо предпринимать ряд мер по снижению себестоимости электроэнергии, а именно: вводить новое высокоэффективное оборудование, повышать производительность труда, совершенствовать технологию производства электроэнергии, выводить из эксплуатации старое оборудование с низким КПД. Реализация этих мер требует от энергетических компаний значительных инвестиций в производство. Практика показала, что инвесторы не спешат инвестировать в производство крупные суммы денег, так как им нужны гарантии окупаемости инвестиций. Чтобы решить эту проблему 2010 году регуляторами энергетического рынка была инициирована программа договоров на поставку мощности (ДПМ), которая была призвана создать условия для финансирования инвестиций в строительство новых генерирующих мощностей. Суть ДПМ заключается в том, что инвестор обязуется в указанные сроки ввести в строй определённый объём генерации. Взамен он получает гарантию возврата инвестированных средств через повышенную стоимость продаваемой мощности в течение 10 лет. Невыполнение взятых на себя обязательств предусматривает жёсткие санкции.

В рамках программы ДПМ компания ПАО «Интер РАО» в 2014 году ввела в промышленную эксплуатацию первый энергоблок Южноуральской ГРЭС-2.

Помимо программы ДПМ, правительство Российской Федерации ставит приоритетную задачу снижения удельных затрат на производство и использование энергоресурсов за счет оптимизации их потребления и применения энерго и ресурсосберегающих технологий и оборудования.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		5

Ресурсосбережение - это совокупность мер по бережливому и эффективному использованию фактов производства. Обеспечивается посредством использования ресурсосберегающих и энергосберегающих технологий; снижения фондоемкости и материалоемкости продукции; повышения производительности труда; сокращения затрат живого и обещественного труда; повышения качества продукции; рационального применения труда менеджеров и маркетологов; использования выгод международного разделения труда и др. Способствует росту эффективности экономики, повышению ее конкурентоспособности.

Экономия материальных ресурсов – это экономическая категория, которая характеризуется снижением удельного расхода материальных ресурсов на единицу продукции по сравнению с базисным или текущим периодом, но без снижения качества и технического уровня продукции.

Ресурсосбережение должно достигаться на всех этапах производства и использования ресурсов: рационализацией добычи природного сырья, топлива и др. (например, более полное извлечение нефти из пласта), максимальным использованием добытого ресурса, сведением к минимуму потерь при транспортировке и хранении; наиболее эффективным применением ресурса в процессе производства или непроизводительного потребления; выявлением, учетом и полным использованием вторичных ресурсов (образующихся в процессе их первичного потребления), прежде всего по прямому назначению—в качестве полноценного сырья, источника энергии или тепла и др., а также переработкой отходов и утилизацией отбросов. Обеспечение ресурсосбережения — обязательное требование к технике, технологии, организации производства и непроизводительной деятельности, хозяйственному механизму. Новая техника должна требовать меньшего расхода ресурсов как в процессе ее производства, так и в процессе эксплуатации. Новая технология должна быть безотходной или малоотходной, малооперационной. Ресурсосбережение позволяет высвободить и приумножить капитал. Сокращение потерь ресурсов позволяет высвободить денежные средства и направлять их для решения других проблем. Инвестиции, направленные на сокращение потерь ресурсов, окупаются по оценкам экспертов в три раза быстрее, чем инвестиции по увеличению данного ресурса.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		6

# 1 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА №1

Одним из приоритетов энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2020 года является снижение удельных затрат на производство и использование энергоресурсов за счет оптимизации их применения и потребления, а также применения энергосберегающих технологий.

После ввода в промышленную эксплуатацию Южноуральской ГРЭС-2, компанией ПАО «Интер РАО» был взят курс на энерго и ресурсосбережение на станции. Реализация этого курса позволит компании выполнить приоритеты энергетической стратегии РФ с одной стороны, и получить больше прибыли от проекта ДПМ с другой. В рамках внедрения этого курса были выделены следующие этапы модернизации оборудования: модернизация газовой турбины; модернизация котла-утилизатора; замена фильтрующих элементов КВОУ (комплексное воздухоочистительная установка). Более подробно рассмотрим эти этапы в следующем пункте.

Модернизация газовой турбины. Компанией «SIEMENS», которая является производителем газовой турбины установленной на ЮУГРЭС-2, разработан стандартный план модификации (модернизации) газовой турбины. У компании ЗИОМАР, производителя котла-утилизатора, такого стандартного плана нет. В связи с этим в этой магистерской работе необходимо провести исследование для определения работоспособности и надежности котла-утилизатора на новые параметры. Произвести тепловой расчет котла-утилизатора, а также предложить меры по его реконструкции. Также необходимо произвести выбор новых, высокоэффективных фильтрующих элементов КВОУ.

В случае, если проект по модернизации энергоблока №1 будет признан успешным, и при положительной динамике улучшения технико-экономических показателей работы блока, компания ПАО «Интер РАО» модернизирует и энергоблок №2.

## 1.1 Краткое описание и назначение предприятия

Южноуральская ГРЭС-2 находится на правом берегу Южноуральского водохранилища в нескольких километрах от ГРЭС-1. Состоит из двух энергоблоков ПГУ по 420МВт каждый. Строительство энергетического комплекса Южноуральская ГРЭС-2 началось 14 августа 2010г. Энергоблок №1 введен в эксплуатацию в феврале 2014г., энергоблок №2 – в ноябре 2015г. Генеральным подрядчиком выступил НИАЭП (Нижегородский институт Атомэнергопроект), проектная документация разработана институтом ТЭП Москва.

Южноуральская ГРЭС-2 является цехом ПГУ Южноуральской ГРЭС, которая в свою очередь является активом компании АО «Интер РАО-Электрогенерация».

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		7

Компания АО «Интер РАО-Электрогенерация» входит в состав компании ПАО «Интер РАО».

Место для строительства электростанции выбрано не случайно: в непосредственной близости проходит магистральный газопровод высокого давления. Также для схемы выдачи мощности в сеть потребовалось лишь модернизировать существующие линии электропередач путем их разрезания.

Станция имеет 4 основных цеха: цех парогазовых установок, электрический цех, цех автоматизированных систем управления и химический цех.

Энергетический блок ПГУ-420 Южноуральской ГРЭС-2 является бинарной парогазовой установкой с тремя контурами генерации пара, предназначенный для производства электроэнергии. Основным топливом является природный газ, аварийным – дизельное.

В состав ПГУ-420 входит:

1. Одновальная силовая установка 1хSCC5-4000F 1S производства «Siemens»;
2. Котёл-утилизатор Еп-260/62/42-11,85/2,90/0,34-544/542/234 производства ОАО «ИК ЗИОМАР».

В состав модуля SCC5-4000F 1S в одновальной конфигурации входит проверенное и надежное в эксплуатации оборудование Siemens:

- газовая турбина SGT5-4000F
- генератор с водородным охлаждением SGen5-2000H
- паровая турбина SST5-3000
- конденсатор SCon1000

Парогазовая установка SCC5-4000F 1S предназначена для безопасной, высоконадежной, эффективной и недорогой выработки электроэнергии. Конструкция основных компонентов тщательно проработана, в результате чего получен оптимальный баланс между капитальными затратами, показателями установки и преимуществами в эксплуатации и техобслуживании. Выбросы вредных веществ от установки сведены к минимуму благодаря использованию гибридной камеры сгорания Siemens с малыми выбросами NOx. Конденсатор отводит тепло конденсации на выходе из паровой турбины.

Охлаждение компонентов обеспечивается замкнутой системой охлаждающей воды через промежуточный контур охлаждения.

Паровая и газовая турбины скомпонованы по одновальной схеме и соединены при помощи автоматической муфты с синхронизатором SSS. Генератор расположен между газовой и паровой турбинами.

Котел-утилизатор (КУ) П-140 (ЕП-260/62/42-11,9/2,9/0,34-542/541/231) горизонтального профиля, барабанный, 3-х давлений (высокое, среднее и низкое давление) с естественной циркуляцией в испарительных контурах, с промперегревом. Тепло уходящих газов газовой турбины используется в котле-утилизаторе для выработки пара для паровой турбины. На выходе из котла

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		8



установлен газовый подогреватель конденсата. На рисунке 1.1 представлен общий вид модуля SCC5-4000F 1S[9].

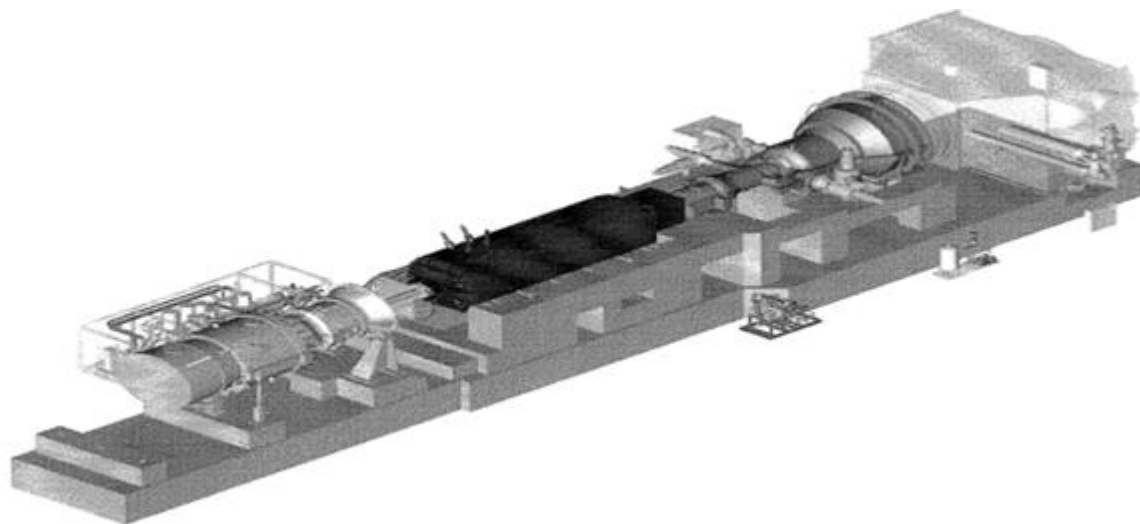


Рисунок 1.1 - Общий вид модуля SCC5-4000F 1S

## 1.2 Процесс и этапы модернизации

Стратегия бизнеса по производству электроэнергии, управлению надежностью и безопасностью оптовых генерирующих активов Группы «Интер РАО» на территории России, одобренная Правлением АО «Интер РАО» направлена на обновление существующего оборудования, путем модернизации и реконструкции с продлением ресурса, повышением экономичности и увеличением установленной мощности.

Процесс модернизации энергоблока №1 Южноуральской ГРЭС-2 включает следующие этапы: модернизация газовой турбины; модернизация котла-утилизатора; замена фильтрующих элементов КВОУ (комплексное воздухоочистительная установка).

### *Модернизация газовой турбины*

Газовые турбины SGT5-4000F четвертой версии, установленные на станции, имеют большой потенциал по повышению параметров, в частности, по мощности и КПД за счет их модификации до седьмой версии на основе технических решений, предлагаемых Siemens.

В настоящее время Siemens разработали пакеты технических решений которые представлены в таблице 1.1 по модернизации газовой турбины SGT5-4000F.

Модернизация компрессора:

- CMF++ позволяет улучшить выходную мощность за счет увеличения массового расхода воздуха.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		9

- Диск 1 компрессора в форме «ковша».
- Усовершенствование аэродинамики направляющих и рабочих лопаток компрессора ступеней 1-6 на основе опыта SGT-8000H + направляющих лопаток ступеней 7-8 для холодных условий[9].

Таблица 1.1 - Изменение технико-экономических показателей вариантов модернизации

Показатели	CMF++	SP7	SP8
Мощность	+10	+12	+25
КПД ПГУ	0	0,25%	+0,25%
Расход газов	+30	0	+30

Модернизация камеры сгорания:

- Новая диагональная вихревая горелка.
- Усовершенствование конструкции камеры сгорания и обоймы турбины.
- Новые металлические теплозащитные экраны и керамические макеты.
- Снижение рециркуляции горячего газа.
- Снижение интенсивности теплообмена держателей плиток.
- Снижение нагрузки на керамические теплозащитные плитки.
- Снижения процента лома защитных экранов.
- Увеличение устойчивости против эрозии.
- Уменьшение потерь материала.
- Усовершенствованные сервисные характеристики нового материала M77 для камеры сгорания.
- Увеличенный срок службы керамических теплозащитных плиток.

Модернизация горячего тракта:

- Новая конструкция 1-4 направляющих лопаток и 1-2 рабочих лопаток.

Наиболее оптимальным для станции по технико-экономическим показателям и инвестиционной привлекательности является модернизация газовой турбины до версии SP7.

Таблица 1.2 - Ожидаемые результаты модернизации

Вариант модернизации	ед. изм.	Модернизация до версии SP7
Увеличение мощности	МВт	+12
Увеличение КПД ПГУ	%	+0,25%
Увеличение температуры выхлопных газов	°С	+8
Увеличение межремонтного ресурса	ЭЧЭ	+8 000

### *Модернизация котла-утилизатора*

Модернизация котла-утилизатора. Повышение эффективности котла-утилизатора производства ЗИОМАР, работающего в составе с парогазовой установкой, произведенной компанией «SIEMENS», может быть достигнуто следующими мероприятиями:

- применение высокоэффективного тепловосприятия поверхностей нагрева (труб с малыми диаметрами, продольным и поперечным оребрением, турбулизаторами газовой среды);

- разработка и освоение высокоэффективных способов очистки поверхностей нагрева от наружных отложений технологического уноса (акустическая, инфразвуковая, ударно-волновая);

- расширение применения труб с покрытием поверхностного слоя элементами, надежно работающими в условиях воздействия коррозионно-эрозионных сред;

- разработка базовых конструкций и создание на их основе унифицированных модулей по узлам и деталям;

- применение систем автоматизированного проектирования;

- применение систем автоматизированного управления.

При проектировании котла-утилизатора должны обеспечиваться надежная и экономичная работа агрегатов и отдельных его узлов, в частности: поверхностей нагрева, их труб и коллекторов, неметаллических гибких элементов системы уплотнений газоходов, предназначенной для компенсации радиальных, осевых и угловых перемещений газоходов и трубопроводов, а также исключаящих попадание продуктов сгорания в окружающую среду.

### *Замена фильтрующих элементов КВОУ*

Фильтрующие элементы КВОУ (фильтра) предполагается заменить на новые с более низким сопротивлением. Подробное обоснование замены представлено в 5 главе.

## **1.3 Техническая характеристика газовой турбины**

Газотурбинная установка SGT5-4000F – это одновальная машина однокорпусной конструкции с кольцевой камерой сгорания. Она предназначена для привода генератора в режиме базовой и пиковой нагрузки при постоянном числе оборотов.

Базовая конструкция имеет следующие характеристики:

- два выносных подшипника;

- ротор дискового типа с центральным стяжным болтом и радиальными зубцами;

- привод генератора со стороны входа в компрессор;

- осевой выхлопной диффузор.

В качестве топлива для газовой турбины используется природный газ[9].

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		11

Таблица 1.3 - Основные технические характеристики газовой турбины SGT5-4000F версия SP4

Наименование показателя	Размерность	Номинальная нагрузка 100%
Электрическая выходная мощность	МВт	288
Расход газов на выходе из ГТУ	кг/с	685
КПД на клеммах генератора	%	39,5
Температура отработавших в турбине газов	°С	585
Частота вращения вала	об/мин	3000

Ротор представляет собой сборку дисков, каждый из которых несет один ряд лопаток и полых секций вала. Эта сборка скрепляется центральным стяжным болтом. Зубчатое соединение Хирт обеспечивает центрирование дисков и полых секций вала, допускающее свободное радиальное расширение и сжатие, и передачу генерируемого крутящего момента. Ротор турбины имеет внутреннее воздушное охлаждение. Часть потока сжатого воздуха отбирается от компрессора и используется для охлаждения рабочих лопаток турбины. Воздух подводится через отверстия в торсионных дисках к рабочим лопаткам первой ступени турбины. Рабочие лопатки последующих ступеней турбины снабжаются охлаждающим воздухом при более низких давлениях и температуре.

Другой поток охлаждающего воздуха подается внутрь ротора через отверстия в компрессионных дисках и проходит через отверстия во втулках дисков последующих ступеней компрессора, через трубы между последним диском компрессора и затем через втулочные отверстия в дисках турбины ко 2-ой, 3-ей и 4-ой ступеням турбины. Затем этот поток охлаждающего воздуха выходит в горячую проточную часть и образует пленку, обтекающую втулку и охлаждающую корни лопаток.

Этот поток охлаждающего воздуха также обеспечивает обтекание охлаждающим воздухом барабана ротора, опорного элемента в секции турбины, предотвращая дополнительные термические напряжения, которые могли бы привести к деформации вала при изменении нагрузки и быстром запуске. Все рабочие лопатки компрессора и турбины могут удаляться и снова устанавливаться без демонтажа ротора.

Кольцевая камера сгорания соединена с общим наружным корпусом турбины. Газовая турбина отличается исключительной равномерностью температурного поля на выходе по всей площади поперечного сечения диффузора.

Это достигается благодаря тому, что 24 горелки гибридной кольцевой камеры сгорания образуют непрерывное кольцевое пламя, исключая возможность появления локальных горячих и холодных пятен.

Такая система сгорания объединяет все преимущества оптимального горения, в том числе:

										13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат							12

- малые выбросы NOx и CO;
- малое падение давления;
- высокая эксплуатационная гибкость;
- полностью симметричная конструкция с использованием малого количества разных форм теплозащитных экранов;
- оптимальный размер и количество горелок;
- компактная конструкция с хорошим доступом;
- возможность использования жидкого топлива.

Для защиты опорных конструкций от потока горячего газа камера сгорания облицована теплозащитными экранами. Большая часть воздуха, покидающего выходной диффузор компрессора, поступает в камеру сгорания через 24 гибридные горелки, равномерно распределенные по окружности. Меньшая часть этого потока требуется для охлаждения металлических термозащитных экранов и уплотнения зазоров между керамическими термозащитными экранами.

На рисунке 1.2 изображен продольный разрез газовой турбины с кольцевой камерой сгорания SGT5-4000F[4].

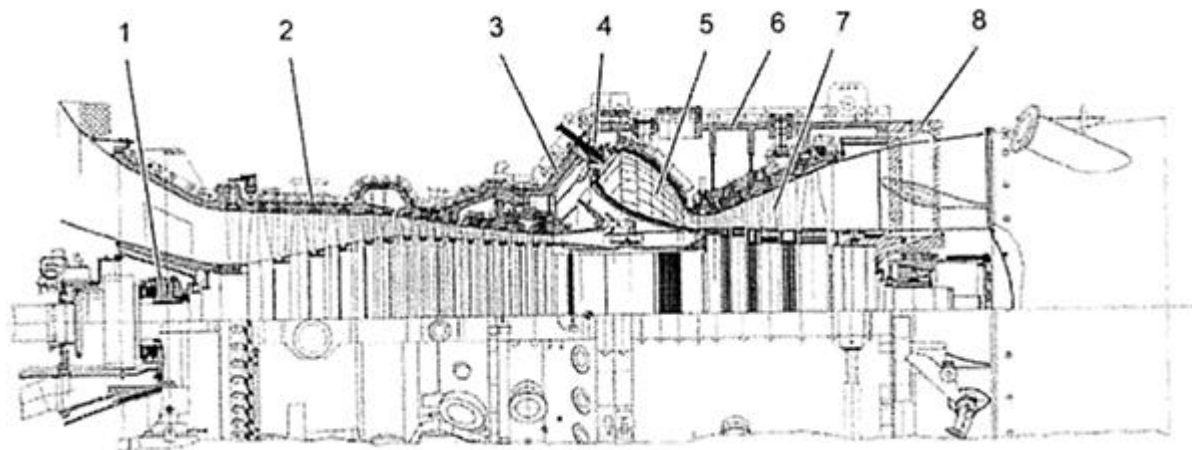


Рисунок 1.2 - Продольный разрез газовой турбины:

- 1 - опора переднего подшипника с опорой компрессора; 2 – обойма направляющих аппаратов компрессора; 3, 6 - внешний корпус;
- 4 - узел горелки; 5 -кольцевая камера сгорания; 7 - турбина;
- 8 - выхлопной патрубок турбины.

#### **1.4 Техническая характеристика котла-утилизатора и принцип его работы**

Котел-утилизатор П-140 (ЕП-260/62/42-11,9/2,9/0,34-542/541/231) установленный в составе парогазовой установки ПГУ-420 на Южноуральской ГРЭС является головным (энергоблок №1). КУ предназначен для выработки перегретого пара высокого, среднего, низкого давлений, промежуточного

перегрева пара и нагрева конденсата за счет утилизации тепла выхлопных газов, поступающих в КУ от газотурбинной установки (ГТУ).

Индексы в обозначении котла-утилизатора означают следующее:

- Еп - тип котла-утилизатора: с естественной циркуляцией в испарительных контурах и промперегревом пара;
- 260 - паропроизводительность контура высокого давления, т/ч;
- 62 - паропроизводительность контура среднего давления, т/ч;
- 42 - паропроизводительность контура низкого давления, т/ч;
- 11,85- давление пара на выходе из контура высокого давления абсолютное, МПа;
- 2,90 - давление пара на выходе из контура среднего давления абсолютное, МПа;
- 0,34 - давление пара на выходе из контура низкого давления абсолютное, МПа;
- 544 - номинальная температура пара на выходе из контура высокого давления, °С;
- 542 - номинальная температура пара на выходе из контура среднего давления, °С;
- 234 - номинальная температура пара на выходе из контура низкого давления, °С[6].

Остальные технические характеристики приведены в таблице 1.4

Таблица 1.4 - Основные технические характеристики КУ П-140

Наименование показателя	Размерно сть	Значение
Температура газов на входе в КУ	о С	585
Расход газов на один КУ	кг/с	685
<i>Контур высокого давления</i>		
Паропроизводительность	т/ч	260
Давление пара на выходе из котла, (абсолютное)	МПа	14,5
Температура пара на выходе из котла	°С	576
<i>Контур низкого давления</i>		
Паропроизводительность	т/ч	42
Давление пара на выходе из котла (абсолютное)	МПа	1,1
Температура пара на выходе из котла	°С	250
Аэродинамическое сопротивление КУ (от входного фланца входного газохода до среза дымовой трубы),	Па	-
Температура газов на выходе из КУ (за ГПК)	°С	-



внешней обшивке диффузора посредством шпилек диаметром 12 мм из стали 12X18Н10Т;

Газоход котла-утилизатора также выполнен из щитов обшивки с внутренней изоляцией, крепящейся к стойкам каркаса. Изоляция газохода КУ выполнена аналогично изоляции диффузора. Внутренняя часть изоляции газохода котла до оси F облицована листами из стали 08X13, закрепленными на шпильках диаметром 12 мм из стали 12X18Н10Т, дальше оси F – листами из Ст3, закрепленными на шпильках диаметром 12 мм из стали 20. В теплых ящиках расположены люки-лазы для доступа в газоход котла. Важными деталями газохода КУ являются металлоконструкции для передачи «парусных» нагрузок от секций поверхностей нагрева на колонны каркаса. Они представляют собой упоры (сварные балки), установленные на опоры на наружной обшивке и передают нагрузки на колонны каркаса КУ. Для доступа в пространство газохода поверхностей нагрева выполнены лазы.

Неметаллический компенсатор на выходе из газохода котла-утилизатора служит для перехода от газохода к коробу дымовой трубы. Входной короб дымовой трубы переменного прямоугольного сечения размером 11564x21480 мм на входе. Ствол дымовой трубы. Диаметр 6900 мм в свету. Высота трубы 60 м. Наружная поверхность дымовой трубы покрыта жидким теплоизоляционным материалом TC Ceramic HV (Thermal Coat).

Отсечной клапан (дождевая заслонка) служит для поддержания высокой температуры среды внутри КУ во время кратковременных остановов и при нахождении КУ в горячем резерве. Отсечной клапан обеспечивает защиту ствола дымовой трубы и неметаллической части компенсатора за газоходом КУ во время выпадения осадков, а также используется для устранения «тяги» воздуха во время проведения работ внутри газохода котла. В случае превышения давления в газоходе котла выше 2000 Па створки заслонки автоматически приоткрываются для сброса избыточного давления. К данному элементу не предъявляется требований по газовой плотности.

Газовый шумоглушитель - выполнен в виде вертикальных секций, расположенных по ширине ствола дымовой трубы в несколько рядов. Секция представляет собой короб, обшитый по бокам просечным стальным листом и наполненный шумопоглощающим материалом (теплоизоляционными матами).

В газоходе котла-утилизатора последовательно по ходу газов расположены следующие пакеты поверхностей нагрева: ПВД6; ППСД2; ПВД4,5; ППСД1; ПВД1,2,3; ИВД; ЭВД7; ПСД; ЭВД5,6; ИСД2; ИСД1; ЭВД4; ПНД; ЭСД1,2; ЭВД1,2,3; ИНД; ГПК.

Пароводяной тракт КУ состоит из трех контуров: ВД, СД, НД, а также контура вторичного перегрева пара и контура подогревателя конденсата.

*Контур высокого давления* включает в себя: запорный и питательный узел, пакеты водяного экономайзера, барабан с внутрибарабанными сепарационными устройствами, испаритель, пакеты пароперегревателя. Питательная вода от деаэратора подается одним ПЭН ВД/СД (второй в резерве). Пройдя через

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		16



обратный клапан, запорный клапан и питательный узел (регулирующий клапан) или байпасный регулирующий клапан, питательная вода поступает в экономайзер ЭВД № 1. Затем, вода проходит последовательно через секции экономайзера ЭВД № 2.1, 2.2, ЭВД № 3.1, 3.2, ЭВД № 4, ЭВД № 5.1, 5.2, ЭВД № 6.1, 6.2, ЭВД № 7. С целью исключения вскипания питательной воды в ЭВД происходит регулировка её температуры посредством байпасной линии (труба 60х6 из ст.20) с расположенным на ней регулирующим клапаном.

Для повышения температуры уходящих газов в некоторых режимах работы ГТ на дизельном топливе для исключения низкотемпературной коррозии хвостовых поверхностей нагрева КУ предусмотрена линия байпасирования части питательной воды помимо пакетов ЭВД №1 – 3 (труба 168х18 из ст.20) с расположенным на ней регулирующим клапаном.

Выйдя из экономайзера высокого давления № 7, вода поступает в БВД, имеющий внутренний диаметр 1600 мм, длину цилиндрической части 11390 мм, толщину стенки 105 мм. Материал сталь 16ГНМА. Ввод питательной воды в барабан производится одной трубой. Внутри барабана, подуровнем котловой воды, водоподводящая труба имеет симметричный раздающий перфорированный коллектор.

Естественная циркуляция рабочей среды при работе КУ осуществляется в ИВД, разделённом на 3 контура, исходя из обеспечения надёжности циркуляции и конструктивных особенностей КУ. Каждый контур ИВД включает 15 рядов труб, расположенных последовательно по ходу газов. С помощью трёх опускных труб Ø325×28мм вода подается из барабана в соответствующие три нижних питательных коллектора Ø325×34мм испарителя из которых 12-и трубами Ø168×18мм и 12-и трубами Ø140×16мм подается в ИВД1и ИВД2. Над каждым водоотводящим отверстием барабана установлены антивихревые крестовины. Далее вода раздается во входные коллекторы секций.

Образующаяся пароводяная смесь в секциях испарителя в результате действия естественной циркуляции поднимается по трубкам вверх. Далее она подается из верхних коллекторов испарителя высокого давления в БВД, расположенный поперёк оси котла на потолочных металлоконструкциях каркаса.

Отметка оси БВД плюс 30,380 м.

Пароводяная смесь подается от испарительных поверхностей нагрева высокого давления в БВД посредством восемнадцати подводящих труб, расположенных на фронтальной стороне барабана в замкнутое пространство под изогнутый лист (стену первичного сепаратора), откуда раздается в 34 внутрибарабанных циклона с жалюзийными крышками (первый этап сепарации). Из циклонов отсепарированный пар направляется в сепарационные устройства (демисторы), находящиеся в верхней части барабана перед пароотводящими трубами (второй этап сепарации). Отвод пара из барабана производится шестью пароотводящими трубами. Далее пар подается в конвективный пароперегреватель высокого давления.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		17

Барaban снабжен двумя водомерными колонками для контроля уровня по месту и сниженными указателями уровня.

Выходящий из верхней части БВД через пароотводящие трубы сухой насыщенный пар проходит через секции ПВД №1, 2, 3, 4, 5, 6. В рассечку секций ПВД5 и ПВД6 и на выходе из пароперегревателя высокого давления №6, происходит регулирование температуры перегретого пара посредством впрыскивающих пароохладителей высокого давления. Для впрыска отбирается питательная вода с напора ПЭН ВД/СД.

Далее пар поступает в коллектор острого пара высокого давления, проходя через расходомерное устройство и запорный узел запорную задвижку или байпасную запорную задвижку.

Импульсные предохранительные устройства со сбросом среды в атмосферу установлены на БВД и паропроводе острого пара. На линиях подвода воды к впрыскивающим пароохладителям установлены пружинные предохранительные клапаны.

*Контур среднего давления* включает в себя: запорный и питательный узел, водяной экономайзер, барабан с внутрибарабанными устройствами, испаритель, пароперегреватель.

Питательная вода от деаэратора подается одним ПЭН ВД/СД (второй в резерве). Пройдя через расходомерное устройство, обратный клапан, электрифицированный запорный клапан или байпасный электрифицированный запорный клапан с набором шайб питательная вода поступает в экономайзер СД № 1, затем в ВЭ СД №2. Аналогично контуру ВД предусмотрена линия регулирования температуры питательной воды путем байпасирования части питательной воды помимо ЭСД с регулирующим клапаном. Пройдя через пакеты экономайзера СД, вода проходит запорный электрифицированный клапан, регулирующей клапан и поступает в БСД. Естественная циркуляция рабочей среды при работе КУ осуществляется в ИСД, разделённом на три контура, исходя из обеспечения надёжности циркуляции и конструктивных особенностей КУ. Каждый контур ИСД включает 9 рядов труб, расположенных последовательно по ходу газов. С помощью трёх опускных труб вода подается из барабана в соответствующие три нижние питательные коллекторы испарителя. Над каждым водоотводящим отверстием барабана установлены antivихревые крестовины. Далее вода раздается во входные коллекторы секций.

Образующаяся пароводяная смесь в секциях испарителя в результате действия естественной циркуляции поднимается по трубкам вверх. Далее она подается из верхних коллекторов испарителя высокого давления в БСД, расположенный поперёк оси котла на потолочных металлоконструкциях каркаса. Отметка оси БСД плюс 30,230 м. БСД имеет внутренний диаметр 1600 мм, длину цилиндрической части 11340 мм, толщину стенки 36 мм. Материал сталь 20К. Ввод питательной воды в барабан производится одной трубой, расположенной в центральной его части. Внутри барабана, под уровнем воды, водоподводящая труба имеет вид симметричного перфорированного коллектора.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		18

Пароводяная смесь подается от испарительных поверхностей нагрева БСД посредством двадцати одной подводящей трубы, расположенной в нижней тыловой части барабана, в замкнутое пространство под изогнутый лист (стену первичного сепаратора). Отделение влаги от насыщенного пара внутри БСД производится при смене направления при огибании отклоняющих пластин (первый этап сепарации) и сепарационных устройств (демисторов), находящихся в верхней части барабана перед пароводящими трубами (второй этап сепарации). Отвод пара из барабана производится шестью пароводящими трубами.

Барабан снабжен двумя водомерными колонками для контроля уровня по месту и сниженными указателями уровня.

Выходящий через пароводящие трубы БСД сухой насыщенный пар проходит через пароперегреватель СД, затем обратный клапан, электрифицированный запорный клапан, расходомер. Далее этот пар смешивается с «холодным» паром, поданным от паровой турбины на вторичный перегрев.

Смешавшись с паром СД, «холодный» пар от паровой турбины поступает в промежуточный пароперегреватель №1. Затем пар проходит через ППСД2. Выходит через выпускной паропровод горячего промперегрева. Для регулирования температуры вторично перегретого пара предусмотрены впрыскивающие пароохладители. Один установлен в рассечку пакетов ППСД 1 и ППСД 2, второй – на выходе ППСД 2.

Предохранительные клапаны прямого действия со сбросом среды в расширитель продувок установлены до и после секций экономайзеров.

Предохранительные клапаны со сбросом среды в атмосферу (через шумоглушитель) установлены на БСД, за пароперегревателем среднего давления, перед ППСД1; на паропроводе пара горячего промперегрева после ППСД2 перед впрыскивающим пароохладителем. Также предохранительные клапаны прямого действия со сбросом среды в расширитель установлены на линиях подвода воды к впрыскивающим пароохладителям.

*Контур низкого давления* включает в себя: барабан с внутрибарабанными устройствами, испаритель, пароперегреватель.

Питательная вода от деаэратора подается одним ПЭН НД. Пройдя через расходомерное устройство и регулирующий клапан, питательная вода НД поступает в БНД. Далее, образуя контур естественной циркуляции, питательная вода через три опускные трубы подается из БНД через распределительные коллекторы в нижние коллекторы испарителя низкого давления, разделённого

аналогично ИВД и ИСД на 3 контура по 8 рядов труб, расположенных последовательно по ходу газов. Образующаяся пароводяная смесь в результате действия естественной циркуляции поднимается по трубкам испарителя вверх, далее из верхних магистралей испарителя низкого давления через подводящие трубы в барабан низкого давления, расположенный поперёк оси котла на потолочных металлоконструкциях каркаса. Отметка оси БНД плюс 30,130 м.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		19

БНД имеет внутренний диаметр 1600 мм, длину цилиндрической части 14380 мм, толщину стенки 18 мм. Материал сталь 20К.

Ввод питательной воды в барабан производится одной трубой, расположенной в центральной его части. Внутри барабана, под уровнем воды, водоподводящая труба имеет вид симметричного перфорированного коллектора. Отделение влаги от насыщенного пара внутри БНД производится при смене направления при отгибании отклоняющих пластин (первый этап сепарации) и сепарационных устройств (демисторов), находящихся в верхней части барабана перед паропроводящими трубами (второй этап сепарации).

*Контур ГПК* включает в себя поверхности нагрева ГПК.

Конденсат проходит расходомерное устройство, электрифицированный запорный клапан, обратный клапан, электрифицированный запорный клапан и поступает в подогреватель конденсата. Затем часть подогретого конденсата

направляется обратно в деаэратор, часть проходит электрифицированный запорный клапан и смешивается с питательной водой НД и поступает в БНД. Часть подогретого в секциях ГПК конденсата по линии рециркуляции направляется на вход подогревателя с целью поддержания температуры его трубной поверхности на уровне выше точки росы. Линия рециркуляции оснащена двумя насосами рециркуляции конденсата, работающими по схеме один из двух. Для регулирования температуры на входе в деаэратор предусмотрена линия байпаса с регулирующим клапаном.

Поверхности нагрева котла-утилизатора выполнены в виде вертикальных секций, подвешенных к потолочным металлоконструкциям котла-утилизатора с помощью металлических тяг. Секции конструктивно выполнены не однотипными. Каждая секция состоит из двух или трёх рядов труб со своими нижним и верхним коллекторами. Трубы в секциях дистанционированы в шести местах по высоте при помощи «гребенок». По ширине газохода устанавливается три секции, равномерно разделенные акустическими (антивибрационными) перегородками на каналы тока газов. Коллекторы и перебросные гибы модулей расположены в «теплых» ящиках[9].

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		20

## 2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

При написании данной работы были использована научная и учебно-методическая литература, производственные инструкции, нормативно-законодательные акты и государственные стандарты Российской Федерации.

Основными источниками, раскрывающими тему выпускной работы, являются производственные инструкции, инструкции по эксплуатации энергоблока, газовой турбины и котла-утилизатора Южноуральской ГРЭС-2. В данных источниках подробно изложено техническое описание оборудования и приведены его рабочие характеристики.

В специальной части ВКР произведен тепловой расчет котла-утилизатора П-140 в соответствии с методическим руководством поверочного расчета В.А. Мунца и Е.Ю. Павлюка, а так же использованы работы С.Л. Ривкина и М.И. Ведерниковой. Для подготовки научной части была использована литература под редакцией В.Л. Жохова и Т. Шрота, а также отчетный анализ эксплуатационных издержек Д.Е. Круговых. Были применены ГОСТ ЕН 779-2007 и ГОСТ ЕН 14799-2013 «Фильтры очистки воздуха общего назначения».

В главе «автоматизация» приведены принципы автоматического контроля и регулирования энергооборудования на основе работ В.Я. Баранова «Промышленные приборы и средства автоматизации», А.Е. Булкина «Автоматическое регулирование энергоустановок», А.В. Волошко «Проектирование функциональных схем системы автоматического контроля и регулирования».

Экономико-управленческая часть работы написана в соответствии с трудами А.А. Алабугина и Р.А. Алабугиной «Производственный менеджмент в энергетике предприятия».

В работе над главой «Безопасность жизнедеятельности» была использована нормативно-техническая документация, регламентирующая нормы безопасности труда, действующие в отрасли.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		21

### 3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КУ

В настоящий момент на рынке широко представлены котлы-утилизаторы как отечественного производства, так и зарубежного. Котлы-утилизаторы предназначены для выработки пара высокого и низкого давлений за счет утилизации тепла продуктов сгорания, поступающих в котлы после выхлопа из газовой турбины.

Современные мировые тенденции таковы, что производители котельных установок являются одними из лидеров по инновациям в энергетике. Эта отрасль за последние годы сделала большой шаг вперед в плане развития технологий производства промышленных котлов. Некоторые эксперты считают, что отечественные компании критически отстали от ведущих мировых производителей в котельных технологиях. Однако стоит отметить, что во многом наши котлы не уступят иностранным аналогам. Вместе с тем отечественным производителям необходимо уделять больше внимания внедрению передовых разработок в производство котлов, ведь только в этом случае российская отрасль останется конкурентоспособной.

Отметим, что сейчас котельная промышленность России – одна из самых больших отраслей энергетики: у нас более двадцати крупных котельных заводов. Основные отечественные производители котлов-утилизаторов – это компании «ЗиО-Подольск» (входит в холдинг «Атомэнергомаш») и «ЭМАльянс», включающая таганрогский завод «Красный котельщик» (входит в концерн «Силовые машины»). Крупные иностранные производители котлов, представленные на российском рынке, - это, прежде всего, СМІ Energy, Alstom, Харбинский котельный завод. Кстати, китайский производитель в последнее время действует на российском рынке особенно активно, опровергая распространенное мнение, что китайская продукция выгодно отличается от европейской ценой, но уступает по качеству и внедрению передовых технологий. За последние годы Харбинский котельный завод увеличил свое присутствие на российском рынке именно за счет того, что предлагает самое современное котельное оборудование.

Что касается российского котлостроения, то нельзя не признать: длительное отсутствие инвестиций в разработки новейших решений наложило свой отрицательный отпечаток. Российским компаниям зачастую приходится покупать лицензии на проектирование, изготовление и монтаж котлов-утилизаторов у ведущих мировых производителей. Это при том, что не каждую технологию иностранцы готовы продать. Например, в последние годы мировые лидеры котлостроения активно внедряют в свои технологические схемы интегрированные платформы электронных устройств, позволяющие удаленно управлять генерацией и распределением тепла.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		22

Впрочем, и к российским производителям котлов постепенно приходит понимание того, что, если не уделять внимание инновациям, можно легко потерять даже собственный рынок, не говоря о зарубежном.

Как говорят в руководстве одного из наших котельных заводов, «при проектировании современных объектов теплоэнергетики невозможно обойтись без автоматизации. В связи с этим большое внимание мы стали уделять не столько котлам, сколько другим сопутствующим моментам». По их словам, котлы, производимые российскими заводами, по своим технологическим и конструктивным качествам ничуть не уступают импортным; уступает российская техника прежде всего в топках, автоматике и химводоподготовке. Поэтому сейчас российские заводы и специалисты, которые работают в данной отрасли, больше внимание уделяют топкам, насосам и всевозможному вспомогательному оборудованию. В последнее время эта отрасль значительно продвинулась вперед.

Как отмечают производители, отставание от иностранных конкурентов, которое сейчас наблюдается у российских котлостроителей, можно наверстать. Однако заниматься этим нужно немедленно, в противном случае оно действительно превратится в критическое. И все же при наличии четкой политики, направленной на производство современной продукции, и при политической поддержке руководства страны российские заводы смогут выпускать современное и качественное оборудование для российской энергетики.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		23

## 4 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА ЕП-260/62/42-11,85/2,9/0,34-544/542/234 (П-140 ЗИОМАР)

Целью расчета является определение количества теплоты, воспринимаемой имеющимися поверхностями нагрева при новых параметрах расхода выхлопных газов ГТУ  $G_0 = 685$  кг/с и давления пара контура ВД на выходе из котла-утилизатора  $P_{ппвд}=12$  МПа при номинальной нагрузке ГТУ. Тепловой расчет котла-утилизатора выполнен в соответствии с методическим руководством.[7]

Исходными данными для расчета котла-утилизатора являются:

- тип котла-утилизатора: барабанный котел-утилизатор ЕП-260/62/42-11,85/2,9/0,34-544/542/234 (П-140 ЗИОМАР), горизонтального профиля с вертикальным расположением труб поверхностей нагрева, трех давлений с естественной циркуляцией;

- расход газов через котел-утилизатор -  $G_0 = 1333,41$  кг/с =  $1025,7$  м<sup>3</sup>/с;
- температура газов перед котлом утилизатором -  $T'_г=593$ °С;
- температура газов за котлом утилизатором -  $T''_г=90$ °С;
- давление пара контура ВД на выходе из КУ-  $P_{ппвд}=12$  МПа;
- давление пара контура СД на выходе из КУ-  $P_{ппсд}=2,9$  МПа;
- давление пара контура НД на выходе из КУ-  $P_{ппнд}=0,34$  МПа;

- температура перегретого пара контуров ВД -  $t_{ппвд}=544$ °С;
- температура перегретого пара контуров СД -  $t_{сд}=542$ °С;
- температура пара на выходе из контура НД -  $t_{ппнд}=234$ °С;
- температура питательной воды на входе в котел -  $t_{пв}=150$ °С;

- расход пара ВД -  $G_{п}^{ВД} = 72,2$  кг/с;
- расход пара СД -  $G_{п}^{СД} = 17,2$  кг/с;
- расход пара ВД -  $G_{п}^{НД} = 11,7$  кг/с;

- температура конденсата на входе в ГПК -  $t_{гпк}^I = 70$ °С;
- наружный диаметр труб поверхностей нагрева -  $d_0=45$ мм;
- высота пакета по осям труб -  $h=21800$ мм;
- состав газа:
  - кислород  $O_2=12,6\%$ ;
  - азот  $N_2=74,7\%$ ;
  - двуокись углерода  $CO_2=3,8\%$ ;
  - вода  $H_2O=7,8\%$ .

### 4.1 Тепловой расчет котла

Теплоемкость при  $T'_г$  и  $T''_г$  определяется из таблицы 4.1 [12]. Она зависит от температуры и состава газов.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		24



Таблица 4.1 – Теплоемкость газов  $C_{pi}$ , кДж/(м<sup>3</sup>К)

t, °C	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>
0	1,3046	1,2992	1,29922	1,5914	1,4943	1,7333	1,278
100	1,3167	1,304	1,3013	1,7132	1,5056	1,813	1,2905
200	1,3356	1,3042	1,3075	1,7961	1,5219	1,888	1,299
300	1,3565	1,3113	1,3172	1,8711	1,5424	1,957	1,3
400	1,3766	1,3205	1,3289	1,9377	1,5654	2,018	1,303
500	1,3967	1,3327	1,3431	1,9967	1,5893	2,072	1,307
600	1,416	1,3456	1,3578	2,0494	1,6144	2,1114	1,309
700	1,4344	1,359	1,3716	2,0967	1,6412	2,152	1,311
800	1,4503	1,3720	1,3854	2,1395	1,6684	2,186	1,316
900	1,4645	1,385	1,3984	2,1788	1,6957	2,215	1,324
1000	1,4775	1,3971	1,4114	2,214	1,7229	2,24	1,328

При  $T_{г}=593^{\circ}\text{C}$

$$C_{O_2} = 1,416 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

$$C_{N_2} = 1,3456 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

$$C_{CO_2} = 2,0494 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

$$C_{H_2O} = 1,6144 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

При  $T''_{г}=90^{\circ}\text{C}$

$$C_{O_2} = 1,3167 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

$$C_{N_2} = 1,304 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

$$C_{CO_2} = 1,7132 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

$$C_{H_2O} = 1,5056 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

Теплоемкость газов на входе в котел при  $T_{г}=593^{\circ}\text{C}$  [12](1):

$$C_p = \sum p_i \cdot C_{pi}, \text{кДж}/(\text{м}^3\text{К}) \quad (1)$$

$$C_p = 0,126 \cdot 1,416 + 0,747 \cdot 1,3456 + 0,038 \cdot 2,0494 + \\ + 0,078 \cdot 1,6144 + 0,0088 \cdot 1,2 = 1,398 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

Теплоемкость газов на входе в котел при  $T''_{г}=90^{\circ}\text{C}$ :

$$C_p = 0,126 \cdot 1,3167 + 0,747 \cdot 1,304 + 0,038 \cdot 1,7132 + \\ + 0,078 \cdot 1,5056 + 0,0088 \cdot 1,1 = 1,332 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

Энтальпия газов на входе в котел (2):

$$I_2^I = C_p \cdot T_2^I, \text{кДж}/\text{м}^3 \quad (2)$$

$$I_2^I = 1,398 \cdot 593 = 829,01 \text{ кДж}/\text{м}^3$$

Энтальпия газов на выходе из котла [12](3):

$$I_2^{II} = C_p \cdot T_2^{II}, \text{кДж}/\text{м}^3 \quad (3)$$

$$I_2^{II} = 1,332 \cdot 90 = 119,88 \text{ кДж/м}^3$$

### Расчет пароперегревателя высокого давления (ПВД)

Теплота, идущая на перегрев пара [12](4):

$$Q_{nв\delta} = G_n^{с\delta} (i_{nв\delta} - i_{\deltaв\delta}), \text{кВт} \quad (4)$$

где  $i_{\deltaв\delta} = 2673,8$  кДж/кг - энтальпия пара в барабане ВД – определена по таблице насыщения воды и водяного пара [13];

$i_{пввд} = 3610$  кДж/кг – энтальпия перегретого пара ВД – по i-S диаграмме [13].

$$Q_{nв\delta} = 72,2(3610 - 2673,8) = 67593,64 \text{ кВт}$$

Энтальпия газов за ПВД (5):

$$I_{nв\delta}^{II} = I_2^I - \frac{Q_{nв\delta}}{G_0 \cdot \phi}, \text{кДж/м}^3 \quad (5)$$

где  $G_0 = 1025,7$  м<sup>3</sup>/с; – расход газов, покидающих ГТУ;

$\phi = 0,98$  – коэффициент сохранения тепла.

$$I_{nв\delta}^{II} = 829,01 - \frac{67593,64}{1025,7 \cdot 0,98} = 761,8 \text{ кДж/м}^3$$

Меньшая разность температур на входе газов в ПВД и на выходе перегретого пара из ПВД (6):

$$\Delta t_m = (T_2^I - t_{nв\delta})^0 \text{ C} \quad (6)$$

$$\Delta t_m = 593 - 573 = 20^0 \text{ C}$$

Большая разность температур на выходе газов за ПВД и насыщения в барабане ВД [12](7):

$$\Delta t_{\delta} = (t_{nнв\delta}^{II} - t_s^{\deltaв\delta})^0 \text{ C} \quad (7)$$

где  $t_{пввд}^{II}$  – температура газов за ПВД;

$t_s^{\deltaв\delta} = 338,9^0 \text{ C}$  – температура насыщенного пара в барабане ВД – по i-S диаграмме [13].

$$T_{nнв\delta}^{II} = \frac{I_{nнв\delta}^{II}}{C_p}, ^0 \text{ C} \quad (8)$$

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	13.04.01.2018.330.11. ПЗ					

где  $C_p=1,374$  кДж/м<sup>3</sup>К – теплоемкость газов на выходе из ПВД по таблице 4.1.

$$T_{нв\delta}^{II} = \frac{761,8}{1,374} = 554^{\circ}C$$

$$\Delta t_{\delta} = 554 - 338,9 = 215^{\circ}C$$

Средний температурный напор (9):

$$\Delta t = \frac{(\Delta t_{\delta} - \Delta t_{м})}{\ln(\Delta t_{\delta} / \Delta t_{м})}, ^{\circ}C \quad (9)$$

$$\Delta t = \frac{(215 - 20)}{\ln(215/20)} = 189^{\circ}C$$

Средняя температура дымовых газов (10):

$$T_{\Sigma} = \frac{(T_{\Sigma}^I - t_{нв\delta}^{II})}{2}, ^{\circ}C \quad (10)$$

$$T_{\Sigma} = \frac{(593 + 509)}{2} = 551^{\circ}C$$

Скорость движения дымовых газов (11):

$$w_{\Sigma} = \frac{G_0}{f_{\Sigma}}, м/с \quad (11)$$

где  $f_{\Sigma} = 283$  м<sup>2</sup> – живое сечение для прохода газов по конструктивным характеристикам [9].

$$w_{\Sigma} = \frac{1025,7}{283} = 3,6 м/с$$

Средняя температура пара (12):

$$t_n^{cp} = \frac{(t_s^{\delta\delta\delta} + t_{mn}^{\delta\delta})}{2}, ^{\circ}C \quad (12)$$

$$t_n^{cp} = \frac{(338,9 + 573)}{2} = 456^{\circ}C$$

Средняя скорость перегретого пара (13):

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		27

$$w_{nn} = \frac{w_{nn} \cdot G_{nn}^{\delta \delta}}{3600 \cdot f_n}, \text{ м/с} \quad (13)$$

где:  $w_{nn} = 0,08$  м<sup>3</sup>/кг удельный объем перегретого пара при средней его температуре (определяется по i-S диаграмме);

$f_n = 3,14(0,029)^2 252 = 0,67$  м<sup>2</sup> - живое сечение для прохода пара.

$$w_{nn} = \frac{0,08 \cdot 72,2}{0,67} = 8,6 \text{ м/с}$$

Коэффициент теплоотдачи от греющей среды к стенке  $\alpha_1 = 100$  Вт/(м<sup>2</sup>К) по номограмме 26 [10].

Коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемой среде  $\alpha_2$  теплоотдачи по номограмме 15 [10].

$$\alpha_2 = 1250 \text{ ккал/(м}^2\text{К)} = 1075 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$$

Коэффициент оребрения (14):

$$\Psi = \frac{1}{\pi \cdot d_0 \cdot h_p} \left\{ \delta \sqrt{\pi^2 \cdot d_h^2 + h_p^2} + 2 \sqrt{\left( \pi^2 \left( \frac{d_h + d_0}{2} \right)^2 + h_p^2 \right) \cdot h^2} \right\} \quad (14)$$

$$\Psi = \frac{1}{3,14 \cdot 0,038 \cdot 0,009} \left\{ 0,001 \sqrt{3,14^2 \cdot 0,06^2 + 0,009^2} + \right. \\ \left. + 2 \sqrt{\left( 3,14^2 \left( \frac{0,06 + 0,045}{2} \right)^2 + 0,009^2 \right) \cdot 21,800^2} \right\} = 8,5$$

Доля поверхности труб, не занятая ребрами [12]:

$$\phi = 1 - \delta \sqrt{\frac{1}{h_p^2} + \frac{1}{\pi^2 \cdot d_0^2}} \quad (15)$$

$$\phi = 1 - 0,001 \sqrt{\frac{1}{0,009^2} + \frac{1}{3,14^2 \cdot 0,045^2}} = 0,76$$

Коэффициент теплопередачи:

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		28

$$k = \frac{1}{\left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} \cdot \frac{1}{\phi + E \cdot \xi_p \cdot \psi} \right)} \cdot (\phi + \psi), \text{Вт/м}^2\text{К} \quad (16)$$

$$k = \frac{1}{\left( \frac{1}{100} + \frac{1}{1075} \cdot \frac{1}{0,76 + 0,8 \cdot 0,97 \cdot 8,5} \right)} \cdot (0,75 + 8,5) = 46,75 \text{Вт/м}^2\text{К}$$

Тепловосприятие ППВД:

$$Q_m = kF_{ппвд} \Delta t, \text{кВт} \quad (17)$$

где  $F_{ппвд} = 6555 \text{ м}^2$  – площадь поверхности пароперегревателя, определяется по конструктивным характеристикам [9].

$$Q_m = 6555 \cdot 46,75 \cdot 189 \cdot 10^{-3} = 57856,4 \text{кВт}$$

Невязка тепловосприятия:

$$\Delta Q = \frac{Q_{nn} - Q_m}{Q_{nn}} \cdot 100\% \quad (18)$$

$$\Delta Q = \frac{67593,6 - 57856,4}{67593,6} \cdot 100\% = 14,4\%$$

### Расчет пароперегревателя среднего давления (ППСД)

Теплота, идущая на перегрев пара [12](19):

$$Q_{nncд} = G_n^{cd} (i_{nncд} - i_{бсд}), \text{кВт} \quad (19)$$

где  $i_{бсд} = 2800 \text{ кДж/кг}$  энтальпия пара в барабане СД – по i-S диаграмме [13];

$i_{бсд} = 3551 \text{ кДж/кг}$  энтальпия перегретого пара в барабане ВД – по i-S диаграмме [13].

$$Q_{nncд} = 17,2(3551 - 2800) = 12917 \text{кВт}$$

Меньшая разность температур на входе газов в ППСД и перегретого пара СД:

$$\Delta t_m = (T_{nncд}^I - t_{nncд})^0 \text{С} \quad (20)$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		29

$$\Delta t_m = 573 - 550 = 23^{\circ}C$$

Большая разность температур на выходе газов за ППСД и в барабане СД (21):

$$\Delta t_{\bar{\sigma}} = (T_{nncd}^{II} - (t_s^{\bar{\sigma}cd} + t_s^{XIII}))^{\circ}C \quad (21)$$

где  $t_s^{\bar{\sigma}cd} = 231^{\circ}C$  – температура насыщенного пара в барабане СД – по  $i - S$  диаграмме [13].

$t_s^{XIII} = 230^{\circ}C$  – температура холодного промперегрева.

$$\Delta t_{\bar{\sigma}} = 530 - 461 = 69^{\circ}C$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t = \frac{69 - 23}{\ln(69/23)} = 96^{\circ}C$$

Средняя температура газов (22):

$$T_{\bar{\sigma}}^{cp} = \frac{T_{nncd}^{II} + T_{nncd}^I}{2},^{\circ}C \quad (22)$$

$$T_{\bar{\sigma}}^{cp} = \frac{573 + 530}{2} = 552^{\circ}C$$

Коэффициент теплоотдачи по номограмме 26 [10].

$$\alpha_1 = 48,15 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент теплопередачи (23):

$$k = \zeta \alpha_1, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (23)$$

$$k = 0,8 \cdot 48,15 = 38,52 \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Тепловосприятие ППСД (24):

$$Q_m = k F_{nncd} \Delta t, \text{кВт} \quad (24)$$

где  $F_{nncd} = 2622 \text{ м}^2$  по конструктивным характеристикам [9].

$$Q_m = 38,52 \cdot 2622 \cdot 96 = 9696 \text{кВт}$$

Невязка тепловосприятия (25):

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		30

$$\Delta Q = \frac{Q_{nnc\delta} - Q_m}{Q_{nnc\delta}} \cdot 100\% \quad (25)$$

$$\Delta Q = \frac{12917 - 9696}{12917} = 25\%$$

### Расчет испарителя высокого давления (ИВД)

Количество теплоты, отданное газами пароводяной смеси (26):

$$Q_{ув\delta} = G_0 (I_{ув\delta}^{II} - I_{ув\delta}^I) \phi, \text{кВт} \quad (26)$$

Теплоемкость газов на входе в ИВД при  $t_{ивд}^{II} = 490^\circ\text{C}$ :

$$C_p = 0,126 \cdot 1,3967 + 0,747 \cdot 1,3327 + 0,038 \cdot 1,9967 + \\ + 0,078 \cdot 1,5893 + 0,0088 \cdot 1,2 = 1,381 \text{кДж}/(\text{м}^3 \text{К})$$

Энтальпия газов на входе в ИВД:

$$I_z^I = 1,381 \cdot 490 = 677 \text{кДж}/\text{м}^3$$

$$Q_{ув\delta} = 1025,7(761,8 - 677) = 86979 \text{кВт}$$

Большая разность температур на входе газов в ИВД и в барабане ВД (27):

$$\Delta t_m = (T_{ув\delta}^I - t_S^{\delta\delta\delta})^0 \text{C} \quad (27)$$

$$\Delta t_m = 490 - 338,9 = 151,1^\circ\text{C}$$

Меньшая разность температур на выходе газов за ИВД и в барабане ВД (28):

$$\Delta t_{\delta} = (T_{ув\delta}^{II} - t_S^{\delta\delta\delta})^0 \text{C} \quad (28)$$

$$\Delta t_{\delta} = 430 - 338,9 = 91,1^\circ\text{C}$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t = \frac{(151,1 - 91,1)}{\ln(151,1/91,1)} = 261^\circ\text{C}$$

Средняя температура газов (29):

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		31

$$T_{\text{ср}}^{\text{ср}} = \frac{T_{\text{увд}}^{\text{II}} + T_{\text{увд}}^{\text{I}}}{2}, \text{ } ^{\circ}\text{C} \quad (29)$$

$$T_{\text{ср}}^{\text{ср}} = \frac{490 + 430}{2} = 460^{\circ}\text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи по номограмме 26 [10].

$$\alpha_1 = 64 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$$

Коэффициент теплопередачи (30):

$$k = \zeta \alpha_1, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (30)$$

$$k = 0,8 \cdot 64 = 51,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Тепловосприятие ИВД (31):

$$Q_m = k F_{\text{увд}} \Delta t, \text{ кВт} \quad (31)$$

где  $F_{\text{ИВД}} = 6555 \text{ м}^2$  по конструктивным характеристикам [9].

$$Q_m = 51,2 \cdot 6555 \cdot 261 \cdot 10^{-3} = 87596 \text{ кВт}$$

Невязка тепловосприятия (32):

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{увд}} - Q_m}{Q_{\text{увд}}} \cdot 100\% \quad (32)$$

$$\Delta Q = \frac{87596 - 86979}{87596} \cdot 100 = 0,7\%$$

### Расчет экономайзера высокого давления (ЭВД)

Количество теплоты, отданное газами пароводяной смеси (33):

$$Q_{\text{эвд}} = G_0 (I_{\text{увд}}^{\text{II}} - I_{\text{эвд}}^{\text{II}}) \phi, \text{ кВт} \quad (33)$$

Теплоемкость газов на входе в ЭВД при  $t_{\text{ИВД}}^{\text{II}} = 368^{\circ}\text{C}$ :

$$C_p = 0,126 \cdot 1,3766 + 0,747 \cdot 1,3205 + 0,038 \cdot 1,9377 + 0,078 \cdot 1,5654 + 0,0088 \cdot 1,2 = 1,366 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{К})$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		32



Энтальпия газов на входе в ЭВД:

$$I_{ув\delta}^{II} = 1,366 \cdot 368 = 502,7 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

Теплоемкость газов на выходе из ЭВД при  $t_{\text{ЭВД}}^{II} = 320^\circ\text{C}$ :

$$C_p = 0,126 \cdot 1,3565 + 0,747 \cdot 1,3113 + 0,038 \cdot 1,8711 + \\ + 0,078 \cdot 1,5424 + 0,0088 \cdot 1,1 = 1,343 \text{ кДж} / (\text{м}^3 \text{ К})$$

Энтальпия газов на выходе из ЭВД:

$$I_{\text{эв}\delta}^{II} = 1,343 \cdot 320 = 442 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

$$Q_{\text{эв}\delta} = 1025,7(502,7 - 442) = 62260 \text{ кВт}$$

Меньшая разность температур на входе газов в ЭВД и насыщения в барабане ВД (34):

$$\Delta t_m = (T_{\text{эв}\delta}^I - t_s^{\text{бв}\delta})^0 \text{ C} \quad (34)$$

$$\Delta t_m = 368 - 338,9 = 29,1^\circ \text{C}$$

Большая разность температур на выходе газов за ЭВД и питательной воды на входе в котел (35):

$$\Delta t_{\text{б}} = (T_{\text{эв}\delta}^{II} - t_{\text{нв}})^0 \text{ C} \quad (35)$$

$$\Delta t_{\text{б}} = 320 - 150 = 170^\circ \text{C}$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t = \frac{(170 - 29,1)}{\ln(170/29,1)} = 183^\circ \text{C}$$

Средняя температура газов (36):

$$T_{\text{с}}^{cp} = \frac{T_{\text{эв}\delta}^{II} + T_{\text{эв}\delta}^I}{2}, ^0 \text{ C} \quad (36)$$

$$T_{\text{с}}^{cp} = \frac{368 + 320}{2} = 344^\circ \text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи по номограмме 26 [10].

$$\alpha_1 = 48,15 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		33

Коэффициент теплопередачи (37):

$$k = \zeta \alpha_1, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (37)$$

$$k = 0,8 \cdot 48,15 = 38,52 \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Тепловосприятие ЭВД (38):

$$Q_m = k F_{\text{эвд}} \Delta t, \text{кВт} \quad (38)$$

где  $F_{\text{эвд}} = 8521,5 \text{ м}^2$  по конструктивным характеристикам [9].

$$Q_m = 38,52 \cdot 8521,5 \cdot 183 \cdot 10^{-3} = 60069,4 \text{кВт}$$

Невязка тепловосприятия (39):

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{эвд}} - Q_m}{Q_{\text{эвд}}} \cdot 100\% \quad (39)$$

$$\Delta Q = \frac{62260 - 60069,4}{62260} \cdot 100 = 3,5\%$$

### Расчет испарителя среднего давления (ИСД)

Количество теплоты, отданное газами пароводяной смеси (40):

$$Q_{\text{исд}} = G_0 (I_{\text{эвд}}^{\text{II}} - I_{\text{исд}}^{\text{II}}) \phi, \text{кВт} \quad (40)$$

Теплоемкость газов на выходе из ИСД при  $t_{\text{исд}}^{\text{II}} = 288^\circ\text{С}$ :

$$C_p = 0,126 \cdot 1,3565 + 0,747 \cdot 1,3113 + 0,038 \cdot 1,8711 + \\ + 0,078 \cdot 1,5424 + 0,0088 \cdot 1,1 = 1,343 \text{кДж}/(\text{м}^3 \text{К})$$

Энтальпия газов на выходе из ИСД:

$$I_{\text{исд}}^{\text{II}} = 1,343 \cdot 288 = 386,8 \text{кДж}/\text{м}^3$$

$$Q_{\text{исд}} = 1025,7(442 - 386,8) = 56618,6 \text{кВт}$$

Меньшая разность температур на входе газов в ИСД и насыщения в барабане СД (41):

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		34

$$\Delta t_{,m} = (T_{ucd}^I - t_S^{\bar{6}cd})^0 C \quad (41)$$

$$\Delta t_{,m} = 320 - 242 = 78^0 C$$

Большая разность температур на выходе газов за ИСД и насыщения в барабане СД (42):

$$\Delta t_{\bar{6}} = (T_{ucd}^{II} - t_S^{\bar{6}cd})^0 C \quad (42)$$

$$\Delta t_{\bar{6}} = 288 - 242 = 46^0 C$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t = \frac{(78 - 46)}{\ln(78/46)} = 139^0 C$$

Средняя температура газов (43):

$$T_{,c}^{cp} = \frac{T_{ucd}^{II} + T_{ucd}^I}{2},^0 C \quad (43)$$

$$T_{,c}^{cp} = \frac{320 + 288}{2} = 304^0 C$$

Коэффициент теплоотдачи по номограмме 26 [10].

$$\alpha_1 = 62,9 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент теплопередачи (44):

$$k = \zeta \alpha_1, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (44)$$

$$k = 0,8 \cdot 62,9 = 51 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Тепловосприятие ИСД (45):

$$Q_m = k F_{ucd} \Delta t, \text{ кВт} \quad (45)$$

где  $F_{исд} = 7866 \text{ м}^2$  по конструктивным характеристикам [9].

$$Q_m = 51 \cdot 7866 \cdot 139 \cdot 10^{-3} = 55762 \text{ кВт}$$

Невязка тепловосприятия (46):

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		35

$$\Delta Q = \frac{Q_{исд} - Q_m}{Q_{исд}} \cdot 100\% \quad (46)$$

$$\Delta Q = \frac{56618,6 - 55762}{56618,6} \cdot 100 = 1,5\%$$

### Расчет пароперегревателя низкого давления (ПНД)

Теплота, идущая на перегрев пара (47):

$$Q_{пнд} = G_n^{нд} (i_{пнд} - i_{бнд}), \text{кВт} \quad (47)$$

где  $i_{бнд} = 2755$  кДж/кг энтальпия пара в барабане ВД – по i-S диаграмме [13];

$i_{пнд} = 2955$  кДж/кг энтальпия перегретого пара в барабане ВД – по i-S диаграмме [13].

$$Q_{пнд} = 11,7(2955 - 2755) = 2340 \text{ кВт}$$

Меньшая разность температур на входе газов в ПНД и перегретого пара СД:

$$\Delta t_m = (T_{пнд}^I - t_{пнд})^0 \text{ C} \quad (48)$$

$$\Delta t_m = 288 - 234 = 54^0 \text{ C}$$

Большая разность температур на выходе газов за ПНД и в барабане НД (49):

$$\Delta t_{\bar{\sigma}} = (T_{пнд}^{II} - t_s^{\bar{\sigma}нд})^0 \text{ C} \quad (49)$$

где  $t_s^{\bar{\sigma}нд} = 139^0 \text{ C}$  – температура насыщенного пара в барабане НД – по i – S диаграмме [13].

$$\Delta t_{\bar{\sigma}} = 250 - 139 = 111^0 \text{ C}$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t = \frac{(111 - 54)}{\ln(111/54)} = 172,7^0 \text{ C}$$

Средняя температура газов (50):

$$T_z^{cp} = \frac{T_{пнд}^{II} + T_{пнд}^I}{2}, ^0 \text{ C} \quad (50)$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		36

$$T_{\text{ср}} = \frac{288 + 250}{2} = 269$$

Коэффициент теплоотдачи по номограмме 26 [10].

$$\alpha_1 = 38,15 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент теплопередачи (51):

$$k = \zeta \alpha_1, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (51)$$

$$k = 0,8 \cdot 38,15 = 30,8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Тепловосприятие ПНД (52):

$$Q_m = k F_{\text{пнд}} \Delta t, \text{ кВт} \quad (52)$$

где  $F_{\text{пнд}} = 655,5 \text{ м}^2$  по конструктивным характеристикам [9].

$$Q_m = 30,8 \cdot 655,5 \cdot 172,7 \cdot 10^{-3} = 3541,7 \text{ кВт}$$

Невязка тепловосприятия (53):

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{пнд}} - Q_m}{Q_{\text{пнд}}} \cdot 100\% \quad (53)$$

$$\Delta Q = \frac{3541,7 - 2340}{3541,7} = 33,9\%$$

### Расчет экономайзера среднего давления (ЭСД)

Количество теплоты, отданное газами пароводяной смеси (54):

$$Q_{\text{эсд}} = G_0 (I_{\text{пнд}}^I - I_{\text{эсд}}^II) \phi, \text{ кВт} \quad (54)$$

где  $I_{\text{пнд}}^II = 315 \text{ кДж}/\text{м}^3$  – энтальпия газов за ПНД по таблице 4.1, по температуре  $T_{\text{пнд}}^II = 250^\circ\text{C}$

$I_{\text{эсд}}^II = 283 \text{ кДж}/\text{м}^3$  – энтальпия газов за ЭСД по таблице 4.1, по температуре  $T_{\text{эсд}}^II = 210^\circ\text{C}$

$$Q_{\text{эсд}} = 1025,7(315 - 283) \cdot 0,98 = 32165 \text{ кВт}$$

Меньшая разность температур на входе газов в ЭСД и насыщения в барабане СД (55):

$$\Delta t_m = (T_{\text{эсд}}^I - t_s^{\text{бсд}})^0 \text{ C} \quad (55)$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		37

$$\Delta t_m = 250 - 242 = 8^{\circ} C$$

Большая разность температур на выходе газов за ЭСД и питательной воды на входе в котел (56):

$$\Delta t_{\sigma} = (T_{\text{эсд}}^{\text{II}} - t_{\text{нв}})^{\circ} C \quad (56)$$

$$\Delta t_{\sigma} = 210 - 150 = 60^{\circ} C$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t = \frac{(60 - 8)}{\ln(60/8)} = 59^{\circ} C$$

Средняя температура газов (57):

$$T_z^{\text{cp}} = \frac{T_{\text{эсд}}^{\text{II}} + T_{\text{эсд}}^{\text{I}}}{2}, ^{\circ} C \quad (57)$$

$$T_z^{\text{cp}} = \frac{250 + 210}{2} = 230^{\circ} C$$

Коэффициент теплоотдачи по номограмме 26 [10].

$$\alpha_1 = 48,15 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент теплопередачи (58):

$$k = \zeta \alpha_1, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (58)$$

$$k = 0,8 \cdot 48,15 = 38,52 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Тепловосприятие ЭСД (59):

$$Q_m = k F_{\text{эсд}} \Delta t, \text{ кВт} \quad (59)$$

где  $F_{\text{эсд}} = 1311 \text{ м}^2$  по конструктивным характеристикам [3].

$$Q_m = 38,52 \cdot 655,5 \cdot 59 \cdot 10^{-3} = 29795 \text{ кВт}$$

Невязка тепловосприятия (60):

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{исд}} - Q_m}{Q_{\text{исд}}} \cdot 100\% \quad (60)$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		38

$$\Delta Q = \frac{32165 - 29795}{32165} = 7,4\%$$

### Расчет испарителя низкого давления (ИНД)

Количество теплоты, отданное газами пароводяной смеси (61):

$$Q_{инд} = G_0 (I_{эсд}^{II} - I_{инд}^{II}) \phi, кВт \quad (61)$$

где  $I_{инд}^{II} = 228$  кДж/м<sup>3</sup> – энтальпия газов за ИНД по таблице 4.1, по температуре  $t_{ппсд}^{II} = 194^{\circ}C$

$$Q_{инд} = 1025,7(239 - 228) \cdot 0,98 = 11057 кВт$$

Меньшая разность температур на выходе газов в ИНД и насыщения в барабане НД (62):

$$\Delta t_m = (T_{инд}^I - t_S^{\deltaнд})^{\circ} C \quad (62)$$

$$\Delta t_m = 193 - 139 = 54^{\circ} C$$

Большая разность температур на входе газов за ИНД и насыщения в барабане НД (63):

$$\Delta t_{\delta} = (T_{эсд}^{II} - t_S^{\deltaнд})^{\circ} C \quad (63)$$

$$\Delta t_{\delta} = 210 - 139 = 71^{\circ} C$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t = \frac{(71 - 54)}{\ln(71/54)} = 63^{\circ} C$$

Средняя температура газов (64):

$$T_{ср} = \frac{T_{инд}^{II} + T_{инд}^I}{2}, ^{\circ} C \quad (64)$$

$$T_{ср} = \frac{210 + 193}{2} = 201,5^{\circ} C$$

Коэффициент теплоотдачи по номограмме 26 [10].

$$\alpha_1 = 62,4 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент теплопередачи (65):

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	13.04.01.2018.330.11. ПЗ					

$$k = \zeta \alpha_1, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (65)$$

$$k = 0,8 \cdot 62,4 = 50,2 \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Тепловосприятие ИНД (66):

$$Q_m = k F_{\text{инд}} \Delta t, \text{кВт} \quad (66)$$

где  $F_{\text{инд}} = 3277,5 \text{ м}^2$  по конструктивным характеристикам [9].

$$Q_m = 50,2 \cdot 3277,5 \cdot 63 \cdot 10^{-3} = 10365 \text{кВт}$$

Невязка тепловосприятия (67):

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{инд}} - Q_m}{Q_{\text{инд}}} \cdot 100\% \quad (67)$$

$$\Delta Q = \frac{11057 - 10365}{11057} \cdot 100 = 6,3\%$$

### Расчет газового подогревателя конденсата (ГПК)

Количество теплоты, отданное газами конденсату (68):

$$Q_{\text{гпк}} = G_0 (I_{\text{инд}}^{\text{II}} - I_{\text{г}}^{\text{II}}) \phi, \text{кВт} \quad (68)$$

$$Q_{\text{гпк}} = 1025,7(228 - 119,88) \cdot 0,98 = 10868 \text{кВт}$$

Меньшая разность температур на входе газов в ГПК и на выходе конденсата из ГПК (69):

$$\Delta t_m = (T_{\text{гпк}}^{\text{I}} - t_{\text{гпк}}^{\text{II}})^0 \text{С} \quad (69)$$

$$\Delta t_m = 193 - 150 = 43^0 \text{С}$$

Большая разность температур на выходе газов за ГПК и конденсата на входе в ГПК (70):

$$\Delta t_{\bar{o}} = (T_{\text{г}}^{\text{II}} - t_{\text{гпк}}^{\text{I}})^0 \text{С} \quad (70)$$

$$\Delta t_{\bar{o}} = 90 - 70 = 20^0 \text{С}$$

Средний температурный напор:

										Лист
										40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	13.04.01.2018.330.11. ПЗ					



$$\Delta t = \frac{(43 - 20)}{\ln(43/20)} = 29,9^{\circ}C$$

Средняя температура газов (71):

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{энк}}^{\text{II}} + T_{\text{энк}}^{\text{I}}}{2}, ^{\circ}C \quad (71)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{193 + 90}{2} = 141,5^{\circ}C$$

Коэффициент теплоотдачи по номограмме 26 [10].

$$\alpha_1 = 48,15 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент теплопередачи (72):

$$k = \zeta \alpha_1, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (72)$$

$$k = 0,8 \cdot 48,15 = 38,52 \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Тепловосприятие ГПК (73):

$$Q_m = k F_{\text{энк}} \Delta t, \text{кВт} \quad (73)$$

где  $F_{\text{гпк}} = 7866 \text{ м}^2$  по конструктивным характеристикам [9].

$$Q_m = 38,52 \cdot 7866 \cdot 29,9 \cdot 10^{-3} = 9059,6 \text{кВт}$$

Невязка тепловосприятия (74):

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{энк}} - Q_m}{Q_{\text{энк}}} \cdot 100\% \quad (74)$$

$$\Delta Q = \frac{10868 - 9059,6}{10868} \cdot 100\% = 16,6\%$$

#### 4.2 Расчет теплового баланса котла-утилизатора

Уравнения материального баланса отражают стационарность потока среды, они очевидны и результаты их решения представлены над линиями трубопроводов. Расчет котла-утилизатора проведем последовательно: сначала контур высокого, среднего, а затем низкого давления. Для совокупных

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		41

поверхностей пароперегревателя и испарителя высокого давления КУ уравнение теплового баланса (75)[11].

$$G_0(I_2^I - I_{эк}^{e.d.}) = G_n^{e.d.}(h_0^{e.d.} - h_s(P_0^{e.d.})) \quad (75)$$

где  $G_0=1333,41$  кг/с – расход газов, покидающих ГТУ.

$$I_2^I = t_2^I \cdot C_p \quad (76)$$

$$I_2^I = 593 \cdot 1,398 = 829 \text{ кДж/м}^3 - \text{энтальпия газов, покидающих ГТУ}$$

$C_p$  определяем в зависимости от коэффициента избытка воздуха ( $a$ ) и температуры.

Определим  $a$  (77):

$$a = G_e / B_m \cdot L_0 (m.k.g = 1/a \cdot L_0; g = B_m / G_e) \quad (77)$$

где  $B_m = 22,1 \text{ м}^3/\text{с} = 19,1$  кг/сек – расход топлива в камеру сгорания.

$$G_e = G_0 - B_m \quad (78)$$

$G_e = 1333,41 - 19,1 = 1314,31$  кг/сек – расход воздуха.

$$L_0 = (0,0616 / p_m) \cdot [0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_4 + 1,5H_2S + \Sigma(m + 0,25n)C_mH_n - O_2]$$

Количество воздуха теоретически необходимое для полного сгорания единицы массы топлива:

$$p_m = 0,01[1,96CO_2 + 1,52H_2S + 1,25N_2 + 1,43O_2 + 1,25CO + 0,0899H_2 + \Sigma(0,536m + 0,045n)C_mH_n] \quad (80)$$

Подставив характеристики топлива получили  $p_m=0,7655$  кг/м<sup>3</sup>.

$L_0=16,3$  кг воздуха/кг топлива.

Тогда коэффициент избытка воздуха  $a=1333,41/19,1 \cdot 16,3=3,5$

По таблице при  $a=3,5$  и  $t_r^I=593^\circ\text{C}$  -  $C_p^I=1,351$  кДж/(кгК).

$h_0^{B.D.}=3464,89$  кДж/кг – энтальпия пара на выходе из перегревателя в.д.котла-утилизатора при  $p_0^{B.D.}=12$  МПа и  $t_0^{B.D.}=544^\circ\text{C}$ . [13]

$h'_s(P_0^{B.D.})=1361,4$  кДж/кг – энтальпия воды на выходе из экономайзера в.д. (в состоянии насыщения при давлении  $p_0^{B.D.}=12$  Мпа).

Выбрав температурный напор  $\delta t_{эк}=15^\circ\text{C}$ , найдем температуру газов (81):

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	13.04.01.2018.330.11. ПЗ					

$$T_{ЭК}^{6.д.} = t_s + \delta t_{ЭК} \quad (81)$$

$$T_{ЭК}^{6.д.} = 353 + 15 = 368^0 C$$

а по ней энтальпию газов перед экономайзером в.д. (82):

$$I_{ЭК}^{6.д.} = T_{ЭК}^{6.д.} C_p^2, \text{кДж} / \text{м}^3 \quad (82)$$

$$I_{ЭК}^{6.д.} = 1,366 \cdot 368 = 502,7 \text{кДж} / \text{м}^3$$

Определим расход пара в.д. (83):

$$G_n^{6.д.} = G_0 (I_2^I - I_{ЭК}^{6.д.}) / (h_0^{6.д.} - h_{ЭК}^{6.д.}), \text{кг} \quad (83)$$

$$G_n^{6.д.} = 1314,31(829 - 502,7) / (3464,89 - 1361,4) = 74 \text{кг}$$

Определим расход пара с.д. (84):

$$G_n^{с.д.} = G_0 (I_{эвд}^{II} - I_{ЭК}^{с.д.}) / (h_0^{с.д.} - h_{ЭК}^{с.д.}), \text{кг} \quad (84)$$

где  $I_{эвд}^{II} = 442 \text{кДж} / \text{м}^3$  – энтальпия газов, покидающих поверхности нагрева контура ВД.

Выбрав температурный напор  $\delta t_{ппсд} = 15^0 C$ , найдем температуру газов (85):

$$t_{ппсд}^{II} = t_s + \delta t_{ппсд} \quad (85)$$

$$t_{ппсд}^{II} = 235 + 15 = 250^0 C$$

Энтальпия газов перед экономайзером с.д.:  $I_{ЭК}^{с.д.} = 315 \text{кДж} / \text{м}^3$

$h_0^{с.д.} = 3552,11 \text{кДж} / \text{кг}$  – энтальпия пара на выходе из перегревателя с.д. котла-утилизатора при  $p_0^{с.д.} = 2,9 \text{МПа}$  и  $t_0^{с.д.} = 542^0 C$ . [18]

$h'_s (p_0^{с.д.}) = 999,5 \text{кДж} / \text{кг}$  – энтальпия воды на выходе из экономайзера с.д. (в состоянии насыщения при давлении  $p_0^{с.д.} = 2,9 \text{МПа}$ ).

Тогда расход пара СД (86):

$$G_n^{с.д.} = G_0 (I_{эвд}^{II} - I_{ЭК}^{с.д.}) / (h_0^{с.д.} - h_{ЭК}^{с.д.}), \text{кг} \quad (86)$$

$$G_n^{с.д.} = 1314,31(442 - 315) / (3552,11 - 999,5) = 18 \text{кг}$$

Определим расход пара н.д. (87):

$$G_n^{н.д.} = G_0 (I_{ЭК}^{с.д.} - I_{энк}) / (h_0^{с.д.} - h_{энк}), \text{кг} \quad (87)$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		43

где:

$$I_{\text{эсд}}^{\text{II}} = t_{\text{эвд}}^{\text{II}} \cdot C_p^2 \quad (88)$$

$I_{\text{эсд}}^{\text{II}} = 210 \cdot 1,19 = 283,2$  кДж/м<sup>3</sup> – энтальпия газов, покидающих поверхности нагрева контура СД.

Выбрав температурный напор  $\delta t_{\text{пннд}} = 10^{\circ}\text{C}$ , найдем температуру газов (89):

$$t_{\text{пн}}^{\text{нд}} = t_s + \delta t_{\text{пннд}} \quad (89)$$

$$t_{\text{пн}}^{\text{нд}} = 200 + 10 = 210^{\circ}\text{C}$$

а по ней энтальпию газов перед испарителем н.д. (90):

$$I_{\text{инд}} = t_{\text{инд}} C_p^2, \text{ кДж} / \text{м}^3 \quad (90)$$

$$I_{\text{инд}}^{\text{н.д.}} = 210 \cdot 1,15 = 283 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

Тогда расход пара НД (91):

$$G_n^{\text{н.д.}} = G_0 (I_{\text{инд}} - I_{\text{зпк}}) / (h_0^{\text{с.д.}} - h_{\text{зпк}}), \text{ кг} \quad (91)$$

$$G_n^{\text{н.д.}} = 1314,31(283 - 228) / (3004 - 636,9) = 12 \text{ кг} / \text{с}$$

Из уравнения теплового баланса для ГПК (92):

$$G_0 (I_{\text{зпк}} - I_{\text{ух}}) = (G_n^{\text{с.д.}} + G_n^{\text{с.д.}} + G_n^{\text{н.д.}}) (h_{\text{нв}}^{\text{зпк}} - h_{\text{н.в.}}) / G_0 \quad (92)$$

где:

$$h_{\text{н.в.}}^{\text{зпк}} = C_p^6 \cdot t_{\text{н.в.}} \quad (93)$$

$h_{\text{н.в.}}^{\text{зпк}} = 4,19 \cdot 150 = 636,9$  кДж/кг – энтальпия питательной воды за ГПК

$$h_{\text{н.в.}} = C_p^6 \cdot t_{\text{н.в.}} \quad (94)$$

$h_{\text{н.в.}} = 4,19 \cdot 70 = 293,3$  кДж/кг – энтальпия питательной воды перед ГПК

Найдем энтальпию уходящих газов котла-утилизатора (95):

$$I_{\text{ух}} = I_{\text{зпк}} - (G_n^{\text{с.д.}} + G_n^{\text{с.д.}} + G_n^{\text{н.д.}}) (h_{\text{нв}}^{\text{зпк}} - h_{\text{н.в.}}) / G_0 \quad (95)$$

$$I_{\text{ух}} = 228 - (72,2 + 17,2 + 11,7)(636,9 - 293,3) / 1314,31 = 89 \text{ кДж} / \text{кг}$$

Температура уходящих газов (96):

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		44

$$t_{yx} = I_{yx} \cdot C_p^2, {}^0C \quad (96)$$

$$t_{yx} = 89 \cdot 1,03 = 91,7 {}^0C$$

КПД КУ определим по формуле (97):

$$\eta_{ку} = (I_2^I - I_{yx}) / (I_2^I - I_a) \quad (97)$$

где  $I_a = 15,4$  кДж/кг – энтальпия при температуре наружного воздуха  $t_{н.в.} = 15 {}^0C$  и давление  $p_{н.в.} = 10^5$  Па.

$$\eta_{ку} = (829 - 89) / (829 - 15,4) = 0,90\%$$

Выводы: по результатам теплового расчета котла-утилизатора ЕП-260/62/42-11,85/2,9/0,34-544/542/234 (П-140 ЗИОМАР) на новые параметры после модернизации ГТУ определено следующее:

1. Увеличилось рабочее давление в контуре ВД на 1,0 МПа;
2. Увеличилось рабочее давление в контуре СД на 0,18 МПа;
3. Увеличилась паропроизводительность контура ВД на 1,8 кг/с;
4. Увеличилась паропроизводительность контура СД на 0,8 кг/с;
5. Увеличилась паропроизводительность контура НД на 0,3 кг/с
6. Увеличилась температура после ГПК до  $150 {}^0C$ .

Проанализировав расчеты котла-утилизатора можно сделать вывод, что после проведенной модернизации ГТ менять КУ нет необходимости, т.к. данный котел может работать с новыми параметрами.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		45

## 5 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ. МОДЕРНИЗАЦИЯ КВОУ ЮУГРЭС-2

На сегодняшний день энергоэффективность является одной из основных характеристик, учитываемых при выборе того или иного технического решения для любой сферы деятельности. В первую очередь такой подход актуален для генерирующих мощностей электроэнергетики.

Причины этого имеют как экономический, так и экологический характер: потребление электроэнергии в мире увеличивается, создаются условия для энергодефицита на фоне удорожания цен на энергоносители, при этом растет ущерб, наносимый окружающей среде выбросами углекислого газа, приводящими к парниковому эффекту.

Одним из аспектов, позволяющих улучшить эффективность (экономические и технические показатели) работы электростанций с парогазовыми установками (ПГУ), является использование для фильтрации циклового воздуха ГТУ воздушных фильтров с низкими перепадами давления. Поскольку большинство комплексных воздухоочистительных устройств отечественных ТЭС с ПГУ имеют западное происхождение, они оснащены импортными воздушными фильтрами [2].

### 5.1 Влияние эффективности воздушных фильтров на выработку электроэнергии

Известно, что газотурбинные двигатели, используемые в качестве привода энергетических и силовых установок, требуют высокой степени очистки циклового воздуха. Недостаточно эффективная очистка атмосферного воздуха приводит к существенному эрозионному износу и загрязнению проточной части компрессора, изменяет треугольники скоростей рабочего тела по проточной части компрессора и турбины, может вызывать засорение каналов системы охлаждения лопаток турбины и, как следствие, приводит к снижению КПД и перерасходу топлива.

Воздухозаборный тракт — это многофункциональное устройство, предназначенное для обеспечения подготовки циклового воздуха и снижения шума всасывания компрессора до уровня санитарных норм. Он состоит из комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ), блока шумоглушения и воздухопроводов. Эффективность и надежность работы воздухозаборного тракта существенно зависят от его компоновки и конструктивного исполнения. Неоптимальные решения по компоновке увеличивают потери полного давления, что приводит к снижению мощности ГТУ. Причем увеличение потерь полного давления в воздухозаборном тракте на 50 Па ведет к снижению мощности установки на 0,1 % (отн.) и уменьшению КПД на 0,05 % (отн.). Компоновка и конструкция воздухозаборного тракта ГТУ зависят от многих факторов и в том

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		46

числе от требований по потерям полного давления. В существующих установках потери полного давления всего воздухозаборного тракта не должны превышать 980 Па, а максимально допустимая неравномерность скоростей на входе во всасывающий патрубок компрессора  $\pm 2\%$ .

Потери полного давления в воздухозаборном тракте можно разделить на две части: потери в КВОУ; потери в части воздухозаборного тракта от КВОУ, шумоглушителя, до входа во всасывающий патрубок компрессора (далее воздуховод). Потери полного давления в КВОУ зависят от степени загрязнения фильтров всасываемой пылью и возрастают на протяжении их срока службы. Потери полного давления в воздуховоде зависят от компоновки и конструкции, не меняются в процессе эксплуатации ГТУ и являются функцией расхода воздуха (режима работы установки). Становится очевидным, что одна из важных задач в повышении эффективности отдельно ГТУ или ГТУ в составе ПГУ — это создание «идеального» воздухозаборного тракта с минимальными потерями.

## 5.2 Классификация фильтров для очистки циклового воздуха

Рассмотрим, какими стандартами в Евросоюзе регламентируются меры энергосбережения и эффективности при очистке воздуха. Европейский стандарт для воздушных фильтров EN779:2012 [33] с директивой EUROVENT 4/11-2011 [34] вступили в силу в 2012 г. Стандарт EN 779:2012 дает классификацию воздушным фильтрам, подразделяя их на группы G–F и классы эффективности от 1 до 9. Российский национальный стандарт ГОСТ Р EN 779-2007 классифицирует эту группу фильтров как “Фильтры очистки воздуха общего назначения” [33], а ГОСТ Р EN 14799-2013 – “Фильтры воздушные для общей очистки воздуха” [34].

В стандарте EN779:2012 вводится новый класс воздушных фильтров – М. Фильтры тонкой очистки (finefilter) F5 и F6, согласно старому стандарту EN779:2002, перекалифицируются в фильтры среднего класса (middlefilter) M5 и M6 (таблица 5.1)

Эффективность фильтров тонкой очистки определяется на основании минимальной эффективности фильтрации ME (minimalefficiency) для частиц размером 0.4 мкм.

С января 2012 года Европейский комитет в области оборудования для вентиляции и кондиционирования воздуха предписал указывать на маркировке фильтров не только класс очистки, согласно стандарту EN 779:2012, но и класс их энергоэффективности.

С этой целью все воздушные фильтры западных производителей должны проходить сертификацию компании Eurovent Certification Company (ECC). Согласно [35] рейтинг энергоэффективности должны получить все европейские фильтр-элементы с расходом воздуха 3400 м<sup>3</sup>/ч (0.944 м<sup>3</sup>/с), размерами 592 × 592 мм и классами эффективности G4–F9.[34]

Отдельные западные производители для снижения себестоимости своей продукции и обеспечения конкурентных преимуществ оснащают КВОУ

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		47

фильтрами, предназначенными для систем вентиляции, а именно классов эффективности G–F

Таблица 5.1 - Характеристики воздушных фильтров при фильтрации частиц диаметром 0.4 мкм

Тип фильтра	Класс фильтра	КПД, %	Примерная эффективность очистки, %	Конечный перепад давления, Па	Минимальная эффективность очистки, %
Фильтр грубой очистки	G1	50–65		250	
	G2	65–80			
	G3	80–90			
	G4	Более 90			
Средний фильтр	M5		40–60	450	
	M6		60–80		
Фильтр тонкой очистки	F7		80–90	450	35
	F8		90–95		55
	F9		Более 95		70

Разумеется, воздушный фильтр сам по себе не потребляет электроэнергию, энергию потребляет вентилятор, но его потребление тем больше, чем больше сопротивление фильтра.

Для воздушных фильтров класс энергоэффективности определяется количеством энергии  $W$ , кВт·ч, которая потребуется вентилятору для того, чтобы “продуть” воздух через фильтр-элемент.

Перепад давления  $\Delta p$  определяется в результате тестирования фильтров согласно [11] пылью ASHRAE до конечного перепада давления для фильтров грубой очистки – 250 Па, для ФТО – 450 Па.

Годовое энергопотребление, характеризующее класс энергоэффективности для каждого класса фильтрации, согласно [34] приведено в таблице 5.2.

Фильтр-элементы с наименьшим энергопотреблением получают класс А, а энергозатратные фильтры – класс G.

Фильтры, прошедшие тестирование компанией ЕСС, должны иметь маркировку, подтверждающую их сертификацию. На этикетке указывается производитель фильтра, его габаритные размеры, класс очистки и стандарт, которому он соответствует, а также начальная и минимальная эффективность фильтра, энергопотребление и присвоенный ему класс энергоэффективности.

Рассмотрим практическую ценность новых европейских стандартов применительно к отечественной электроэнергетике. Стандарт EN 779:2012 позволяет решить ряд проблем, одной из которых является присутствие на рынке воздушной фильтрации синтетических фильтров.





В стандарте EN 779:2012 установлено, что начальная (с электростатическим зарядом) и конечная (после снятия заряда) эффективности должны быть измерены и указаны для оценки фактических эксплуатационных характеристик фильтра. Поэтому определение эффективности данного типа фильтров согласно EN 779:2012 осуществляется в два этапа: первоначально производится испытание нового заводского фильтра, затем специальным раствором (обычно изопропанолом) с него снимается электростатический заряд и только после этого производится повторный тест.

Введение стандарта EN 779:2012 может привести к снятию некоторых фильтров с рынка. В то же время это должно дать толчок к разработке новых синтетических материалов с более высокой эффективностью. К сожалению, ценой этому может стать увеличение перепада давления и энергопотребления таких фильтров.

Рост перепада давления на фильтрах и снижение их энергоэффективности могут быть обусловлены также неоптимальной конструкцией и недостаточной жесткостью карманов фильтр-элементов, в результате чего карманы провисают, прижимаются друг к другу, тем самым препятствуют равномерному поступлению воздуха по всей площади фильтровального материала.

Спаянные, термически формованные карманы, специально рассчитанная жесткость фильтрующего материала, держатели зазоров – все эти факторы не дают карманам фильтра провисать даже при большой загрузке пылью и обеспечивают высокую эффективность своей работы. Конструкция фильтров, изготовленных по такой технологии, обеспечивает равномерную фильтрацию воздуха по всей площади поверхности фильтра, чего не может обеспечить конструкция обычных фильтров, где провисающие карманы не обеспечивают равномерного поступления воздуха по всей площади.

На рисунке 5.1 представлен карманный фильтр ФВК-66-510-G4/25 компании ООО “Воздушные фильтры” в КВОУ ГТУ Siemens SGT-800 Уфимской ТЭЦ-2. На рисунке красными овалами выделены области соприкосновения фильтровального материала, а на рисунке 5.2 рассмотрены схемы работы карманных фильтров.

Если зазор слишком велик (рисунок 5.2 в), то поступающий поток воздуха раздувает карманы и внешние стороны карманов прижимаются друг к другу. Воздух перестает проникать в места соприкосновения карманов, и, фактически, в таком фильтре работает только задняя часть карманов, передняя же практически исключена из процесса фильтрации. Если зазор слишком мал (рисунок 5.2 б), то воздух не проходит в заднюю часть кармана и просачивается через переднюю стенку фильтра. В данном случае в процессе фильтрации не участвует задняя часть карманов.

И только в фильтре, изображенном на рисунке 5.2 а, держится оптимальный зазор, позволяющий потоку воздуха равномерно распределяться по всей внутренней поверхности фильтра. Эта особенность является решающей применительно к перепаду давления, оседанию пыли и, следовательно, сроку службы самого фильтра.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		50



Рисунок 5.1 - Карманный фильтр ФВК-66-510-G425

В [35] показано, что для скорости потока в 0,83 м/с на один карман перепад давления в кармане V-образной формы составляет 35,1 Па. При тех же самых условиях деформированный карман имеет перепад давления 50,6 Па. Потеря давления в этом случае увеличивается на 44%, что вызвано лишь деформацией кармана.

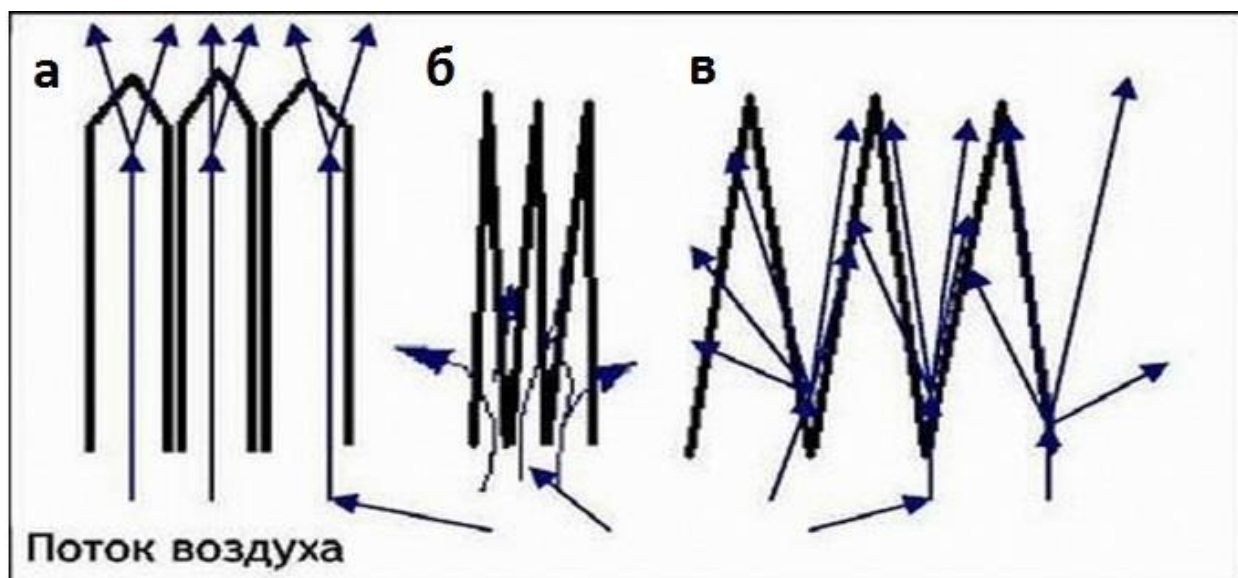


Рисунок 5.2 - Схема работы карманных фильтров при оптимальном (а), малом (б) и большом (в) зазорах между карманами

Стражем на пути поступления таких фильтров на отечественные ТЭС должна стать сертификация данного типа фильтров компанией Eurovent. Для того, чтобы оценить значение директивы Eurovent 4/11-2011 для отечественной электроэнергетики, проведем сравнительный анализ энергоэффективности фильтров класса А и G для ГТУ Siemens SGT5-4000F. За последние несколько лет на отечественные электростанции было поставлено более 10 КВОУ для таких ГТУ. Система фильтрации воздуха этих ГТУ состоит из трех ступеней: фильтр-коагулятор (ВЛО)/фильтр грубой очистки (ФГО)/фильтр тонкой очистки (ФТО). Классы очистки этих фильтров соответственно G4/G4/F8.

### 5.3 Расчет энергоэффективности фильтров

Для фильтров с энергоэффективностью классов А принималось среднее энергопотребление, а для класса G – минимальное, согласно табличным данным. Таким образом, фильтр G4 класса А имеет энергопотребление  $E_{A4} = 300$  (кВт·ч)/год, фильтр G4 класса G –  $E_{G4} = 1101$  (кВт·ч)/год; фильтр F8 класса А –  $E_{A8} = 800$  (кВт·ч)/год, а фильтр F8 класса G –  $E_{G8} = 3351$  (кВт·ч)/год.

В случае использования в КВОУ фильтров класса энергоэффективности G, по сравнению с фильтрами класса А, потери выработки электроэнергии ГТУ, составляют [35]:

для фильтра G4 –  $\Delta E_4 = 801$  (кВт·ч)/год;

для фильтра F8 –  $\Delta E_8 = 2551$  (кВт·ч)/год.

Умножив значение потерь электроэнергии на одном фильтре каждого класса на общее количество фильтров в КВОУ получим:

Для фильтров G4 (98):

$$\Delta W = \Delta E_4 (N_{ВЛО} + N_{ФГО}) = 86267,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год} \quad (98)$$

Для фильтров F8 (99):

$$\Delta W = \Delta E_8 (N_{ФТО}) = 1389887 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год} \quad (99)$$

Для КВОУ с системой фильтрации G4/G4/F8 суммарные потери электроэнергии составят (100):

$$\Delta W = \Delta E_4 (N_{ВЛО} + N_{ФГО}) + \Delta E_8 (N_{ФТО}), \text{ кВт} \cdot \text{час} / \text{год} \quad (100)$$

$$\Delta W = 86267,7 + 1389887 = 1476154 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

В случае взятия для расчета минимального энергопотребления фильтров класса А, как и для класса G, потери электроэнергии могут удвоиться и достигнуть 2 952.32 (МВт·ч)/год.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		52

В денежном выражении потери, обусловленные недовыработкой электроэнергии только одной ГТУ Siemens SGT5-4000F, для уральского региона могут составить от 1.8–3.6 млн руб/год. Если оценить материальные потери большой энергетической компании, вызванные использованием в КВОУ ТЭС неэнергоэффективных воздушных фильтров, то эта величина может достигать несколько десятков миллионов рублей в год.

С другой стороны, использование воздушных фильтров с низким энергопотреблением позволит избежать этих потерь и повысить энергоэффективность собственных генерирующих мощностей.

Следует иметь ввиду, что воздушные фильтры одного производителя и одного класса очистки могут иметь разное энергопотребление.

Из проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Использование в КВОУ импортных воздушных фильтров, не сертифицированных компанией ЕСС, может привести к значительной недовыработке электроэнергии и недополученной прибыли.

2. Для предотвращения закупки не сертифицированных компанией ЕСС воздушных фильтров, а также фильтров с маркировкой без указания расхода воздуха и начального перепада давления на них отечественным электроэнергетическим компаниям необходимо правильно составить техническое задание на заказываемую продукцию. Еще на стадии технической экспертизы в процессе тендерной процедуры необходимо отклонять заявки тех поставщиков зарубежных фильтров, продукция которых не соответствует требованиям стандартов EN 779:2012 и директиве Eurovent 4/11-2011.

3. Если на станцию были поставлены такие фильтры, рекомендуется не принимать эту продукцию как не соответствующую техническому заданию и соответствующему стандарту.

4. Применение воздушных фильтров с низким энергопотреблением позволит избежать потерь и повысить энергоэффективность генерирующих мощностей [37].

#### 5.4 Расчет расхода воздуха через КВОУ

Весь необходимый воздух для работы энергоблока (воздух для горения топлива в камере сгорания, воздух на охлаждение рабочих лопаток газовой турбины и т.д.) нагнетается компрессором через КВОУ. Поэтому посчитав расход воздуха через компрессор можно узнать какое количество воздуха пройдет через КВОУ.

Необходимый объем воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> газа (101):

$$V_{B1} = \alpha \cdot V_B^0, \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (101)$$

где  $\alpha$  - коэффициент избытка воздуха, берем равной  $\alpha = 3,5$ .

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		53

$$V_{B1} = 3.5 \cdot 9,46 = 33,11 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Необходимый объем воздуха для сжигания топлива при номинальной мощности ГТ (102):

$$V_{B2} = V_{B1} \cdot B_p, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (102)$$

$$V_{B2} = 33,11 \cdot 22,1 = 731,7 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Необходимый объем воздуха на охлаждение лопаток ГТ (103):

$$V_{охл} = 0,1 \cdot V_{B2} \text{ м}^3 / \text{с} \quad (103)$$

$$V_{охл} = 0,1 \cdot 731,7 = 73,2 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Общий объем воздуха, поступающий через КВОУ (104):

$$V_{КВОУ} = V_{B2} + V_{охл}, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (104)$$

$$V_{КВОУ} = 731,7 + 73,2 = 804,9 \text{ м}^3 / \text{с}$$

На КВОУ Южноуральской ГРЭС – 2 установлено 640 фильтров размером 590x590 мм.

Определим суммарную площадь фильтрующих элементов (105):

$$F_{КВОУ} = 640 \cdot F_{ФИЛТРА} \text{ м}^2 \quad (105)$$

$$F_{КВОУ} = 640 \cdot 0,3481 = 222,8 \text{ м}^2$$

Определим скорость воздушного потока по формуле (106):

$$v = \frac{V_{КВОУ}}{F}, \text{ м/с} \quad (106)$$

$$v = \frac{804,9}{222,8} = 3,6 \text{ м/с}$$

Согласно инструкции завода – изготовителя скорость воздушного потока должна быть в пределах 2-4 м/с. В нашем случае это условие выполняется.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		54

## 5.5 Выбор новых энергоэффективных фильтров

В рамках проекта по модернизации КБОУ Южноуральской ГРЭС-2 было составлено техническое задание и объявлен конкурс на поставку фильтров.

Из 7 претендентов выбраны фильтры производства компании EMW Filtertetechnik GmbH HERA технологий.

Высокая эффективность очистки циклового воздуха с использованием системы фильтрации КБОУ ГТУ производства компании EMW Filtertetechnik GmbH HERA технологий позволяет:

1. Предотвратить возникновения эрозийно-коррозионных процессов в проточной части компрессора и газовой турбины;
2. Сократить общее количество промывок осевого компрессора ГТУ;
3. Прогнозировать рост перепада давления в процессе эксплуатации;
4. Увеличить интервал замены фильтров, т.к. ресурс работы фильтров составляет: не менее 6-и месяцев-для фильтров грубой очистки; не менее 10-и месяцев-для фильтров тонкой очистки.

В таблице 5.3 представлена сравнительная характеристика штатной системы фильтрации и системы фильтрации, предлагаемой компанией EMW Filtertetechnik GmbH HERA технологий. Из представленной таблицы следует, что новая система фильтрации наиболее эффективна в плане пылеудержания. Также эта система фильтрации позволит не проводить промывки компрессора, а это позволит сократить эксплуатационные издержки. На рисунках 5.3 показана аэродинамика КБОУ Южноуральской ГРЭС-2 в поперечном разрезе, а на рисунке 5.4 в продольном, выполненной с помощью программы FlowVision.

Таблица 5.3 - Сравнительная характеристика фильтров

Размер частиц, мкм	Количество частиц перед системой фильтрации	Штатная система фильтрации	Модернизированная система фильтрации
		G4+G4+F8	G4+F7+H10
0,3 – 0,5	20 000 000	2 265 600	56 800
0,5 – 1,0	4 000 000	197 200	2 280
1,0 – 2,0	300 000	5 733	1

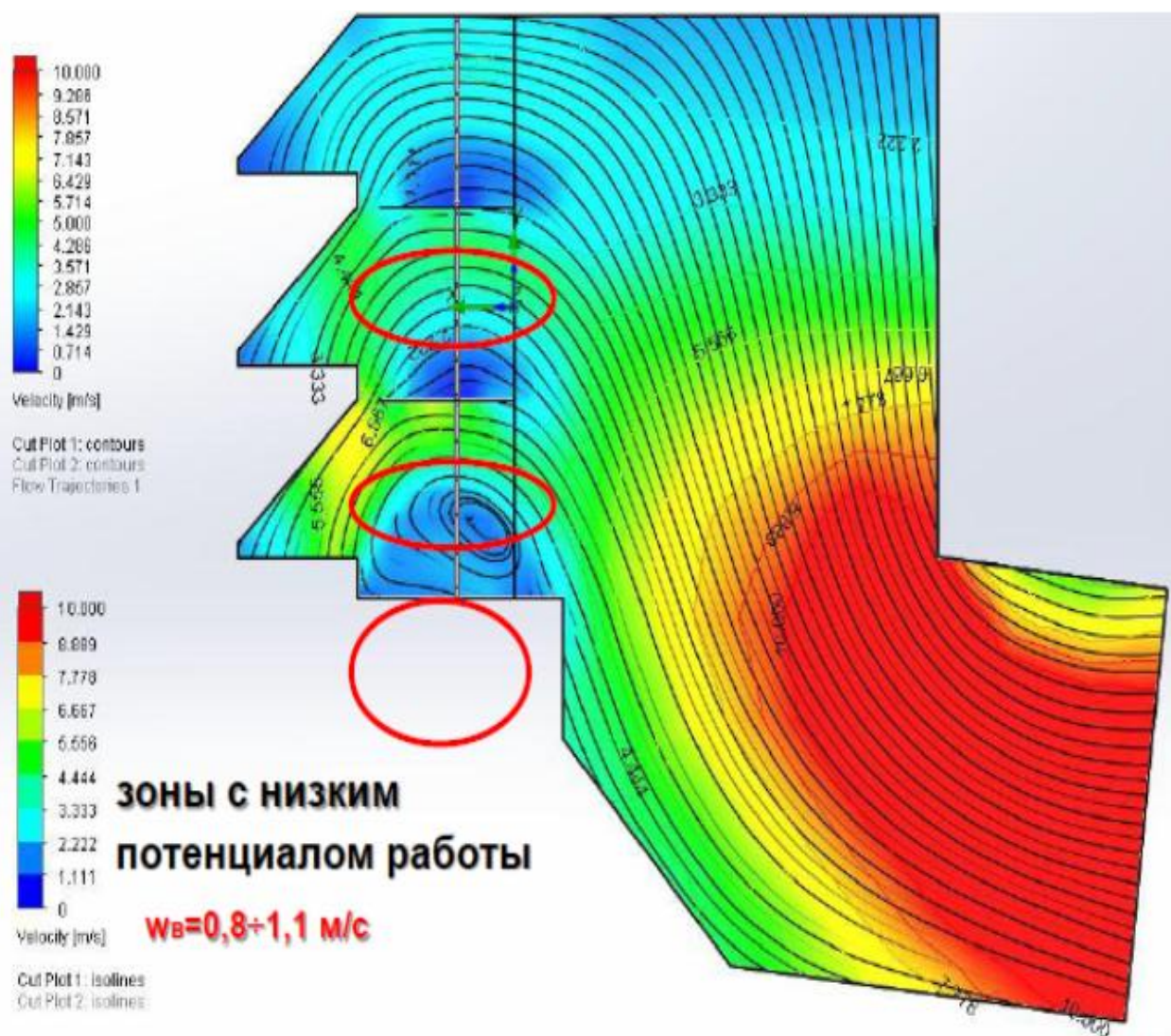


Рисунок 5.3 - Аэродинамика КВОУ ГТУ SGT5-4000F Южноуральской ГРЭС-2 (поперечный разрез)

Проведя анализ полученных моделей можно определить зоны с низким потенциалом работы фильтров и зоны ускоренного ресурса системы фильтрации. Согласно инструкции завода-изготовителя, скорость воздушного потока через фильтрующие элементы должна быть в пределах 2-4 м/с. Именно с этой скоростью фильтрации достигается оптимальный ресурс работы фильтров. При оптимальном ресурсе работы гарантировано достижение проектных параметров фильтрации, а это значит, что процесс очищения циклового воздуха будет проходить наиболее эффективно.





## 6 СОВРЕМЕННЫЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В КОТЛАХ-УТИЛИЗАТОРАХ

Нерациональное потребление энергетических ресурсов ведет не только к грандиозным финансовым потерям, но и к значительному ухудшению экологической обстановки во всем мире. Именно по этой причине развитые государства уже давно используют энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях и других отраслях. Целый ряд действий необходимо предпринять для улучшения ситуации во всем мире и отдельно в каждом государстве. Россия также остро нуждается в инновациях подобного рода, поскольку в нашей стране совершенно не привыкли экономить природные ресурсы, а это может плохо сказаться на будущем.

Законодательной и исполнительной властями Российской Федерации принят ряд нормативно-законодательных актов, направленных на повышение энергетической эффективности, определенных ФЗ 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Целью этого закона является создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышение энергетической эффективности.

Главной причиной низкой экономичности теплоэнергетики России является архаичность ее структуры, выражающаяся в:

использовании морально устаревшего оборудования ТЭС и ТЭЦ с преобладанием установок относительно малой мощности на относительно низкие начальные параметры пара;

использовании изношенного оборудования с длительной наработкой, требующего больших затрат на ремонт и техническое обслуживание;

нерациональной структуре генерирующих мощностей, в которой преобладают установки для работы в базовой части графика нагрузки, отсутствии маневренных газовых турбин;

практически полном отсутствии высокоэкономичных парогазовых установок.

Сложившееся состояние теплоэнергетики России обусловлено как кризисными явлениями в экономике России, так и научно-техническим и технологическим отставанием энергетики и энергомашиностроения.

Энергосбережение должно начинаться с применения нового, высокотехнологичного эффективного оборудования с высоким КПД. Именно поэтому в последнее время в России ведется строительство новых генерирующих мощностей с применением ПГУ.

Одной из главных причин перспективности ПГУ является использование природного газа в качестве топлива, запасы которого достаточно велики, при этом эффективность использования топлива (КПД цикла) достигает уровня 55-60 %. Для сравнения, КПД традиционных паросиловых установок находится в пределах

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		58

25-30 %. Природный газ хорошо транспортируется на длинные расстояния по магистральным газопроводам.

Стоит отметить, что в утилизационной ПГУ в паротурбинном цикле, включающем котел-утилизатор и ПТУ (паровая турбина + конденсатор), вырабатывается только 1/3 мощности. Это однако не означает, что паротурбинный контур менее значим для ПГУ, чем газотурбинный. Ведь сама по себе ГТУ, даже с КПД 40 %, не выдерживает конкуренции с обычной ТЭС, и именно в паротурбинном контуре создается тот добавок в экономичности, который существенно повышает конкурентоспособность ПГУ. Отсюда и следуют все усложнения котла-утилизатора и стремление повысить начальные параметры пара и снизить давление в конденсаторе паровой турбины. На рис. 3 по данным фирмы Siemens показано влияние этих факторов на изменение экономичности ПГУ. Для всех сравниваемых вариантов принята одна и та же ГТУ, на выходе которой температура газов составляет 582 °С, а давление в конденсаторе 4 кПа. В качестве базового варианта для сравнения принята (столбец 2 на рисунок 6.1) двухконтурная ПГУ с паровой турбиной, имеющей начальные параметры 8 МПа и 540 °С [2].

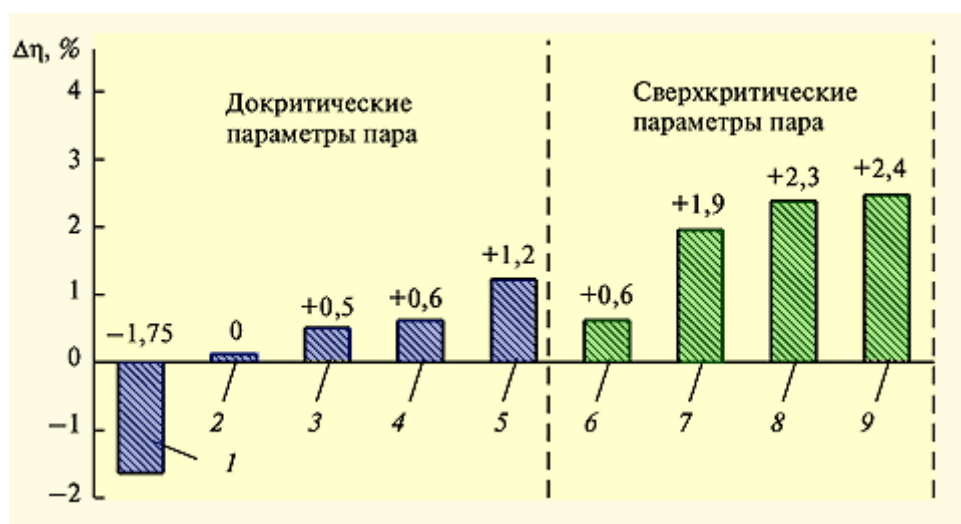


Рисунок 6.1 - Экономичность ПГУ

Столбцы 1—5 относятся к докритическим параметрам пара. Видно, что одноконтурная ПГУ без промежуточного перегрева имеет КПД на 1,75 % (абс.) меньше, чем двухконтурная. Это объясняет, почему сейчас одноконтурные ПГУ не строятся. Однако введение промежуточного перегрева даже в одноконтурной ПГУ (столбец 3) дает прирост КПД в 2,25 %. Двухконтурная ПГУ с промперегревом и трехконтурная ПГУ без него (столбцы 3 и 4) практически эквивалентны. Наибольший эффект дает использование схемы ПГУ с трехконтурным котлом-утилизатором и промежуточным перегревом пара (столбец 5). Существенные резервы повышения экономичности имеются в использовании сверхкритических параметров пара (столбцы 6—9 на рисунок 6.1).

Однако всегда необходимо помнить, что при этом существенно увеличиваются и капитальные вложения.

Котел-утилизатор является связующим звеном между газотурбинным и паротурбинным циклом. КПД КУ определяется температурами входа и выхода дымовых газов. Температура газов на входе в КУ определяется газовой турбиной и находится в пределах 450-640 °С. Температура газов на выходе КУ, для предотвращения конденсации влаги и коррозии металла газового тракта, поддерживается не ниже 100 °С. В результате КПД КУ не превышает 86 %. Поэтому главным путем увеличения КПД КУ является применение технологии работы котлов с понижением температуры газов ниже точки росы и конденсаций водяных паров из уходящих газов. Это позволит на 10-12% повысить КПД КУ, в результате чего на 2-3% увеличить КПД ПГУ. При этом полученный из газа конденсат может быть полезно использован на ТЭС. Кроме того в утилизаторах влаги из дымовых газов улавливается значительная часть вредных веществ, что снижает загрязнение окружающей среды.

*Выводы:*

1. Основным способом увеличения КПД ГТУ являются повышение начальной температуры и снижение расхода воздуха на охлаждение. В результате чего КПД ГТУ может достигнуть 45-47%.

2. Основным способом повышения КПД ПТУ является повышение начальной температуры пара, что может быть достигнуто только при применении ГТУ с повышенными температурами подвода и отвода теплоты. Это позволит повысить КПД ПГУ на 2-3%.

3. Для увеличения КПД КУ необходимо снижение температуры уходящих газов ниже точки росы, что позволит повысить КПД КУ на 10-12%, а КПД ПГУ на 2-3%.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		60

## 7 ЭКОЛОГИЯ

Защита воздушного бассейна от выбросов промышленных предприятий и энергетических объектов является одной из важнейших проблем современного производства. Загрязнение воздушной среды может вызвать нарушения экологических систем, ухудшить санитарно-гигиеническое состояние атмосферного воздуха и нанести ущерб экономике.

В данном разделе рассматриваются вопросы охраны окружающей среды, а именно расчет выбросов (NOx) и определение высоты дымовой трубы для котла-утилизатора П-140 Энергоблока №1 Южноуральской ГРЭС-2.

После проведения реконструкции Энергоблока №1 изменятся расходы продуктов горения через котел-утилизатор. В виду этого необходимо сделать поверочный расчет вредных выбросов и дымовой трубы.

### 7.1 Определение объемов продуктов сгорания топлива

Характеристика топлива, поступающего на Южноуральскую ГРЭС-2 от магистрального газопровода Бухара-Урал приведен в таблице 7.1.

Таблица № 7.1 - Состав основного топлива для ГТУ

Состав топлива	Химическая формула	Величина
Метан	$CH_4$ , %	97,597
Этан	$C_2H_6$ , %	0,673
Пропан	$C_3H_8$ , %	0,298
Азот	$N_2$ , %	1,207
Кислород	$O_2$ , %	0,02
Тяжелые углеводороды	$C_mH_n$ , %	0,147
Двуокись углерода	$CO_2$ , %	0,058
Итого	%	100

Низшая теплота сгорания газа:  $Q_H^p = 33683$  кДж/м<sup>3</sup>

Плотность газа  $\rho_r = 0,7345$  кг/м<sup>3</sup> при температуре +2 °С и давлении 0,1013 МПа.

Котел считаем газоплотным, поэтому коэффициент избытка воздуха принимаем  $\alpha = \text{const} = 3,5$ .

Теоретически необходимый объем воздуха при  $\alpha = 1$  для газообразного топлива [23](106):

$$V^o = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum (m + 0,25 \cdot n) \cdot C_m H_n - O_2], \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (106)$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		61

где  $m, n$  – числа атомов углерода и водорода в химической формуле углеводородов, входящих в состав топлива.

$$V^0 = 0,0476 \cdot [(1 + 0,25 \cdot 4) \cdot 97,597 + (2 + 0,25 \cdot 6) \cdot 0,673 + (3 + 0,25 \cdot 8) \cdot 0,298] - 0,02 = 9,46 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Теоретический объем продуктов сгорания при  $\alpha = 1$  [23](107):

– объем трехатомных газов:

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + \sum m \cdot C_m H_m], \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (107)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [0,058 + (2 \cdot 0,673) + (3 \cdot 0,298)] = 0,023 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

– объем азота (108):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_0 + 0,01 \cdot N_2, \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (108)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,46 + 0,01 \cdot 1,207 = 7,473 + 0,12 = 7,593 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

– объем водяных паров (109):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot n \cdot C_m H_m + 0,124 \cdot d_{г.тл.}] + 0,0161 \cdot V^0, \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (109)$$

где  $d_{г.тл.}$  – влагосодержание топлива, отнесенное к  $1 \text{ м}^3$  сухого газа.

при  $t_{г.тл.} = 140 \text{ }^\circ\text{C}$ , по таблице зависимости влагосодержания газа от давления и температуры определяем  $d_{г.тл.} = 10 \text{ г} / \text{м}^3$ .

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [0,5 \cdot 4 \cdot 97,597 + 0,5 \cdot 6 \cdot 0,673 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,298 + 0,124 \cdot 10] + 0,0161 \cdot 9,46 = 3,15 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

– объем влажных газов (110):

$$V_z^0 = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_m] + 0,79 \cdot V^0 + \frac{N_2}{100} + V_{H_2O}^0, \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (110)$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		62

$$V_z^o = 0,01 \cdot [0,058 + (97,597 + 2 \cdot 0,673 + 3 \cdot 0,298)] + 0,79 \cdot 9,46 + \frac{1,207}{100} + 3,15 = 11,62 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Таблица 7.2 – Объемы продуктов сгорания

Наименование	Обозначение	Размерность	Величина
Теоретическое количество воздуха для сгорания газа	$V^o$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	9,46
Теоретический объем азота	$V_{N_2}$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	7,593
Теоретический объем водяных паров	$V_{H_2O}^o$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	3,15
Объем трехатомных газов	$V_{RO_2}$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	0,023
Объем влажных газов	$V_z^o$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	11,62

После проведенной модернизации изменились параметры выхода отработанных газов за газовой турбиной. Расчет будем производить для новых параметров. В таблице 7.3 приведено сравнение параметров выхлопных газов до модернизации и после ее проведения.

Таблица 7.3 – Сравнение параметров ГТ

Наименование показателя	Размерность	До модернизации	После модернизации
Электрическая мощность	МВт	288	296
Расход газов на выходе из ГТУ	кг/с	685	685
КПД на клеммах генератора	%	39,5	39,75
Температура отработавших в турбине газов	°С	585	593
Температура уходящих газов	°С	90	90

Объем дымовых газов при нормальных условиях [23](111):

$$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + V_{H_2O}^o + (\alpha - 1) \cdot V^o, \quad (111)$$

$$V_2 = 0,023 + 7,593 + 3,15 + (3,5 - 1) \cdot 9,46 = 34,42 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 м<sup>3</sup> топлива при условиях выхода (112):

$$V_{yx} = \frac{P_{ny} \cdot V_2 \cdot T_{yx}}{P_{yx} \cdot T_{ny}}, \quad (112)$$

$$V_{yx} = \frac{101,03 \cdot 34,42 \cdot 363}{98,9 \cdot 275} = 46,41 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

где:  $T_{yx} = 90^\circ\text{C} = 363\text{K}$  - температура уходящих газов;

$T_{ny} = 2^\circ\text{C} = 275\text{K}$ ,  $P_{yx} = 98,9 \text{ кПа}$  – параметры наружного воздуха.

Расход топлива на блок [23](113):

$$B_p = \frac{Q_{\text{э}}}{Q_H^P \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (113)$$

где:  $Q_{\text{э}} = 296 \text{ мВт}$  – электрическая мощность ГТУ после реконструкции;

$\eta = 36,75$  – КПД газовой турбины.

$$B_p = \frac{296}{33,68 \cdot 0,3975} = 22,1 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе блока [23](114):

$$V = V_{yx} \cdot B_p, \quad (114)$$

$$V = 46,41 \cdot 22,1 = 1025,7 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объемный расход продуктов сгорания при нормальных условиях [23](115):

$$V_2 = V_n \cdot B_p, \text{ м}^3/\text{с} \quad (115)$$

$$V_2 = 34,42 \cdot 22,1 = 760,68 \text{ м}^3/\text{с}$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		64



## 7.2 Расчет выброса оксидов азота

Суммарное количество оксидов азота  $\text{NO}_x$  в пересчете на  $\text{NO}_2$ , поступающих в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок,  $M_{\text{NO}_x}$ , г/с или т, вычисляются по соотношению [23](116):

$$M_{\text{NO}_x} = C_{\text{NO}_x} \cdot V_{\text{сг}}, \quad (116)$$

где -  $C_{\text{NO}_x}$  - концентрация оксидов азота в отработавших газах в пересчете на  $\text{NO}_2$ , мг/м<sup>3</sup>, согласно инструкции для ГТУ SGT5-4000F  $C_{\text{NO}_x}$  не более 50 мг/м<sup>3</sup>.

$$M_{\text{NO}_x} = 760,68 \cdot 0,05 = 38,032 \text{ г/с}$$

Максимальную приземную концентрацию определим по формуле (117):

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{NO}_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \text{ мг/м}^3 \quad (117)$$

где  $M$  – суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу.

$M=38,03$  г/с;

$\Delta T$  – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

$V_1$  – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы, м<sup>3</sup>/с;

$A=160$  (для Урала) – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной;

$H=60$  м – высота дымовой трубы;

$F$  – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе. Для газообразных примесей  $F = 1$ ;

$m$  и  $n$  – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой;

$\eta$  – поправочный коэффициент на рельеф. Если перепад высот в местности размещения источника выбросов не превышает 50 м на 1 км или препятствия (откосы, каньоны, горная гряда и т.п.) удалены более чем на 50Н, то  $\eta = 1$ .

Задаем скорость газа на выходе из трубы, при искусственной тяге.

Коэффициенты определяются в зависимости от параметров [23](118):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (118)$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		65

$$f = \frac{10^3 w_2^2 D_0}{h_1^2 \Delta T}, \quad (119)$$

где  $w_2$  - скорость выхода газа из устья трубы [23].

$$w_2 = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2}, \quad (120)$$

$$w_2 = \frac{4 \cdot 1025,7}{3,14 \cdot 6,5^2} = 31 \text{ м/с}$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 31^2 \cdot 6,5}{60^2 \cdot 88} = 19,7$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{19,7} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{19,7}} = 0,49$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{H}}, \quad (121)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1025,7 \cdot 88}{60}} = 7,45$$

Т.к  $v_m \geq 2$ , то коэффициент  $n=1$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 38,03 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 1}{60^2 \cdot \sqrt[3]{1025,7 \cdot 88}} = 0,018 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{NO_2} = 0,018 \text{ мг/м}^3 \leq \text{ПДК} = 0,085 \text{ мг/м}^3$$

В результате проведенного конструктивного расчета при высоте дымовой трубы  $H=60$  м, максимальная концентрация оксидов азота в приземном слое  $C_{NO_2} = 0,018 \text{ мг/м}^3$ , что не превышает максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе. Ввиду этого после проведенной модернизации газовой турбины нет необходимости в реконструкции дымовой трубы.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		66

## 8 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Автоматизация котла-утилизатора реализована в системе автоматического регулирования КУ. Данная система предназначена для контроля и частичной автоматизации управления технологическими процессами, для защиты оборудования от развития аварийных ситуаций. Она состоит из следующих подсистем:

- Представления информации о технологических параметрах;
- Защит, блокировок и сигнализации;
- Автоматического регулирования;
- Логического и дистанционного управления арматурой.

### 8.1. Технологические защиты и блокировки КУ

Общевлочные защиты.

При срабатывании общевлонных защит, действующих на останов блока, производится автоматический аварийный останов котла-утилизатора. Аварийный останов КУ должен производиться в следующих случаях:

- При срабатывании технологических защит, действующих на останов ГТУ, в том числе защит, действующих на останов блока при отключении всех ПЭН;

- При повышении уровня в БНД КУ до аварийно высокого значения плюс 135 мм от геометрической оси барабана. Уровень в барабане измеряется тремя комплектами уровнемеров. Защита выполнена по схеме «два из трёх». Защита вводится автоматически при подаче топлива в КС ГТУ (сигнал из системы управления ГТУ - «ГТУ работает»). Защита выводится автоматически при срабатывании реле останова ГТУ с задержкой до трёх минут. Защита действует на останов КУ и на закрытие отсечного клапана НД ВК-2А, РПК НД РПН;

- При понижении уровня в БНД до аварийно низкого значения минус 600 мм от геометрической оси барабана. Уровень в барабане измеряется тремя комплектами уровнемеров (используются вышеприведенные комплекты). Защита выполнена по схеме «два из трёх»;

- При повышении уровня в БСД до аварийно высокого значения плюс 305 мм от геометрической оси барабана. Уровень в барабане измеряется тремя комплектами уровнемеров. Защита выполнена по схеме «два из трёх». Защита действует на останов КУ и на закрытие отсечного клапана, байпасного клапана СД ВПС-2Б, РПК СД РПС;

- При понижении уровня в БСД до аварийно низкого значения минус 600 мм от геометрической оси барабана. Уровень в барабане измеряется тремя комплектами уровнемеров. Защита выполнена по схеме «два из трёх». Защита действует на останов КУ и на закрытие отсечного клапана СД ВПС-2А, байпасного клапана СД ВПС-2Б, РПК СД РПС;

- При повышении уровня в БВД до аварийно высокого значения плюс 215 мм от геометрической оси барабана. Уровень в барабане измеряется тремя

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		67

комплектами уровнемеров. Защита выполнена по схеме «два из трёх». Защита действует на останов КУ и на закрытие отсечного клапана ВД ВПВ-3, РПКВД 1РПВ-А и 1РПВ-Б;

- При понижении уровня в БВД до аварийно низкого значения минус 600 мм от геометрической оси барабана. Уровень в барабане измеряется тремя комплектами уровнемеров. Защита выполняется по схеме «два из трёх». Защита действует на останов КУ и на закрытие отсечного клапана ВД ВПВ-3, РПКВД 1РПВ-А и 1РПВ-Б;

- При повышении давления дымовых газов до 5,9 кПа изб. Давление измеряется на входе дымовых газов в котел-утилизатор перед ПВД тремя датчиками. Защита выполняется по схеме «два из трёх» и действует на останов КУ и на отключение ТПУ ГТУ. Защита вводится автоматически при подаче напряжения в цепи защит и их датчиков;

- При повышении температуры дымовых газов на входе в котёл-утилизатор до 640 °С. Температура газов измеряется перед ПВД тремя датчиками. Защита действует с выдержкой времени до 30 секунд по схеме «два из трёх». Защита вводится автоматически при подаче напряжения в цепи защит и их датчиков. Защита действует на останов КУ;

- При неоткрытом положении дождевой заслонки. Сигнал открытого и закрытого положения дождевой заслонки фиксируется датчиком. Защита действует на останов КУ и на отключение ТПУ ГТУ. Защита вводится автоматически при скорости вращения ГТУ не менее 150 об/мин и выводится при скорости вращения ГТУ не более 100 об/мин;

- При повышении температуры пара ВД перед вторым впрыском более 578 °С. Температура пара ВД измеряется тремя датчиками. Защита выполняется по схеме «два из трёх». Защита вводится автоматически при подаче напряжения в цепи защит и их датчиков. Защита действует на останов КУ;

- При повышении температуры пара горячего промперегрева перед вторым впрыском более 582 °С. Температура пара горячего промперегрева измеряется тремя датчиками. Защита выполняется по схеме «два из трёх». Защита вводится автоматически при подаче напряжения в цепи защит и их датчиков. Защита действует на останов КУ.

Защиты КУ, действующие на режимы работы ГТУ.

Снижение температуры выхлопных газов ГТУ менее 550 °С. Температура выхлопных газов ГТУ должна быть снижена менее 550 °С в следующих случаях:

- При повышении температуры пара ВД КУ перед вторым впрыском более 574°С;

- При повышении температуры пара горячего промперегрева КУ перед вторым впрыском более 579°С.

Снижение нагрузки ГТУ до минимально длительной. Значение минимально длительной нагрузки определяет поставщик ГТУ. Нагрузка ГТУ должна быть снижена до минимально длительной в следующих случаях:

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		68

- При повышении температуры пара ВД КУ перед вторым впрыском более 574 °С свыше 5 минут;

- При повышении температуры пара горячего промперегрева КУ перед вторым впрыском более 579 °С свыше 5 минут;

- При повышении температуры пара холодного промперегрева КУ более 384°С свыше 15 минут.

Защиты производящие локальные операции.

- При повышении уровня в БНД выше плюс 85 мм от геометрической оси барабана открывается РК периодической продувки НД. В защите используются включённые по схеме «два из трёх» комплекты уровнемеров. После снижения уровня до величины плюс 35 мм от геометрической оси барабана клапан периодической продувки НД закрывается. Автоматический ввод защиты, действующей на закрытие клапана, осуществляется при повышении уровня в БНД выше плюс 85 мм от геометрической оси барабана. Автоматический вывод – при закрытии клапана периодической продувки НД;

- При повышении уровня в БСД выше плюс 255 мм от геометрической оси барабана открывается РК периодической продувки СД. В защите используются включённые по схеме «два из трёх» комплекты уровнемеров. После снижения уровня до величины плюс 205 мм от геометрической оси барабана клапан периодической продувки СД закрывается. Автоматический ввод защиты, действующей на закрытие клапана, осуществляется при повышении уровня в БСД выше плюс 255 мм от геометрической оси барабана. Автоматический вывод – при закрытии клапана периодической продувки СД;

- При повышении уровня в БВД выше плюс 165 мм от геометрической оси барабана открывается РК периодической продувки ВД. В защите используются включённые по схеме «два из трёх» комплекты уровнемеров. После снижения уровня до величины плюс 115 мм от геометрической оси барабана клапан периодической продувки ВД закрывается. Автоматический ввод защиты, действующей на закрытие клапана, осуществляется при повышении уровня в БВД выше плюс 165 мм от геометрической оси барабана. Автоматический вывод – при закрытии клапана периодической продувки ВД;

- При повышении уровня в расширителе продувок до аварийно высокого значения, плюс 300 мм от нормального, производится закрытие клапанов непрерывной и периодической продувки БНД НП-1, БСД НП-2 и БВД НП-3. Уровень в расширителе продувок измеряется одним уровнемером. Защита вводится автоматически при подаче напряжения в цепи защит и их датчиков.

Защиты, приводящие к принудительному открытию предохранительного клапана:

- При повышении давления в барабане ВД до уставки открытия ПК равного 14,0 МПа (изб.). Защита выполняется по схеме «один из двух». Давление в барабане ВД контролируется двумя датчиками. Защита подает команду на импульсный клапан (ИК) для открытия ПК. При снижении давления в БВД (по

										13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат							69

схеме «два из двух») до величины 11,17 МПа (изб.) ПК закрывается. Защита вводится автоматически при подаче напряжения в цепи защит и их датчиков;

- При повышении давления пара в паропроводе ВД перед ПК до уставки открытия ПК равной 13,5 МПа (изб.). Давление пара в паропроводе перед ПК контролируется двумя датчиками. Защита выполняется по схеме «один из двух». Защита подает команду на ИК для открытия ПК. При снижении давления пара в паропроводе ВД (по схеме «два из двух») до величины 10,68 МПа (изб.) ПК закрывается. Защита вводится автоматически при подаче напряжения в цепи защит и их датчиков.

Технологические блокировки.

В системе управления блоком предусмотрены блокировки, запрещающие пуск ГТУ без выполнения приведенных ниже предварительных условий пуска котла-утилизатора:

- Котел-утилизатор не должен быть в состоянии аварийной остановки;

- Котел-утилизатор должен быть провентилирован (сигнал «Вентиляция выполнена» из системы управления ГТУ). Блокировка, запрещающая пуск ГТУ без вентиляции всей установки, включая котёл-утилизатор, входит в систему управления ГТУ. При этом в части, относящейся к котлу-утилизатору, должны быть выполнены требования: концентрация природного газа (метана -  $CH_4$ ) в «тёплом ящике» и за КУ должна быть менее 1% (по объёму); расход конденсата в ГПК – не менее 36,4 т/ч (10 % номинального); уровень в БВД должен быть не менее (по схеме - «два из трёх») пускового уровня (минус 550 мм от геометрической оси барабана); уровень в БСД должен быть не менее (по схеме - «два из трёх») пускового уровня (минус 550 мм от геометрической оси барабана); уровень в БНД должен быть не менее (по схеме - «два из трёх») пускового уровня (минус 550 мм от геометрической оси барабана); любой из РЭН должен работать (по схеме «один из двух» - от выключателей электродвигателей РЭН); отсечной клапан НД, отсечной клапан СД, отсечной клапан ВД должны быть открыты; дождевая заслонка – должна быть в положении «открыто»; БРОУ НД, БРОУ СД, БРОУ ВД должны быть в состоянии готовности.

- Запрет закрытия дождевой заслонки на оборотах ГТУ более 150 об/мин [9].

## 8.2 Автоматическое регулирование КУ

Регулятор уровня воды в БВД поддерживает требуемый уровень воды в барабане ВД в пределах заданного диапазона, вне зависимости от колебаний нагрузки и во время процедур пуска и останова. Данная функция предназначена для того, чтобы испаритель не вышел из строя при недостатке воды, и чтобы система подачи пара не была повреждена из-за заброса воды. Регулятор уровня воды в барабане – трёхкомпонентный, использует уровень воды в барабане в качестве первичной управляющей переменной. Для более устойчивой работы контура управления используется разность между расходом пара и питательной водой в качестве сигнала упреждающего регулирования в регуляторе уровня воды

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		70

в барабане. Регулятор получает сигнал по регулируемому параметру – уровню воды в барабане, сигнал по расходу пара, сигнал по расходу питательной воды и сигнал от задатчика уровня воды в барабане. Для того чтобы учесть изменение удельного объёма, в сигнал по расходу пара вводятся поправки по температуре пара и давлению пара. В сигнал по уровню воды в барабане вводится поправка по давлению в барабане, в сигнал по расходу питательной воды вводится поправка по температуре питательной воды. Во время пуска КУ (расход пара ВД менее 20 % номинального) должны быть в работе два регулятора:

- «Пусковой регулятор расхода питательной воды ВД», воздействующий на ПРПК 1РПВ-Б, должен обеспечивать минимальный расход питательной воды равный 10 % номинального;

- «Пусковой регулятор уровня воды в БВД», воздействующий на регулирующий клапан периодической продувки, должен обеспечивать пусковой уровень в БВД.

С ростом давления в БВД задание для пускового регулятора уровня воды в БВД автоматически изменяется в сторону поддержания нормального уровня в БВД. При расходе пара ВД более 20% номинального производится отключение «Пускового регулятора расхода питательной воды ВД», отключение «Пускового регулятора уровня воды в БВД», включение «Основного регулятора уровня воды в БВД», воздействующего на ПРПК 1РПВ-Б в диапазоне регулирования от 20% до 30% номинального расхода пара ВД, при расходе пара ВД более 30% номинального - на основной регулирующий клапан 1РПВ-А. Основной регулятор уровня воды в БВД включается на поддержание нормального уровня воды в БВД.

Регулятор температуры пара ВД.

Температура пара ВД на выходе из котла в номинальном режиме должна контролироваться посредством впрыска воды в пароохладитель, расположенный между первой и второй ступенями пароперегревателя (между ПВД5 и ПВД6). Регулирование температуры пара предназначено для недопущения чрезмерно высокой температуры пара, которое может привести к сокращению срока службы и/или выходу из строя пароперегревателя. Аналогичным образом должна устраняться возможность достижения слишком высоких температур в выходной секции пароперегревателя. Для регулирования температуры пара используется каскадный регулятор. Независимый регулятор контролирует температуру перегретого пара ВД после второго впрыска на выходе из котла, воздействуя на регулирующий клапан пароохладителя впрыска 2РТ-ВД. Подчинённый регулятор контролирует температуру перегретого пара ВД после первого впрыска между (ПВД5 и ПВД6) во всех режимах эксплуатации котла, воздействуя на регулирующий клапан пароохладителя впрыска 1РТ-ВД. Выходной сигнал независимого регулятора используется в качестве корректирующего значения для подчинённого регулятора. Для того, чтобы не допустить попадания неиспарившейся воды в секции пароперегревателя за пароохладителем, уставка подчинённого регулятора должна быть не менее  $t_{нас} + 30^{\circ}\text{C}$ . Данное ограничение всегда должно быть предусмотрено во избежание повреждения

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		71

пароперегревателя. Для этого в регулятор должен быть заведен сигнал датчика давления в барабане ВД. Для обеспечения хорошего распыления выпрыскиваемой воды расход впрыскиваемой воды, направляемой в пароохладитель, должен неизменно превышать приблизительное значение, равное 0,1 кг/с.

Регулятор уровня воды в БСД.

Регулятор уровня воды в БСД поддерживает требуемый уровень воды в барабане СД в пределах заданного диапазона, вне зависимости от колебаний нагрузки и во время процедур пуска и останова. Данная функция предназначена для того, чтобы испаритель не вышел из строя при недостатке воды или чтобы система подачи пара не была повреждена из-за заброса воды. Регулятор уровня воды в барабане – трёхкомпонентный, использует уровень воды в барабане в качестве первичной управляющей переменной. Для быстрого срабатывания и более устойчивой работы контура управления используется разность между расходами пара и питательной воды в качестве сигнала упреждающего регулирования в регуляторе уровня воды в барабане. Регулятор получает сигнал по регулируемому параметру – уровню воды в барабане, сигнал по расходу пара СД, сигнал по расходу питательной воды и сигнал от датчика уровня воды в барабане. Для того, чтобы учесть изменение удельного объёма, в сигнал по расходу пара вводятся поправки по температуре пара и давлению пара, в сигнал по уровню воды в барабане вводится поправка по давлению в барабане, в сигнал по расходу питательной воды вводится поправка по температуре питательной воды.

Во время пуска КУ должны быть в работе два регулятора:

- «Пусковой регулятор расхода питательной воды СД», воздействующий на РПК (10(20)НАС40АА801), обеспечивает минимальный расход питательной воды, равный 10 % номинального;

- «Пусковой регулятор уровня воды в БСД», воздействующий на регулирующий клапан периодической продувки, обеспечивает пусковой уровень в БСД.

С ростом давления в БСД задание для пускового регулятора уровня воды в БСД автоматически изменяется в сторону поддержания нормального уровня в БСД. При расходе пара СД более 20 % номинального производится отключение «Пускового регулятора расхода питательной воды СД», отключение «Пускового регулятора уровня воды в БСД», включение «Основного регулятора уровня воды в БСД», воздействующего на РПК РПС. Основной регулятор уровня воды в БСД включается на поддержание нормального уровня воды в БСД.

Регулятор температуры пара горячего промперегрева.

Температура пара горячего промперегрева на выходе из котла в номинальном режиме контролируется посредством впрыска воды в пароохладитель, расположенный между первой и второй ступенями промежуточного пароперегревателя (между ПП12 и ПП21). Регулирование температуры пара предназначено для того, чтобы избежать достижения слишком высокой температуры пара, приводящего к сокращению срока службы и/или выходу из

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		72



стройка промежуточного пароперегревателя. Аналогичным образом устраняется возможность достижения слишком высоких температур в выходной секции промежуточного пароперегревателя. Для регулирования температуры пара используется каскадный регулятор. Независимый регулятор контролирует температуру пара горячего промперегрева после второго впрыска на выходе из котла, воздействуя на регулирующий клапан парохладителя впрыска 2РТ-СД 10. Подчинённый регулятор должен контролировать температуру пара горячего промперегрева после первого впрыска (между ПП12 и ПП21) во всех режимах эксплуатации котла, воздействуя на регулирующий клапан парохладителя впрыска 1РТ-СД. Выходной сигнал независимого регулятора используется в качестве корректирующего значения для подчинённого регулятора. Для того, чтобы не допустить попадания неиспарившейся воды в секции пароперегревателя за парохладителем, уставка подчинённого регулятора должна быть не менее  $t_{нас} + 30^{\circ}\text{C}$ . Данное ограничение всегда должно быть предусмотрено во избежание повреждения пароперегревателя. Для этого в регулятор заведено показание датчика давления пара горячего промперегрева. Для обеспечения хорошего распыления выпрыскиваемой воды расход впрыскиваемой воды, направляемой в парохладитель, должен неизменно превышать приблизительное значение, равное 0,3 кг/с.

Регулятор уровня воды в БНД.

Регулятор уровня воды в БНД поддерживает требуемый уровень воды в барабане НД в пределах заданного диапазона, вне зависимости от колебаний нагрузки и во время процедур пуска и останова. Данная функция предназначена для того, чтобы испаритель не вышел из строя при недостатке воды или чтобы система подачи пара не была повреждена вследствие заброса воды. Регулятор уровня воды в барабане – трёхкомпонентный, использует уровень воды в барабане в качестве первичной управляющей переменной. Для быстрого срабатывания и более устойчивой работы контура управления используется разность между величинами расходов пара и питательной воды в качестве сигнала упреждающего регулирования в регуляторе уровня воды в барабане. Регулятор получает сигнал по регулируемому параметру – уровню воды в барабане, сигнал по расходу пара, сигнал по расходу питательной воды и сигнал от датчика уровня воды в барабане. Для того, чтобы учесть изменение удельного объёма, в сигнал по расходу пара вводятся поправки по температуре пара и давлению пара, в сигнал по уровню воды в барабане вводится поправка по давлению в барабане, в сигнал по расходу питательной воды вводится поправка по температуре питательной воды.

Во время пуска КУ должны быть в работе два регулятора:

- «Пусковой регулятор расхода питательной воды НД», воздействующий на РПК РПН, обеспечивающий минимальный расход питательной воды равный 10% номинального;

						13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			73

- «Пусковой регулятор уровня воды в БНД», воздействующий на регулирующий клапан периодической продувки – обеспечивает пусковой уровень в БНД.

С ростом давления в БНД задание для пускового регулятора уровня воды в БНД автоматически изменяется в сторону поддержания нормального уровня в БНД. При расходе пара НД более 20 % номинального производится отключение «Пускового регулятора расхода питательной воды НД», отключение «Пускового регулятора уровня воды в БНД», включение «Основного регулятора уровня воды в БНД», воздействующего на РПК РПН. Основной регулятор уровня воды в БНД включается на поддержание нормального уровня воды в БНД.

Регулятор температуры конденсата на входе в ГПК.

Регулятор температуры конденсата на входе в ГПК поддерживает температуру конденсата, поступающего в ГПК, выше температуры точки росы паров кислот, содержащихся в уходящих топочных газах, с целью предотвращения коррозии. Для поддержания нормальной работы ГПК предусмотрена линия рециркуляции, на которой установлены электронасосы рециркуляции и регулирующий клапан на их напоре. По условиям поддержания режима с отсутствием низкотемпературной коррозии должна быть обеспечена температура конденсата на входе в ГПК не ниже заданной. Регулятор получает сигнал по температуре конденсата перед ГПК и сигнал от датчика температуры. Автоматический регулятор воздействует на регулирующий клапан РКР-1, установленный после насосов рециркуляции, открытие или закрытие которого приводит к подмешиванию горячей среды к конденсату, поступающего в ГПК, тем самым регулируется температура конденсата на входе в ГПК. Минимальная температура на входе в ГПК должна составлять 55°C. В случае, когда газовая турбина работает на дизельном топливе, температура конденсата на входе в ГПК должна быть минимум 120°C [9].

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		74

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Безопасность — состояние деятельности, при котором с определенной вероятностью исключено проявление опасности.

Деятельность — форма активного отношения человека к окружающему миру. Всякая деятельность включает цель, средство, результат и сам процесс деятельности.

Риск — количественная оценка опасности, определяется как частота или вероятность возникновения неблагоприятного с точки зрения безопасности события.

Опасная зона — это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного или (и) вредного производственного фактора.

Опасность — это следствие воздействия на человека некоторых факторов обитания. При несоответствии этих факторов характеристикам человека как биологического объекта возникает феномен опасности. При детальной декомпозиции деятельного процесса можно выделить два вида неблагоприятных факторов воздействия среды обитания на человека.

Вредный фактор — такое воздействие на человека, которое в определенных условиях приводит к постепенному ухудшению состояния здоровья заболеванию или снижению работоспособности.

Опасный фактор — воздействие на человека, которое в определенных условиях приводит к травме или другому внезапно резкому ухудшению здоровья.

Указанные факторы при их классификации (ГОСТ 12.0.003–74) не подразделяются на опасные и вредные. Это в какой-то степени справедливо т. к. вредный фактор при своем количественном возрастании может перейти в опасный (например, шум). Необходимо подчеркнуть, что вредный фактор всегда оценивается с количественной стороны и может быть постоянно действующим в течение какого-то времени. Опасный же фактор чаще всего носит вероятностный характер возникновения (проявления).

По характеру взаимодействия с человеком указанные факторы можно разделить на активные и пассивные, при этом активные подразделяются зависимости от их природной основы, а пассивные — от особенностей способа их активизации.

Факторы характеризуются потенциалом (уровнем), качеством, временем существования или воздействия на человека, вероятностью проявления, размером зоны действия.

Потенциалом определяется количественная сторона фактора (уровень шума, концентрация вредных веществ, напряжение электрического тока и т.д.).

Качество отражает специфические особенности фактора, влияющие на организм человека (частотный состав шума, дисперсность пыли, род тока и т. д.).

Опасные зоны по пространственным характеристикам могут быть локальными и развернутыми, а по времени — постоянными и временными [25].

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		75

Материальные объекты, являющиеся носителями опасных и вредных факторов, называются источниками опасности.

## 9.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

Южноуральская ГРЭС-2 включает в себя два блока с парогазовым циклом. В состав ПГУ входят: – два котла-утилизатора (П-140) производства ОАО «Подольский машиностроительный завод» (ОАО «ЗиО»), две газовые турбины SGT5-4000F и две паровые турбины SST5-3000 производства компании «Siemens». Кроме того в ЦПГУ установлены насосы, теплообменники и другое вспомогательное оборудование, эксплуатацией которого занимается персонал станции.

Опасные и вредные производственные факторы рабочей среды и трудового процесса (ОиВФ и ТП) делятся на физические, химические, биологические и психофизические. В ГОСТ 12.0.003-80 «Опасные и вредные производственные факторы» приводится классификация ОиВФ и ТП [25].

В зоне обслуживания котла-утилизатора и турбин имеют место:

### 1 Физические факторы:

- Параметры микроклимата: температура, влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение от горячих поверхностей

- Повышенный уровень постоянного шума

- Повышенный уровень вибрации

- Освещение

### 2 Химические факторы:

- Общетоксические-основным источником является топливо – природный газ

- Содержание  $CO_2$  и  $NO_x$  в дымовых газах.

### 3 Факторы трудового процесса:

- Тяжесть труда – характеристика трудового процесса, отражающая преимущественно нагрузки на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма. Тяжесть труда характеризуется: – физической динамической нагрузкой – массой поднимаемого и перемещаемого груза.

- Напряженность труда – нагрузка преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника

### 4 Травмоопасные факторы:

- Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.

- Возможность поражения теплоносителем с высокой температурой.

- Повышенное давление теплоносителя.

- Разностное расположение оборудования.

- Движущиеся и вращающиеся части механизмов могут вызвать механическое повреждение тела человека при попадании частей тела в поле действия этих частей механизмов.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		76

- Возможность поражения электрическим током.
- 5 Аварийно возможные ситуации:
  - Утечка топлива.
  - Пожар.
  - Разрыв трубопровода вследствие повышения давления, образования свищей.
  - Аварии вследствие разрушения, повреждения и выхода из строя оборудования.
  - Халатности обслуживающего персонала;

## **9.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса**

### *Воздух рабочей зоны*

Воздух рабочей зоны оценивается по метеорологическим и атмосферным условиям на рабочих местах, а именно параметрами микроклимата (температуры воздуха, относительной влажности, скорости движения воздуха, теплового облучения) и составом воздуха, которые определяются спецификой производственной среды.

### *Микроклимат*

Микроклимат производственной среды определяется сочетанием основных параметров: температуры воздуха, относительной влажности и скорости движения воздуха. При благоприятных сочетаниях параметров микроклимата человек испытывает состояние теплового комфорта, при неблагоприятных – организм человека стремится сохранить постоянство температуры тела за счет терморегуляции, что может привести к ряду физиологических нарушений. Согласно ГОСТ 12.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» установлены оптимальные метеорологические условия в рабочей зоне.

Допустимые величины показателей микроклимата в теплый период года:

- температура воздуха 20-24 °С;
- относительная влажность воздуха 15-75 %;
- скорость движения воздуха 0,1-0,4 м/с;

Допустимые величины показателей микроклимата в холодный период года:

- температура воздуха 23-25 °С;
- относительная влажность воздуха 40-60 %;
- скорость движения воздуха 0,1-0,3 м/с;

Нормы на содержание вредных примесей в воздухе рабочей зоны:

- оксид углерода, класс опасности – 4, допустимая концентрация – 20 мг/м<sup>3</sup>;
- оксид азота в пересчете на  $NO_x$ , класс опасности – 3, допустимая концентрация – 2 мг/м<sup>3</sup>;

### *Теловое излучение.*

Избыточные тепловыделения создают условия, в которых человеку требуются дополнительные затраты энергии, что приводит к замедленной трудовой активности работающих и снижению производительности труда. При

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		77

температуре воздуха более 30 °С, и значительном тепловом излучении от нагревательных приборов, наступает нарушение терморегуляции человека, что может привести к перегреву организма. Наблюдается нарастающая слабость, головная боль, шум в ушах, изменение цветового восприятия, тошнота, рвота. В тяжелых случаях наступает тепловой удар.

Значительное время человек может переносить нагревание удовлетворительно, ощущая лишь возрастающую слабость, но так как терморегуляция не безгранична, а при выделении пота организм теряет воду и соли, то кровь густеет, затрудняя работу кровеносной системы. В тяжелых случаях может наступить тепловой удар – резкое, внезапное расстройство нервной системы, обморок. Перегрев тела человека происходит от воздушной среды, а также от стен помещения и окружающих предметов. Эти факторы (температура воздуха, влажность, скорость движения воздушного потока) образуют микроклимат на рабочем месте.

Для защиты обслуживающего персонала от воздействия тепловой энергии эти тепловыделения должны быть уменьшены или устранены.

#### *Виброакустические факторы, защита от шума.*

Источником механического шума в котельном отделении являются насосы, вентиляторы и другие механизмы. Шум электрических машин образуется при одновременном действии следующих шумов: магнитный, то есть колебание ротора и статора под действием магнитных полей; аэродинамический – вращение ротора и движение воздушных потоков; механический – вибрация деталей и узлов машин. В трубопроводах и насосах наблюдается кавитационный шум. В воздухоподводящих аппаратах и горелках в связи с турбулентным режимом наблюдается аэродинамический шум. Шум ухудшает точность выполнения работ, затрудняет прием и восприятие информации, способствует быстрой утомляемости, что ведет к снижению производительности труда. Сильный производственный шум может быть причиной функциональных изменений нервной, кровеносной, а также пищеварительной системы человека. Предельно допустимый уровень шума на рабочем месте не должен превышать 65 дБл.

Для защиты обслуживающего персонала от повышенного шума применяют звукоизолирующие преграды. В качестве этих преград могут использоваться металлические листы с покрытием из вибродемпфирующей мостики, стекло и другие материалы. Для уменьшения шума в трубопроводах и арматуре скорость среды принимается в пределах величин, при которых не будет создаваться недопустимых шумовых явлений. Также всему персоналу необходимо использовать СИЗ (беруши).

#### *Вибрация.*

Вибрацией называются малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля.

Вибрация оказывает негативное воздействие на нервную систему человека, наступают изменения в сердечно-сосудистой системе, нарушается обмен веществ

										13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат							78

в организме. Локальная вибрация вызывает различную степень нервно-мышечных, костно-суставных и других нарушений.

Наиболее опасные для человека вибрации, частоты которых совпадают с частотами собственного колебания тела человека и его внутренних органов. Такие колебания могут вызвать резонансные явления в организме.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» для снижения вибрации в котельном отделении применяются определенные методы: опоры трубопроводов выполняются гибкими с пружинными компенсаторами; все агрегаты устанавливаются на самостоятельных фундаментах, виброизолированные от пола и конструкции здания; устанавливаются специальные прокладки между несущими балками и каркасом здания.

Вибрацию в оборудовании устраняют путем статической и динамической балансировки вращающихся деталей. Также применяют прокладки из материала, который имеет большое внутреннее трение, например: резина, войлок и т.д. Приводя материалы с большим внутренним трением в полное соприкосновение с вибрирующим предметом, ослабляют вибрацию, а вместе с ней и шум.

#### *Световая среда.*

Для обеспечения нормальных условий труда все производственные, вспомогательные и бытовые помещения, проходы, проезды и другие участки территории предприятия должны освещаться. На станции существует два типа освещения, это основное и аварийное. Основное освещение необходимо для выполнения технологического процесса. Аварийное обеспечивает действие персонала при ликвидации аварийной ситуации, когда основное освещение по какой-либо причине не работоспособно.

В помещениях, где постоянно пребывает персонал, предусмотрено применение газоразрядных ламп, наружное освещение основных дорог и территории освещается с помощью натриевых ламп. В кабельных и теплофикационных тоннелях при установке светильников на высоте менее 2,5 м применяется освещение напряжением не выше 42 В, согласно технике безопасности.

Аварийное освещение предусматривает автоматическое резервирование питания от аккумуляторных батарей. Аварийным освещением оборудованы следующие места:

- проходы (не более 25 % нормируемой освещенности);
- водоуказательные и измерительные приборы;
- тепловые щиты и пульты управления;

По СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» у оператора котельного отделения норма освещенности рабочего места должна быть не менее 200 лк, показатель ослепленности  $P = 40$ , коэффициент пульсации светового потока 15 %.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		79

*Тяжесть и напряженность трудового процесса.*

Тяжесть и напряженность характеризуются степенью функционального напряжения организма. Оно может быть энергетическим, зависящим от мощности работы – при физическом труде, и эмоциональным – при умственном труде, когда имеет место информационная нагрузка. Монотонная работа отрицательно сказывается на эффективности производства: ухудшаются экономические показатели, повышается травматизм и аварийность [22].

Напряженность труда характеризуется эмоциональной нагрузкой на организм при труде, требующем преимущественно интенсивной работы мозга по получению и переработке информации. Машинист блока работает и принимает решения по известным алгоритмам и в рамках нескольких инструкций. Такие условия труда считаются вредными условиями 1-й степени.

Напряженность труда зависит от длительности сосредоточенного наблюдения и числа одновременно наблюдаемых объектов. При длительности сосредоточенного наблюдения 26 – 50 % от продолжительности рабочей смены, условия труда характеризуются как допустимые.

Существенное влияние на степень напряженного состояния машиниста оказывает ответственность за конечный результат деятельности. На машинисте лежит ответственность за функциональное состояние основного оборудования энергоблока [28].

*Безопасность производственных процессов и оборудования.*

Механическая прочность оборудования обеспечивается заводом-изготовителем этого оборудования. Каждое оборудование, будь то сосуд, трубопровод и т.д., снабжается паспортом и табличкой, которая при нанесении теплоизоляции не закрывается. На ней указывается тип аппарата, его заводской номер и рабочие параметры. Паспорта выдаются также на арматуру.

Сосуды, работающие под давлением, снабжены контрольно-измерительными приборами и предохранительной арматурой. Оборудование КИПиА (манометры, термометры, расходомеры и т.д.) позволяет вести контроль за работой оборудования, а при отклонении каких-либо параметров от номинальных значений способно подать сигнал на щит управления.

Опознавательная окраска и маркировка на трубопроводах и арматуре наносится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-2001 «ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний». Согласно этому документу трубопроводы имеют следующие цветовые обозначения:

- вода – зеленый;
- воздух – синий;
- кислота – оранжевый;
- щелочь – фиолетовый;
- техническая вода – черный;
- газопровод – желтый;



- масло – коричневый.

Опознавательная окраска наносится сплошной линией по всей поверхности или отдельными участками. Если изоляция трубопровода покрыта металлической обшивкой, то на ней обозначение наносится в виде цветowych колец.

Чтобы персонал не ошибся при оперировании арматурой, на неё наносится собственное диспетчерское наименование с номером и указывается направление вращения штурвала. На трубопроводах указывается направление движения среды.

#### *Электробезопасность.*

Возможность поражения электрическим током возникает в результате случайного прикосновения к незащищенным токоведущим частям электроустановки, находящимся под напряжением, а также в результате появления напряжения на металлических нетоковедущих частях оборудования (корпусах, кожухах, ограждениях и т.д.) вследствие повреждения изоляции.

Электрический ток чрезвычайно опасен для организма человека, так как при протекании через тело человека вызывает опасные электролитические, химические, термические процессы. Персонал электростанции обязан знать способы освобождения пострадавшего от действия электрического тока, а также уметь оказывать первую помощь пострадавшему.

Для защиты от действия электрического тока применяют индивидуальные и коллективные средства защиты. К индивидуальным средствам защиты относятся: диэлектрические перчатки, боты, галоши, сухая спецодежда из х/б ткани, диэлектрические штанги, защитные каски, ручной инструмент с изолированными ручками. К коллективным относятся защитное заземление.

#### *Пожаровзрывобезопасность.*

Пожаровзрывобезопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожара или уменьшение его последствий. Активная пожарная защита – меры, обеспечивающие борьбу с пожарами или взрывоопасной ситуацией. Мероприятия по пожарной профилактике подразделяются на:

- организационные;
- технические;
- режимные;
- эксплуатационные.

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию машин и внутрицехового транспорта, правильное содержание зданий, территории, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, организацию пожарно-технических комиссий, издание приказа по вопросам усиления пожарной безопасности и т.д.

К техническим мероприятиям относятся соблюдение противопожарных правил, норм проектирования, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		81

Мероприятия режимного характера – это запрещения курения в неустановленных местах, производство сварочных и других огневых работ в пожароопасных помещениях и т.д.

Эксплуатационными мероприятиями являются своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытания технологического оборудования.

По степени пожарной опасности котельное отделение относится к категории «Г», по степени огнестойкости является объектом второй степени, класс пожароопасности П-1А.

Возможными источниками пожара на энергоблоке являются система смазки и регулирования турбины, системе подачи топлива, а также система охлаждения обмоток генератора. В качестве агента в системе смазки и регулирования используется масло Тп-22 с температурой вспышки 186 °С. Агентами в системе подачи топлива являются природный газ (предел взрываемости в смеси с воздухом 5 – 15 %) и дизельное топливо. Агентом охлаждения обмоток генератора является водород, пределы взрываемости которого в смеси с воздухом составляют 4 – 75 %.

Помещения цехов построены таким образом, чтобы ограничить распространения огня во время взрыва или пожара и уменьшить их разрушительные последствия. Для этого устанавливаются прочные массивные стены из несгораемых материалов в тех направлениях, в которых взрыв или пожар приведет к наиболее разрушительным последствиям. Число эвакуационных выходов из цеха и подсобных помещений и с каждого этажа должно составлять не менее двух. Эвакуационные выходы должны располагаться рассредоточено. Ширина участков путей эвакуации должна быть не менее 1 м, а дверей на путях эвакуации не менее 0,8 м. Ширина наружных дверей лестничных клеток должна быть не менее марша лестницы, а высота прохода на путях эвакуации – не менее 2 м [26].

Для предупреждения образования взрывоопасных газоздушных смесей большое значение имеет контроль воздушной среды производственного помещения. Наиболее прогрессивен контроль воздушной среды производственных помещений автоматическими сигнализаторами до взрывных концентраций. При включении предупредительной сигнализации и аварийной вентиляции предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

Для тушения пожара предусмотрены следующие системы:

- парогенераторы воздушно-механической пены для тушения возгорания масла;
- система водяного пожаротушения закольцованная по станции (пожарные гидранты);
- местные пожарные щиты, укомплектованные пожарным инвентарем (лопаты, ведра);
- углекислотные огнетушители для тушения возгорания электрооборудования.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		82

## 10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ НА ПРЕДПРИЯТИИ

В выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос реконструкции энергоблока № 1 Южноуральской ГРЭС 2. После реконструкции энергоблока компания АО «Интер РАО - Электрогенерация» планирует получить увеличение электрической мощности (конечного продукта) и экономию топливной составляющей (текущих затрат). Также в планах получить увеличение межремонтного периода. Тем самым экономический эффект от модернизации энергоблока №1 должен быть положительным.

### 10.1 Техничко-экономический расчет

Техничко-экономическое обоснование – это изучение экономической выгоды, анализ и расчет экономических показателей создаваемого инвестиционного проекта.

Главной задачей при составлении технико-экономического обоснования является оценка затрат на инвестиционный проект и его результатов, анализ срока окупаемости проекта. Составление технико-экономического обоснования для инвестора необходимо для понимания сроков окупаемости вложенных денег.

#### 10.1.1 Смета капитальных затрат

Смета капитальных затрат (долгосрочных инвестиций) – она отражает потребность предприятия в производственном оборудовании и других основных средствах, необходимых для реализации инвестиционного проекта по реконструкции, она обобщает перспективы по приобретению основных фондов.

Основные средства – материальные активы, которые предприятие содержит с целью использования их в процессе производства, ожидаемый срок полезного использования, эксплуатации которых более одного года [30].

Так как оборудование, установленное на Южноуральской ГРЭС – 2 находится на гарантии у фирмы-изготовителя «Siemens», реконструкцию энергоблока необходимо проводить с их участием. По состоянию на текущий момент получено технико-коммерческое предложение от «Siemens» на модернизацию энергоблока № 1 Южноуральской ГРЭС – 2. Согласно этому ТКП, стоимость модернизации газовой турбины SGT5-4000F производства компании «Siemens» до составляет 6479 тыс.евро. Так как работы будут производить иностранные специалисты, сумма затрат получена в евро. Для более наглядного представления о величине капитальных вложений сумму затрат переведем в рубли по действующему на данный момент курсу. При изменении курса валют сумму капитальных затрат необходимо пересчитать. На момент составления сметы технико-коммерческое предложение составляет 453 530 тыс.руб. при курсе евро 70 руб/€. Стоимость замены фильтрующих элементов КБОУ составляет 1 000 тыс.руб [9].

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		83

В таблице 10.1 приведена смета капитальных затрат на реконструкцию энергоблока №1 Южноуральской ГРЭС [9].

Таблица – 10.1 Смета капитальных затрат

Наименование	Единицы измерения	Величина
Разработка проектной документации	тыс.руб	3 000
Транспортные расходы на доставку материалов до ЮГРЭС - 2	тыс.руб	2 000
Расходы на демонтаж:		
• разборка кожуха ГТ и компрессора	тыс.руб	10 000
• разборка вспомогательного оборудования	тыс.руб	10 000
• демонтаж старых фильтров	тыс.руб	250
Расходы на монтаж:		
• установка новых лопаток компрессора	тыс.руб	20 530
• установка новых лопаток ГТ	тыс.руб	27 000
• установка новых фильтров	тыс.руб	250
Расходы на оборудование:		
• лопатки компрессора SGT (комплект)	тыс.руб	180 000
• лопатки ГТ SGT5 4000F	тыс.руб	200 000
• фильтра	тыс.руб	500
Пусконаладочные работы: настройка режимов горения	тыс.руб	1 000
Итого	тыс.руб	454 530

Из приведенной сметы можно сделать вывод, что основные затраты приходятся на покупку дорогостоящих импортных лопаток компрессора и газовой турбины.

### 10.1.2 Расчет текущих затрат

Замена фильтрующих элементов КВОУ также позволит получить экономию текущих затрат. В таблице 10.2 приведены годовые текущие затраты на фильтра КВОУ и на промывки осевого компрессора [9].

Текущие затраты на энергоблок №1 до реконструкции (122):

$$T_1 = T_{\phi 1} + T_{\phi 2} + T_{\phi 3} + T_a + T_m, \text{ тыс.руб / год.} \quad (122)$$

где  $T_{\phi 1} = 6\,901,67$  тыс.руб/год - текущие затраты на фильтра 1 ступени;

$T_{\phi 2} = 2\,078,67$  тыс.руб/год - текущие затраты на фильтра 2 ступени;

$T_{\phi 3} = 6\,215,23$  тыс.руб/год - текущие затраты на фильтра 3 ступени;

$T_a = 7\,217,70$  тыс.руб/год - текущие затраты на антифриз для промывок компрессора;

$T_m = 11\,156,22$  тыс.руб/год - текущие затраты на моющее средство для промывок компрессора;

$$T_1 = 6901,67 + 2078,67 + 6215,23 + 7217,7 + 11156,22 = 26544 \text{ тыс.руб / год.}$$

Текущие затраты на энергоблок №1 после реконструкции (123):

$$T_2 = T_{\phi 1}^p + T_{\phi 2}^p + T_{\phi 3}^p + T_a^p + T_m^p, \text{ тыс.руб / год.} \quad (123)$$

где  $T_{\phi 1}^p = 7\,400,58$  тыс.руб/год - текущие затраты на фильтра 1 ступени;

$T_{\phi 2}^p = 6\,458,07$  тыс.руб/год - текущие затраты на фильтра 2 ступени;

$T_{\phi 3}^p = 9\,213,29$  тыс.руб/год - текущие затраты на фильтра 3 ступени;

$T_a^p = 764,40$  тыс.руб/год - текущие затраты на антифриз для промывок компрессора;

$T_m^p = 1\,890,00$  тыс.руб/год - текущие затраты на моющее средство для промывок компрессора;

$$T_2 = 7400,58 + 6458,07 + 9213,29 + 764,4 + 1890 = 18373,92 \text{ тыс.руб / год.}$$

Экономия текущих затрат (124):

$$\Delta T = T_1 - T_2, \text{ тыс.руб / год.} \quad (124)$$

$$\Delta T = 26544 - 18373,92 = 8170,08 \text{ тыс.руб / год.}$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		85

Полученные данные сведем в таблицу 10.2

Таблица 10.2 - Таблица сравнения показателей текущих затрат [9]

Стоимость, тыс.руб/год.	До реконструкции. Штатная система фильтрации	После реконструкции. Модернизированная система фильтрации
Фильтра 1 ступени EMW Filtertetechnik GmbH HERA	6 901,67	7 400,58
Фильтра 2 ступени VKKW3-400 GTU	2 078,67	6 458,07
Фильтра 3 ступени FAISTAirIntakeSystem GmbH	6 215,23	9 213,29
Антифриз для промывок компрессора	7 217,70	764,40
Моющее средство для промывки компрессора	11 156,22	1 890,00
Итого	26 544,00	18 373,92
Суммарная выгода за год	-	8 170,08

Из таблицы 10.2 можно сделать вывод, что замена фильтрующих элементов КВОУ на новые, энергоэффективные фильтра позволит сократить дорогостоящие промывки компрессора. Сокращение промывок положительным образом повлияет на текущие затраты на эксплуатацию энергоблока. В результате уменьшения промывок можно получить экономию средств в размере 8 170,08 тыс.руб/год.

### 10.1.3 Расчет срока окупаемости

Срок окупаемости проекта – это промежуток времени, по прошествии которого сумма вложенных средств сравняется с суммой полученных доходов. Иными словами данный показатель позволяет оценить эффективность реконструкции, модернизации производства. Этот показатель отражает период, в течении которого возникающие в результате экономия и дополнительная прибыль перевесят сумму, затраченную на капитальные вложения.

Экономический эффект от модернизации достигается за счет экономии топлива из-за увеличения КПД и роста платы за мощность, и из-за увеличения установленной мощности.

Оценим экономический эффект по сроку окупаемости проекта, определяемому по формуле (125):

$$T = \frac{K}{\Delta C}, \text{ год} \quad (125)$$

где  $K = 454527$  тыс.руб - капитальные затраты на модернизацию энергоблока;  
 $\Delta C$  – увеличение прибыли, тыс.руб/год.

Экономия текущих затрат можно посчитать по формуле (126):

$$\Delta C = C_2 - C_1, \text{ тыс.руб / год.} \quad (126)$$

где  $C_1$  – текущая прибыль до реконструкции, тыс.руб/год;  
 $C_2$  – ожидаемая прибыль после реконструкции, тыс.руб/год.

Текущую прибыль электростанции можно рассчитать по формуле (127):

$$C_1 = (N_{\text{ср.мес}} \cdot T_{\text{моиц}} + P \cdot T_{\text{выр}}) \cdot 12 \cdot 10^{-3}, \text{ тыс.руб / год} \quad (127)$$

где  $N_{\text{ср.мес}}$  - среднемесячная выработка электроэнергии;

$P$  - среднемесячная нагрузка электростанции(мощность);

$T_{\text{моиц}}$  - тариф за мощность;

$T_{\text{выр}}$  - тариф за электроэнергию.

$$C_1 = (289 \cdot 800000 + 208080 \cdot 1000) \cdot 12 \cdot 10^{-3} = 5271360 \text{ тыс.руб / год}$$

Ввиду того, что после выполнения реконструкции энергоблок №1 станет вырабатывать электроэнергии и мощности на 0,25% больше, текущую прибыль можно посчитать по следующей формуле (128):

$$C_2 = C_1 \cdot 1,025, \text{ тыс.руб / год} \quad (128)$$

$$C_2 = 5271360 \cdot 1,025 = 5403144 \text{ тыс.руб / год}$$

$$\Delta C = 5403144 - 5271360 = 131784 \text{ тыс.руб / год}$$

$$T = \frac{454530}{131784} = 3,4 \text{ года}$$

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		87

Вывод: в настоящее время нормативный срок окупаемости проектов должен быть не более 5 лет. Срок окупаемости данного проекта составляет 3 года и 4 месяца, следовательно, провести модернизацию энергоблока № 1 Южноуральской ГРЭС – 2 будет экономически целесообразно и выгодно для компании.

## 10.2 Качественный анализ вариантов

STEEP-анализ – одна из методик анализа ситуации в процессах стратегического и маркетингового планирования. STEEP — аббревиатура от Social (Социальные), Technological (Технологические), Economical (Экономические), Environmental (Экологические), Political (Политические) факторы

STEEP-анализ — анализ факторов, влияющих или способных оказать влияние на проект в разрезе социальных, технологических, экономических, экологических и политических факторов. Метод заключается в разбиении (анализе) всего потока факторов внешнего окружения по наиболее значимым группам [30].

На рисунке 10.1 представлена модель «7S» Мак Кинси, показывающая влияние внешних и внутренних факторов, действующих на предприятие.

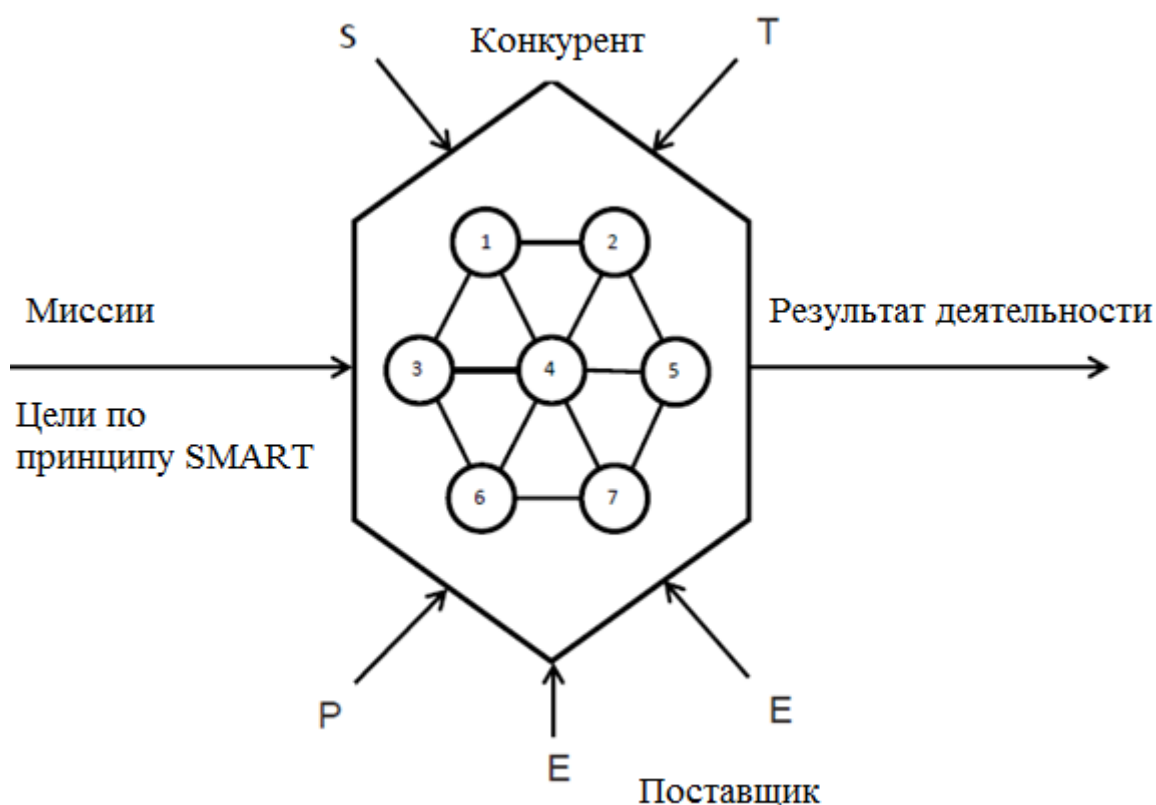


Рисунок 10.1 - Модель «7S» Мак Кинси



Цифры на рисунке 10.1 обозначают следующее:

- 1 - принятие управленческих решений;
- 2 - стили руководства;
- 3 - организационные структуры;
- 4 - организационные культуры;
- 5 - управление персоналом;
- 6 - стратегическое планирование;
- 7 - операционные подсистемы.

Рассмотрим влияние внешних факторов (STEEP – факторов) на деятельность Южноуральской ГРЭС - 2.

S (социальные факторы):

- рост численности специалистов с высшим образованием;
- необходимость создания новых рабочих мест с целью уменьшения безработицы в регионе.

T (технологические факторы):

- новое современное оборудование и огромное его разнообразие;
- новые технологии на рынке.

E (экономические факторы):

- выполнение обязательств по программе ДПМ;
- повышение цен на отпускаемую электроэнергию;
- рост налогов и пошлин приводит к увеличению цен на сырье;
- высокие процентные ставки по банковским кредитам.

E (экологические факторы):

- необходимость утилизации высокотемпературных выхлопов за газовыми турбинами.

P (политические факторы):

- необходимость снижения вредных выбросов в рамках экологических программ государства;
- ужесточение норм по вредным выбросам в атмосферу;
- низкая государственная поддержка строительства новых энергетических объектов, не попадающих под программу ДПМ;
- принятие закона об энергосбережении.

Конкуренты: присутствие нескольких энергетических компаний в регионе с высокой конкурентоспособностью.

Поставщики: надежные поставщики оборудования, дешевый поставляемый газ.

Вывод: Проведя STEEP – анализ, можно сказать, что на работу Южноуральской ГРЭС – 2 наибольшее влияние оказывает экономический фактор.

SWOT – это метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		89

SWOT - это один из самых распространенных видов анализа в стратегическом управлении. SWOT - анализ позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны проекта, а также потенциальные возможности и угрозы проекта [30].

- **Сильные стороны (Strengths)** – преимущества предприятия;
- **Слабости (Weaknesses)** – недостатки предприятия;
- **Возможности (Opportunities)** – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;
- **Угрозы (Threats)** – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

Проведен SWOT-анализ вариантов до модернизации энергоблока №1 и после. Результаты SWOT-анализа до реконструкции представлены в таблице 10.3. Проанализировав эту таблицу, можно сделать вывод о необходимой реконструкции энергоблока №1.

В таблице 10.4 приведены результаты SWOT-анализа после реконструкции энергоблока №1. По ней можно наглядно посмотреть все плюсы для бизнеса после проведения реконструкции.

По проведённому анализу можно определить сильные и слабые стороны проекта, а также посмотреть потенциальные возможности и угрозы для проекта. Проведенный анализ показал, что у проекта имеется больше сильных сторон, чем слабых. Также можно увидеть, что возможностей гораздо больше чем угроз.

Таблица 10.3 – SWOT–анализ энергоблока №1 Южноуральской ГРЭС – 2 до модернизации

<p><b>S:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Отсутствие затрат на капитальное строительство;</li> <li>- Нет необходимости заниматься организацией реконструкции;</li> <li>- Нет необходимости останавливать энергоблок для реконструкции и тем самым упускать экономическую прибыль.</li> </ul>	<p><b>W:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Получение меньшей выгоды от использования программы ДПМ;</li> <li>- Не в полной мере используемый потенциал существующего оборудования;</li> <li>- Повышенные затраты на производство ввиду сниженного КПД.</li> </ul>
<p><b>O:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Спрос на электроэнергию;</li> <li>- Конкурентноспособная цена на электроэнергию.</li> </ul>	<p><b>T:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Снижение затрат на производство у конкурентов;</li> <li>- Рост цен на топливо.</li> </ul>

До реконструкции у предприятия наблюдаются серьёзные угрозы для бизнеса, связанные со снижением конкурентноспособности продукции на рынке.

Таблица 10.4 – SWOT–анализ энергоблока №1 Южноуральской ГРЭС – 2 после модернизации

<p><b>S:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Участие станции в программе ДПМ;</li> <li>- Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы;</li> <li>- Достаточно быстрая окупаемость проекта;</li> <li>- Высокий уровень автоматизации производства;</li> <li>- Увеличение межремонтного интервала;</li> <li>- Новое, современное оборудование.</li> </ul>	<p><b>W:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Затраты на разработку проекта;</li> <li>- Затраты на внедрение проекта;</li> <li>- Необходимость долгосрочной остановки оборудования на реконструкцию;</li> </ul>
<p><b>O:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Обязательства государства перед компанией в рамках ДПМ;</li> <li>- Спрос на электроэнергию;</li> <li>- Применение новых технологий и оборудования, существующих на рынке;</li> </ul>	<p><b>T:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Высокий и нестабильный курс валют;</li> <li>- Высокий процент по кредитам на реконструкцию;</li> <li>- Необходимость привлечения специалистов из-за рубежа для реализации проекта.</li> </ul>

Вывод: Рассмотрев SWOT-анализ проекта до реконструкции и после по наличию сильных и слабых сторон, можно сделать вывод, что проект по реконструкции является целесообразным, так как имеет больше сильных сторон и больше факторов внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке.

### 10.3 Планирование целей предприятия и проекта

В 50-е годы Питер Друкер сформулировал суть менеджмента таким образом: управление – это не пассивное реагирование на внешние импульсы, а развитие компании на основе постановки и достижения целей. В то время менеджеры концентрировались в основном на процессах и функциях, и мнение Друкера о том, что менеджмент должен начинаться с определения целей и только после этого переходить к функциям, процессам и взаимодействиям, было новым и непривычным. Хорошо сформулированные цели и задачи – одна из главных составляющих успеха любого предприятия.

#### 10.3.1 Пирамида целеполагания предприятия

Целеполагание – это совершение выбора либо одной, либо нескольких целей с определением параметров позволительных отклонений для контроля над

процессом реализации идей. Это своеобразная первичная стадия управления, которая предусматривает постановку главной цели или комплекса целей, соответствующих назначению, стратегическим инструкциям и характером задач, которые нужно разрешить.

На рисунке 10.2 представлена пирамида целеполагания для предприятия АО «Интер РАО – Электрогенерация». Она является владельцем Южноуральской ГРЭС – 2 и входит в состав компании ПАО «Интер РАО».

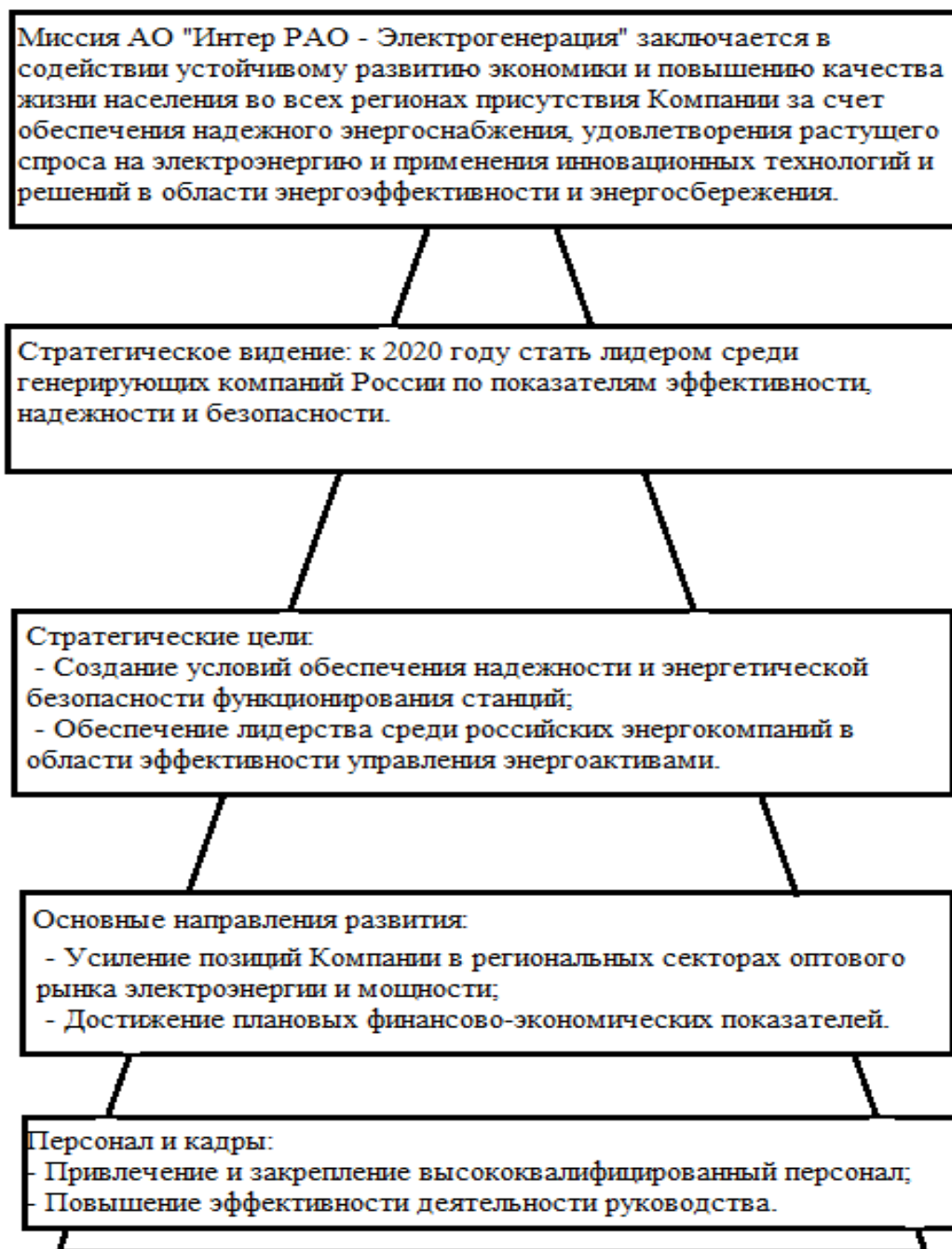


Рисунок 10.2 - Пирамида целеполагания компании



1. Обязательства, определенные договором предоставления мощности – в рамках программы ДПМ компания обязана предоставить определенную мощность по льготной цене. Если компания не выполнит обязательства, она будет оштрафована;

2. Наличие собственных финансовых средств – так как компания Интер РАО является одним из лидеров отечественной энергетики, у неё есть возможность инвестировать собственные средства в проект, тем самым нет необходимости платить большие проценты по кредитам;

3. Удешевление производства электроэнергии и увеличение выработки – после выполнения реконструкции вырастит единичная мощность станции и сократится удельный расход условного топлива, тем самым сократится себестоимость;

4. Увеличение межремонтного периода основного оборудования – это позволит сократить расходы на ремонт, так как ремонтов будет меньше;

5. Новое высокоэкономичное и экологичное оборудование – увеличится КПД станции и сократятся вредные выбросы в атмосферу.

Сдерживающие силы:

1. Высокий и нестабильный курс валют – так как оборудование на Южноуральской ГРЭС установлено импортного производства, его цена напрямую зависит от курса валют;

2. Необходимость остановки энергоблока на длительный срок для модернизации – так как процесс реконструкции займет время, энергоблок будет простаивать, что отрицательным образом скажется на бизнес-плане компании.

Потенциал изменений:

1. Наличие объекта ДПМ – чем больше установленная мощность электростанции, тем больше выплат за мощность по договору ДПМ;

2. Наличие опыта работы по строительству новых энергообъектов – так как компания Интер РАО за последнее время ввела в эксплуатацию много нового генерирующего оборудования, у неё появился очень большой опыт по организации строительства или реконструкции.

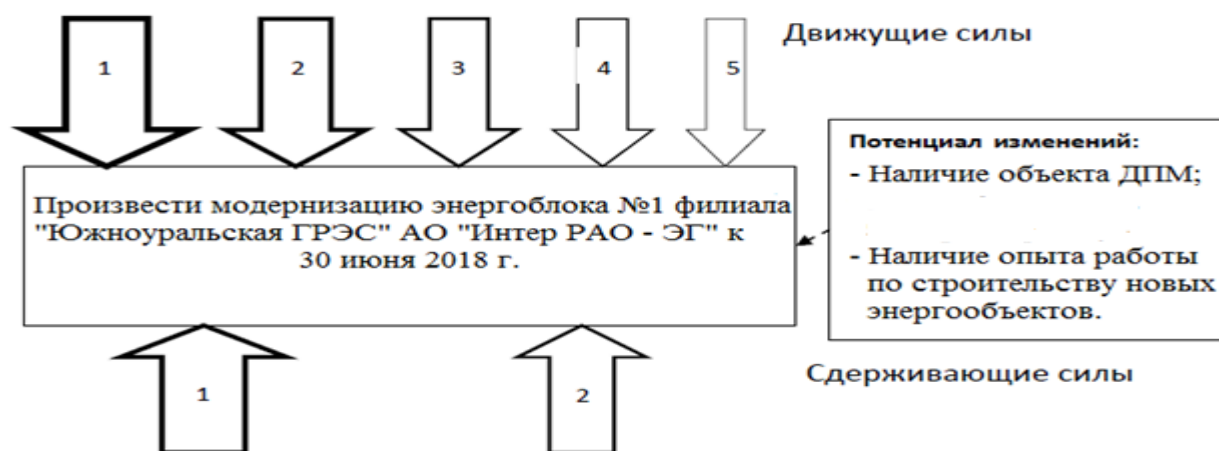


Рисунок 10.4 - Поле сил К. Левина

**ВЫВОД:** Движущие силы преобладают над сдерживающими, следовательно реализация данного проекта является вполне достижимой задачей.

### 10.3.4 Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта)

График Ганта позволяет визуально оценить последовательность задач, их относительную длительность и протяженность проекта в целом, сравнить планируемый и реальный ход выполнения задач, детально проанализировать реальный ход выполнения задач. На графике отображаются интервалы времени, в течение которых задача выполнялась, была приостановлена, возвращалась на доработку и т.д. В таблице 10.5 представлен график Ганта для проекта по модернизации блока.

Таблица 10.5 – График Ганта

Этапы работы	Ответственный	Кол-во испол.	Продолжительность						
			2017г.	2018г.					
			12	01	02	03	04	05	06
Разработка проектной документации	ПТО								
Приобретение необходимых материалов и оборудования	ПТО, Финансовый отдел								
Демонтаж оборудования	Подрядная организация								
Монтаж и наладка нового оборудования	Подрядная организация								
Производство приемо-сдаточных испытаний	Подрядная организация, персонал «Siemens»								

### 10.4 Основные технико-экономические показатели проекта

После проведения реконструкции энергоблока №1 получен следующий экономический эффект:

1. Прибыль компании увеличилась на 131 784 тыс.руб/год. за счет увеличения установленной мощности энергоблока и увеличения КПД;

2. Экономия текущих затрат на промывку компрессора составила 8 170 тыс.руб/год за счет уменьшения числа промывок компрессора.

По результатам расчета для реконструкции энергоблока необходимо привлечения инвестиций в размере 454 530 тыс.руб. Расчетный срок окупаемости данного инвестиционного проекта составляет 3 года и 4 месяца.

Инвестиционный проект считается выгодным для компании, если срок окупаемости будет составлять 5 лет и менее. По результатам данного технико-экономического расчета проект по реконструкции энергоблока №1 Южноуральской ГРЭС – 2 является экономически привлекательным.

В таблице 10.6 представлены основные показатели технико-экономического расчета проекта по реконструкции.

Таблица 10.6 – Техничко-экономические показатели проекта

Показатель	Единицы измерения	Величина
1. Капитальные затраты, в том числе:		
• реконструкция ГТ и компрессора	тыс.руб	453 530
• реконструкция КВОУ (замена фильтров)	тыс.руб	1 000
2. Экономия текущих затрат за счет установки новых, энергоэффективных фильтров	тыс.руб/год	8 170,08
3. Увеличение прибыли после реконструкции	тыс.руб/год	131 784
4. Срок окупаемости проекта	год	3,4



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы на тему: «Реконструкция энергоблока №1 филиала «Южноуральская ГРЭС – 2» АО «Интер РАО – Электрогенерация», был предложен вариант реконструкции энергоблока который предусматривает: реконструкцию газовой турбины SGT5 – 4000F производства «Siemens» до версии SP 7; замену старых фильтрующих элементов на новые, энергоэффективные фильтра производства компании EMW Filtertetechnik GmbH HERA.

В работе выполнен тепловой расчет котла на новые параметры, посчитан срок окупаемости проекта. Такая реконструкция позволит получить увеличение мощности энергоблока на 12 МВт, увеличение КПД установки на 0,25%. Также возрастет межремонтный интервал с 25 000 эквивалент часов до 33 000 эквивалент часов и повысится температура газов за турбиной на 8 °С. Расчеты показали, что увеличение параметров газовой турбины не критичны для котла-утилизатора, и, следовательно, его замена не требуется.

Также в работе предусмотрены мероприятия по обеспечению комфортных и безопасных условий труда для обслуживающего персонала. Обеспечение безопасности труда является одной из приоритетных задач компании Интер РАО. Кроме того, для обеспечения экологической безопасности выполнен расчет вредных выбросов окислов азота.

Целью модернизации энергоблока Южноуральской ГРЭС – 2 компанией Интер РАО является увеличение КПД электростанции, уменьшение ее текущих затрат и, следовательно, увеличение прибыли. Данная работа подтверждает, что эта цель легко достижима. Согласно расчетам данный проект окупится уже через 3 года и 4 месяца, что является очень хорошим показателем на сегодняшний день.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		97

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации.
2. Под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. том 1 под редакцией проф.А.Д.Трухня // Основы современной энергетики. В 2-х томах. — М.: Издательский дом МЭИ, 2008
3. Мунц, В.А. Энергосбережение в энергетике и теплотехнологиях: конспект лекций / В.А. Мунц. –Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2006.
4. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов/ С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. – М.: Издательство МЭИ, 2006.
5. Котлы-утилизаторы и котлы энерготехнологические (отраслевой каталог) / НИИИНФОРМЭНЕРГОМАШ. М., 1985.
6. Каталог-справочник Подольского машиностроительного завода.
7. Catalog «Horizontal & Vertical HRSGs» “СMI ENERGY” 2008. 8 с.
8. [www.irrao.ru](http://www.irrao.ru) – официальный сайт ПАО «Интер ПАО»
9. Проектная документация – Строительство энергетического комплекса «Южноуральская ГРЭС-2» .
10. EN 779: 2012 “Particulate air filters for general ventilation”.
11. <http://www.aozio.ru/> официальный сайт Подольского машиностроительного завода.
12. Мунц, В.А. – Поверочный расчет котлов–утилизаторов: Методическое руководство к курсовой работе по дисциплинам «Вторичные энергоресурсы», «Энергосбережение в энергетике и теплотехнологиях» / В.А. Мунц, Е.Ю. Павлюк. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2001.
13. i-S диаграмма воды и водяного пара.
14. Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Н.В. Кузнецов, В.В Митор М: СПб., НПО ЦКТИ, 1998.
15. Ведерникова, М. И. Расчет пластинчатых теплообменников: Методические указания (для курсового и диплом. проектирования) для студентов очной и заоч. форм обучения / М. И. Ведерникова, В. С. Таланкин ; Урал. гос. лесотехн. ун-т. – Екатеринбург : УГЛТУ, 2008.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		98

16. Alfa Laval – Plate Heat Exchanger: technical data T20 – 2 с.
17. Хрусталеv, Б. М. Теплоснабжение и вентиляция: учебное пособие/ Б. М. Хрусталеv, Ю. Я. Кувшинов. – Москва: Издательство ассоциации строительных вузов, 2008.
18. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2012.
19. СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование. – М.: Изд-во стандартов, 2012.
20. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов/ Е.Я. Соколов. – 7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2009.
21. Кириллов, В.В. Лекции по курсу «Источники и системы теплоснабжения».
22. Григорьев, В.И. Справочник энергетика / В.И. Григорьев. М: Колосс, 2006.
23. Грибанов А.И. Расчет дымовой трубы - Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по дисциплине: «Вопросы экологии при эксплуатации теплоэнергетического оборудования» / А.И. Грибанов – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008.
24. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.- М.: Изд-во стандартов, 2004.
25. ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. М.: Изд-во стандартов, 2007
26. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
28. ГОСТ Р 12.3.047-98 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
29. Приказ Минтруда России от 17 августа 2015 года №551н. Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок.
30. Алабугин, А. А. Производственный менеджмент в энергетике предприятия: учебное пособие для студентов вузов/ А. А. Алабугин, Р. А. Алабугина– Челябинск, 2003.
31. Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник для студентов вузов/ В. С. Плетнев. - М.: Высшая школа, 2007.
32. Eurovent 4/11-2001 “Energy efficiency classification of air filters for general ventilation purposes”.

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		99

33. ГОСТ Р ЕН 779-2007. Фильтры очистки воздуха общего назначения. М.: Стандартиформ, 2008.
34. ГОСТ Р ЕН 14799-2013. Фильтры воздушные для общей очистки воздуха. М.: Стандартиформ, 2013.
35. Жохов В.Л., Шрот Т., Канга М. Обеспечение качественной фильтрации воздуха ГТУ // Газотурбинные технологии. 2007. № 7. С. 22–28.
36. Круговых Д.Е.- руководитель проектов. Отчетный анализ эксплуатационных издержек, связанных с загрязнением элементов проточной части осевого компрессора ГТУ SGT5-4000F Siemens.
37. Жохов В.Л., Влияние энергоэффективности воздушных фильтров на выработку электроэнергии газотурбинных установок отечественных ТЭС. ОАО «Интер РАО», 2015.
38. Тарифы на газ, электроэнергию и воду за 2017г для предприятий – <http://www.forexcity.ru/information/zkh/%D1%81helyabinsk.html>

					13.04.01.2018.330.11. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		100