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

Институт **Энергетический**
Направление подготовки **Теплоэнергетика и теплотехника**
Кафедра **Теоретической и промышленной теплотехники**

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы

Определение необходимых и достаточных условий эксплуатации подшипников скольжения автономных энергоустановок типа Ormat в условиях Сибири и Дальнего Востока

УДК 621.1.016.4:621.039.526
Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Г	Бек Александр Сергеевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер-исследователь	Высокоморная Ольга Валерьевна	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Попова С.Н.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Василевский М.В.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Теоретической и промышленной теплотехники	Кузнецов Г.В.	д.ф-м.н.		

Томск – 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт **Энергетический**
Направление подготовки (специальность) **Теплоэнергетика и теплотехника**
Кафедра **Теоретической и промышленной теплотехники**

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ТПТ
_____ ____ _Кузнецов Г.В.___
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группы	ФИО
5БМ4Г	Бек Александру Сергеевичу

Тема работы:

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМЫХ И ДОСТАТОЧНЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДШИПНИКОВ СКОЛЬЖЕНИЯ АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК ТИПА ORMAT В УСЛОВИЯХ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА	
Утверждена приказом ректора (номер, дата)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования – автономная энергоустановка – мини-ТЭС. Предмет исследования – влияние внешних и внутренних условий эксплуатации на процесс конденсации органического теплоносителя на стадии смазывания подшипников скольжения турбогенератора при эксплуатации в климатических условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока России.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Проведение анализа научных публикаций по тематике: применение автономных источников энергии на предприятиях добывающей промышленности. Определение характеристик надежности функционирующих с применением органических теплоносителей мини-ТЭС с применением методов

	математической статистики и результатов численного моделирования. Анализ теплофизических характеристик теплоносителя мини-ТЭС для определения необходимых и достаточных условий эксплуатации подшипников скольжения, позволяющих снизить число аварийно-технических происшествий на предприятиях газовой промышленности по причине механической неисправности турбоагрегата. Разработка рекомендаций для повышения надежности мини-ТЭС в условиях эксплуатации Восточной Сибири и Дальнего Востока.
Перечень графического материала	Презентация

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Попова Светлана Николаевна
«Социальная ответственность»	Василевский Михаил Викторович
«Раздел на английском языке»	Крайнов Александр Валерьевич

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Введение
Обзор автономных энергогенерирующих установок на территории удаленной от централизованного энергоснабжения
Анализ интегральных показателей надёжности мини–ТЭС удаленных линейных объектов газотранспортной системы России
Заключение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	23.09.2014г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер-исследователь	Высокоморная Ольга Валерьевна	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Г	Бек Александр Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 137 страниц, 35 рисунков, 13 таблиц, 53 источника, 2 приложения.

Ключевые слова: автономное энергоснабжение, мини–ТЭС, надежность, характеристики надежности, органический теплоноситель, конденсация, подшипники скольжения.

Объектом исследования является автономная энергоустановка – мини–ТЭС с органическим циклом Ренкина.

Цель работы – анализ влияния внешних и внутренних условий эксплуатации на основные характеристики надежности работы автономного источника энергоснабжения газопроводов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В процессе исследования проводились расчеты для определения основных характеристик надежности автономного источника энергоснабжения, а также необходимых параметров рабочего для надежной работы мини–ТЭС, численное моделирование процесса конденсации рабочего вещества в соответствующем узле энергоустановки.

В результате исследования определены характеристики надёжности работы мини-ТЭС, влияние различных факторов (мощности энергоустановки, температуры наружного воздуха) на характеристики надежности (времени наработки на отказ, интенсивности отказов, параметра потока отказов) при конденсации рабочего вещества в трубках конденсатора мини–ТЭС.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010, Microsoft Excel 2010 и редакторе формул Math Type, для расчетов использовалась программы Math Works MATLAB 10.

Введение

Тенденцией развития энергетики, как в Мире, так и в России является постоянное внедрение новых технологий, оптимизация и модернизация старых.

Энергообеспечение промышленных предприятий является важнейшим фактором бесперебойного и эффективного их функционирования [1–2]. В основном энергоснабжение объектов промышленности осуществляется от централизованной энергосистемы, такие источники по праву имеют массу положительных качеств, однако не всегда выгодно и целесообразно их использовать. В частности, нецелесообразно использовать централизованные источники энергии в географически удаленных точках России. Это обусловлено большой себестоимостью возведения крупных источников энергии, транспортной системы, а также большими энергопотерями при транспортировке теплоносителя/электроэнергии до потребителя [4–5]. В связи с этим предприятия, испытывающие потребность в эксплуатации удаленных объектов, должны найти альтернативный источник, способный вырабатывать качественную электроэнергию. Зачастую с такой ситуацией сталкиваются компании, основным назначением которых является добыча, транспортировка газа и нефти, предоставление услуг связи.

Территория Восточной Сибири и Дальнего Востока содержит большое количество залежей углеводородов, расположенных в труднодоступных географических местах. Предприятия, эксплуатирующие на этой территории свои объекты, сталкиваются с проблемой выбора автономного источника, который позволял бы в конкретных климатических условиях осуществлять подачу необходимой для реализации технологического процесса электрической энергии [2–3]. Учитывая огромные запасы ресурсов в недрах нашей страны, автономная энергетика имеет большие перспективы развития.

Глобальные энергетические компании ИНК (интегрированная нефтегазовая компания) Роснефть, ОАО «Новатэк», ПАО «Газпром» и др., основным направлением деятельности которых является добыча, транспортировка, хранении и переработка нефти и газа, эксплуатируют большое количество энергоустановок с различной мощностью в географически удаленных точках России. В частности, для обеспечения бесперебойного снабжения удаленных объектов электрической и тепловой энергией используются энергоустановки мини-ТЭС (тепловая электростанция).

Большинство аварийно-технических происшествий в работе когенерационных установок (установки, вырабатывающие и тепловую, и электрическую энергию), установленных на территории Дальнего Востока и Восточной Сибири, связано с неприспособленностью к эксплуатации в сложных климатических условиях (с изменяющейся температурой наружного воздуха от – 50 ^{0}C до + 50 ^{0}C). Неподготовленность установок к работе в таких условиях обусловлена тем, что параметры наружного воздуха Восточных регионов России резко отличаются от параметров, при которых испытывались эти установки. Проблема заключается в том, что подавляющее большинство энергоустановок, расположенных на Восточных территориях России, собраны и приобретены в зарубежных странах и не совсем адаптированы к эксплуатации в условиях рассматриваемых регионов. В связи с этим для оптимизации технологического процесса работы мини-ТЭС необходимы изменения в настройках параметров энергоустановки, заданных под конкретные условия эксплуатации. Если изменение параметров не приводит к оптимизации процесса работы, то следует внести изменения в конструкцию турбоагрегатов.

Одним из наиболее часто встречающихся аварийно-технических происшествий является внеплановый отказ мини-ТЭС по причине перегрева рабочего вещества в конденсаторе. Рабочая жидкость, не

успевшая охладится до необходимых параметров (указанных заводом-изготовителем), является причиной для выхода из строя основных элементов установки мини-ТЭС. Исследование первопричин возникновения технических происшествий в работе мини-ТЭС является актуальной задачей, решение которой обеспечит повышение надежности и увеличение срока безаварийной эксплуатации энергоустановок.

Цель работы: проведение численных исследований для определения параметров рабочего вещества мини-ТЭС на стадии смазывания подшипника скольжения турбогенератора при эксплуатации в климатических условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока России.

Для достижения поставленной цели предлагается решение следующих задач:

1. Анализ научных публикаций по тематике исследования.
2. Актуализация технических происшествий в работе мини-ТЭС в период с 2012 по 2015 гг.
3. Определение локальных и комплексных показателей надёжности работы мини–ТЭС связанной с механической неисправностью подшипника скольжения.
4. Определение с применением численного моделирования зависимостей температуры рабочего вещества на входе в пространство между валом и подшипником от внешних (температура наружного воздуха) и внутренних (мощность энергоустановки) факторов, при которых функционирует мини–ТЭС.
5. Определение режимов работы мини–ТЭС, при которых существует риск возникновения отказов вследствие предельной температуры на подшипниках.
6. Определение альтернативного рабочего вещества, параметры которого обеспечат наименьший риск возникновения отказов в работе когенерационной установки.

7. Разработка рекомендаций по повышению надежности работы мини–ТЭС в условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока России.

Объект исследования – автономная энергоустановка – мини–ТЭС с органическим циклом Ренкина.

Предмет исследования – влияние внешних и внутренних условий эксплуатации на процесс конденсации органического теплоносителя на стадии смазывания подшипников скольжения турбогенератора при эксплуатации в климатических условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока России.

Научная новизна работы: впервые будут определены режимы работы мини–ТЭС (диапазон значений температуры внешней среды и выходной мощности), провоцирующие возникновение отказов в работе установки по причине механической неисправности турбоагрегата (заклинивание турбины на валу) в условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Практическая значимость:

- информация о режимах работы установки в области повышенного риска возникновения отказов установки позволит разработать рекомендации по снижению количества аварийных технических происшествий в работе мини–ТЭС;
- полученные сведения о параметрах альтернативного рабочего вещества помогут подобрать наиболее подходящее вещество для использования в работе мини–ТЭС;

1. Обзор автономных энергогенерирующих установок на территории удаленной от централизованного энергоснабжения

В настоящее время большое внимание уделяется проблемам эксплуатации децентрализованных источников энергии, используемых для снабжения тепловой и электрической энергией конечных потребителей. В основе работы таких установок лежат как традиционные источники энергии, так и нетрадиционные. Подробные данные об использовании нетрадиционных источниках энергии (энергия Солнца, ветра и т.д.) представлены в работах [6–18]. На сновании представленных материалов можно сделать вывод, что использование ветроэнергетических устройств и солнечных панелей малоэффективно на территории с резкоменяющимся климатом, а вырабатываемое количество энергии крайне нестабильно, что недопустимо для обеспечения бесперебойной работы технологического оборудования.

В работах [9–28] широко представлена информация об автономных источниках энергии, использующих потенциал прямого преобразования химической энергии топлива в электрическую энергию. Основной составляющей таких установок является топливный элемент (в частности, низкотемпературные элементы со свободным и связанным щелочным электролитом и топливным элементом с твердополимерной ионообменной мембраной), а так же водород или кислород, запас которых проблематично обеспечить в удаленных точках нашей страны. Данная проблема препятствует использованию безаварийной эксплуатации таких типов установок, однако не исключает такой возможности [27–28].

Наиболее часто используются традиционные энергоустановки, работающие на углеводородах (продукты переработки нефти, природный газ). Такой способ организации энергообеспечения объектов, удаленных от централизованной энергосистемы, является наиболее оптимальным на территории Восточной России в связи с большими запасами органического топлива [29–41].

Современная газовая и нефтяная промышленность России использует большое количество мини-ТЭС на органическом топливе в различном исполнении, которые можно классифицировать [42]:

- Газовая микротурбина;
- Газопоршневой агрегат;
- Паровой котел с паровой турбиной;

Каждая из перечисленных выше технологий имеет свои положительные и отрицательные качества. Такие качества и определяют область возможности и эффективности их применения в той или иной сфере промышленности, в тех или иных климатических условиях.

Мини-ТЭС на основе газовой микротурбины имеет в своем составе лишь одну вращающуюся делать – вал, на котором расположен электрогенератор, турбина и компрессор. Конструктивная особенность такой установки выражается в отсутствии редуктора или каких-либо иных механических приводов. В качестве смазывающего веществ не используется масло, что упрощает эксплуатацию подшипников [43]. Такой вид установки использует компания «Capstone Turbine Corporation» (рис. 1.1), которая зарекомендовала себя в мире как установку с довольно большим КПД – до 35%. Однако применение такой энергогенерирующей установки на объектах газовой и нефтяной промышленности не оправдано, в связи с необходимостью изменения вырабатываемой мощности в широком диапазоне. Изменения мощности ведёт к снижению КПД энергоустановки.

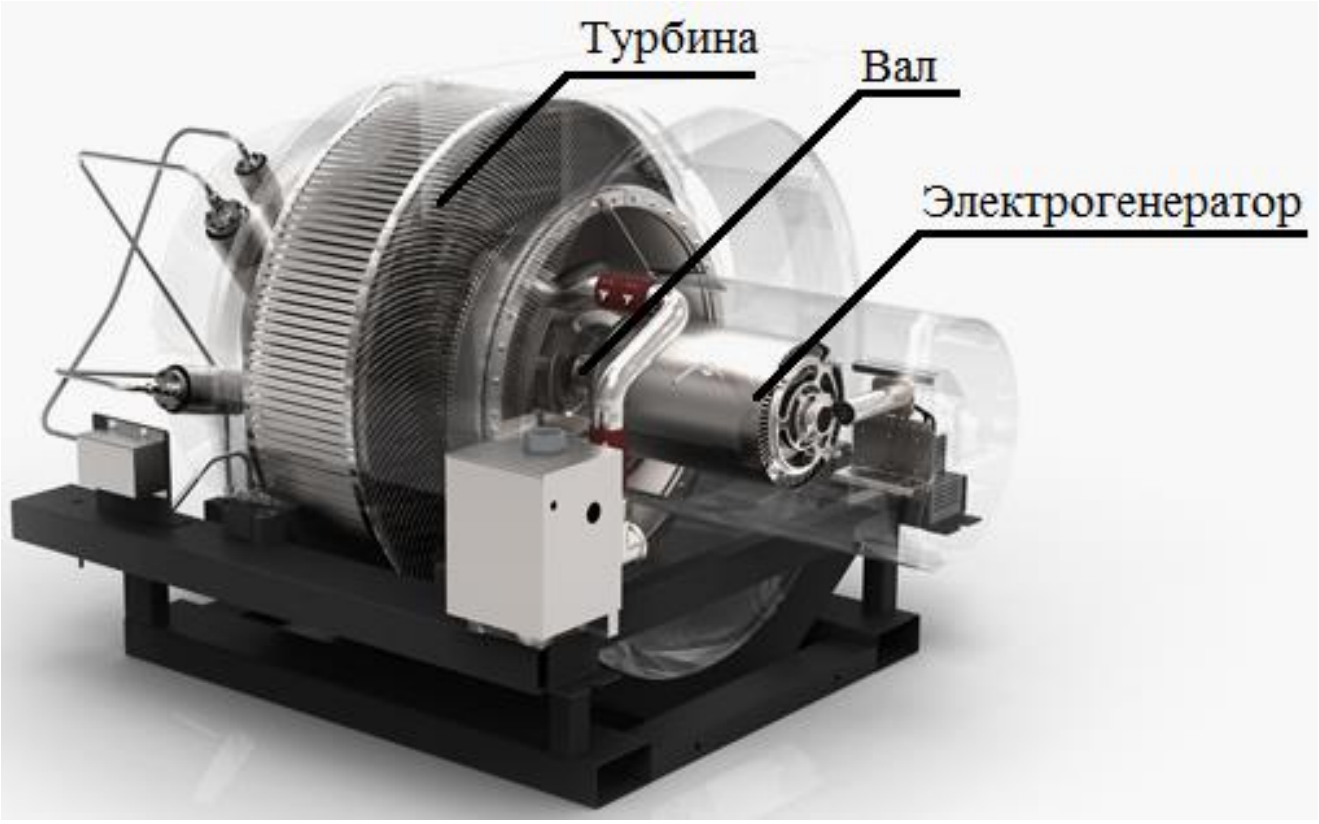


Рисунок 1.1 – Внешний вид микротурбины «Capstone»

Применение газопоршневых установок (ГПУ) объясняется следующими преимуществами: ГПУ имеет достаточно большую продолжительность работы (20-30 лет), имеет меньшую чувствительность к частым пускам и остановкам. ГПУ в отличие от газотурбинных установок менее зависит от температуры окружающего воздуха, так же одним из основных плюсов является незначительное снижение КПД при снижении электрической нагрузки в диапазоне регулирования, общий КПД же составляет около 40 %. Конструкция газопоршневой установки напоминает конструкцию двигателя внутреннего сгорания. Принцип действия заключается в расширении сгораемого топлива, при котором выделившаяся энергия сообщается поршню. В конечном счете, механическая энергия сообщается электрогенератору, который вырабатывает электрическую энергию. Внешний вид ГПУ представлен на рис. 1.2.

Рисунок 1.2 – Внешний вид ГПУ

Подавляющее большинство энергогенерирующих установок, эксплуатирующихся на территории Дальнего Востока и Восточной Сибири, работают по циклу Ренкина. Примером такой установки является разработка израильской компании «Ormat». Этот источник энергоснабжения полностью автоматизирован, использует в качестве топлива транспортируемое по газопроводу сырьё и характеризуется длительными межремонтными периодами при эксплуатации в проектных условиях. Использование такой установки достаточно удобно для газовых и нефтяных компаний, поскольку природный газ является продуктом их основной деятельности.

Высокоморный В.С. в своих работах [44–46] говорит о том, что газовая компания ПАО «Газпром» эксплуатирует на территории России более 100 мини-ТЭС малой мощности с замкнутым термодинамическим циклом, а в связи со строительством новых газопроводов количество установок растет ежегодно. Внешний вид такой мини-ТЭС показан на рис. 1.3.

Рисунок 1.3 – Внешний вид мини–ТЭС компании «Ormat»

Однако климатические условия на территории востока России характеризуются значительными перепадами температур воздуха и такие условия эксплуатации являются причиной возникновения нерегламентированных отказов в работе мини-ТЭС, связанных, в частности, с несоответствием температуры рабочего вещества (органическая жидкость), используемого в термодинамическом цикле, проектным значениям. Указанное несоответствие зачастую является причиной отказа мини-ТЭС вследствие высокой температуры на выходе из воздушного конденсатора [1, 6]. Кроме того, конструкция рассматриваемого автономного источника энергоснабжения (рис. 1.3) предусматривает использование в качестве смазывающей подшипник вала турбины жидкости органическое рабочее вещество, возвращаемое в цикл после охлаждения в конденсаторе. В условиях, когда температура направляемой на смазку подшипника жидкости превышает регламентные

значения [5], возникает риск возникновения сбоя в работе турбогенератора установки.

Схема типичной мини–ТЭС представлен на рис. 1.4. Главная горелка 3 нагревает органическую рабочую жидкость в парогенераторе 6. Часть жидкости испаряется и пар, расширяясь, приводит во вращение колесо турбины 8 и соединенный с ним ротор генератора 9. Затем пар поступает в конденсатор 12, где охлаждается и конденсируется. Полученная жидкость возвращается насосом 10 в парогенератор, охлаждая электрогенератор и смазывая подшипники. Цикл повторяется непрерывно до тех пор, пока происходит нагрев рабочей жидкости в парогенераторе.

Турбогенератором вырабатывается трехфазный переменный ток, который затем выпрямляется и фильтруется. Выход постоянного тока регулируется в зависимости от нагрузки энергоустановки за счет автоматического изменения количества топлива, подаваемого в систему зажигания [47].

Газоснабжение мини–ТЭС осуществляется через редуцирующий пункт (являющийся частью энергоустановки, но расположенный в отдельном помещении), основным назначением которого является снижение давления газа с 100 бар (давление может меняться в зависимости от удаленности источника) до выходного значения 1 бар. Подача газа производится двумя потоками через два отдельных 50-микронных фильтра твердых частиц, объединяющихся в общий поток, поступающий в электрический нагреватель. В электрическом нагревателе происходит подогрев газа до температуры выше 0°C (в силу эффекта Джоуля-Томпсона при таком уменьшении давления температура газа понижается на 40°C).

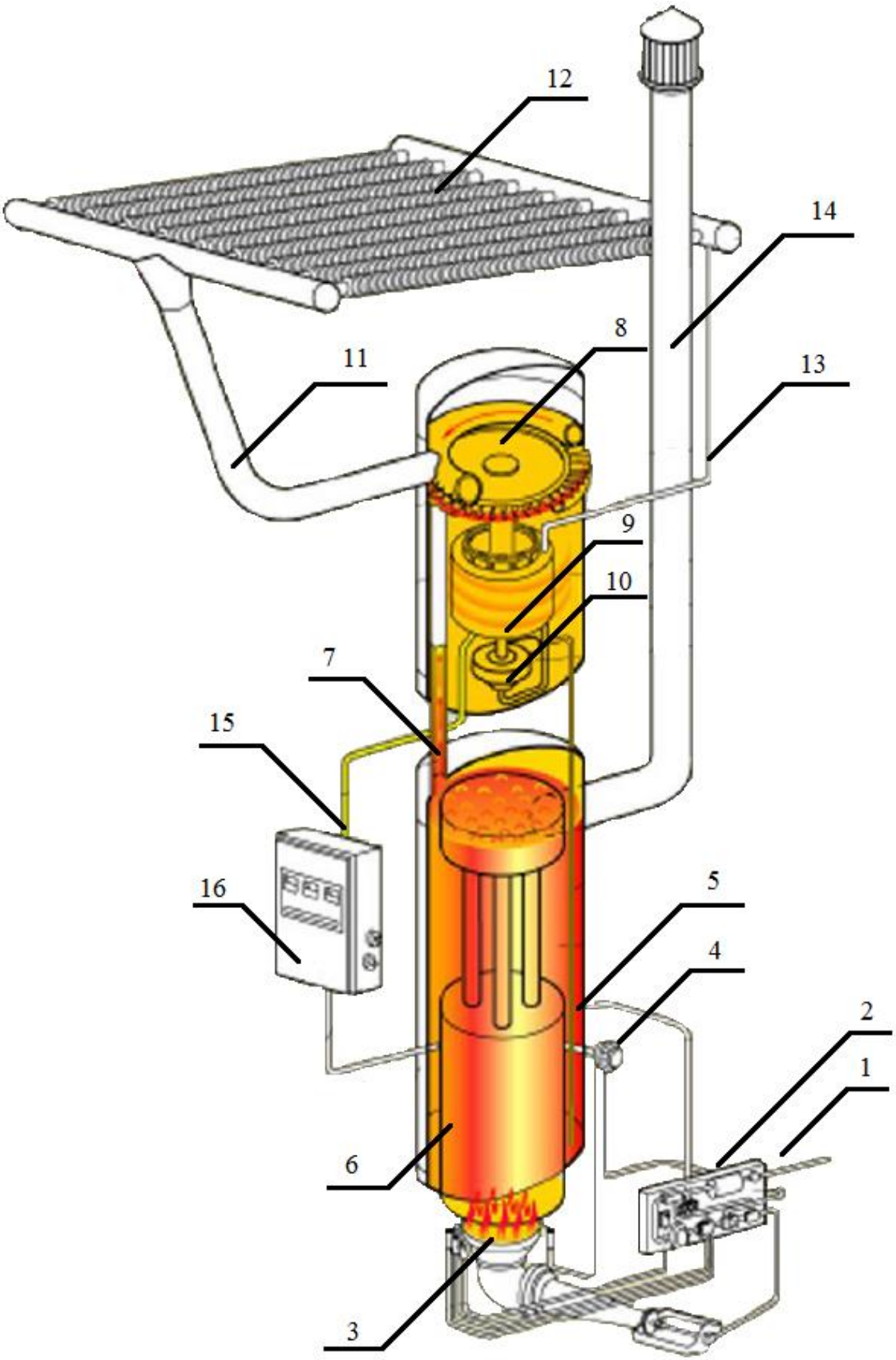


Рисунок 1.4. Схема мини–ТЭС, работающей по замкнутому циклу пара:

1 – магистраль подвода органического топлива; *2* – панель управления подачей горючего; *3* – горелка; *4* – термостат; *5* – органическая жидкость; *6* – парогенератор; *7* – паропровод; *8* – турбина; *9* – генератор переменного тока; *10* – насос; *11* – трубка подачи пара в конденсатор; *12* – конденсатор; *13* – трубка вывода конденсата; *14* – дымовая труба; *15* – кабели входа переменного тока к выпрямителю; *16* – электрический щит

Выходная температура поддерживается равной 2°С, чтобы в случае наличия в газе конденсата не образовывался лед. На выходе из электрического нагревателя поток газа снова разделяется на две части, и каждая проходит через свой редукционный клапан. Далее газ подается в систему зажигания, состоящую из главной и запальной горелок, защитного выключателя, системы ручного и повторного зажигания. Главная горелка выполняет функции источника теплоты для парогенератора. Ее работой (в зависимости от нагрузки на энергоустановку) управляет автоматическая система. Запальная горелка используется для многократного воспламенения главной. Защитный выключатель управляет электромагнитным клапаном подачи газа и приводит в действие термопару, измеряющую температуру пламени запальной горелки (защитный выключатель обеспечивает поток газа к запальной и главной горелкам только при наличии пламени на запальной). Ручная система зажигания вырабатывает электрический разряд для воспламенения запальной горелки (при пуске энергоустановки).

Система автоматического повторного зажигания приводится в действие датчиком ионизации, вырабатывает электрический разряд для повторного воспламенения запальной горелки, если во время работы горение по какой-либо причине прекратилось.

Управление работой всех систем мини–ТЭС в соответствии с запрограммированными алгоритмами выполнения логических операций обеспечивает цифровой блок управления (рис. 1.4).

Выводы по первой главе

По результатам мониторинга публикаций по теме использования децентрализованных энергоустановок для энергоснабжения удаленных технологических объектов нефтяной и газовой промышленности, выявлены преимущества и недостатки различных типов установок, которые и определяют области их применения.

Так благодаря ряду преимуществ мини-ТЭС с органическим циклом Ренкина мне видится наиболее пригодной для эффективной эксплуатации в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока России. Среди основных преимуществ такой установки можно выделить следующие:

- применение органического вещества – дихлорбензола в качестве рабочего вещества;
- возможность работы установки в автоматическом режиме;
- использование в качестве нагрева теплоносителя углеводородного топлива, являющегося основным продуктом деятельности нефтегазовой промышленности, что существенно сокращает расходы на содержание установки;
- наличие длительного межремонтного периода.

Однако необходимо отметить, что наряду с преимуществами мини-ТЭС с органическим циклом Ренкина имеет и недостатки, одним из которых является и низкая адаптивность к эксплуатации в резко меняющихся климатических условиях.

Основные проблемы, возникающие в ходе эксплуатации установки, более подробно рассмотрим в следующем параграфе.

2. Анализ интегральных показателей надёжности мини–ТЭС удаленных линейных объектов газотранспортной системы России

Современные энергогенерирующие установки должны соответствовать большому количеству требований, обеспечивающих бесперебойную и безаварийную работу оборудования, а также определенным параметрам, которые предъявляются для каждой установки индивидуально. Как правило, числовые параметры указываются заводами-изготовителями в паспорте оборудования. Сравнивая параметры заводов-изготовителей с фактическими параметрами установки, можно оценить эффективность использования данной установки, а также предупредить внештатные ситуации, вызванные предельным отклонением фактических параметров от параметров, установленных заводами-изготовителями. Помимо этого, можно оценить на сколько установка приспособлена для эксплуатации в регионе, климатические условия которого значительно отличаются от тех, в которых был спроектирована и испытана энергоустановка. К основным требованиям, предъявляемым к мини-ТЭС, относятся [48–49]:

- *Надежность работы установки*. В большинстве случаев производители установок заявляют большие периоды между плановым техническим обслуживанием, однако по существу приходиться довольно часто сталкиваться с не регламентными работами в межобслуживаемые периоды. Такие внеплановые технические происшествия с установками влияют на заявленную надежность установки. Это можно объяснить использованием данных установок в условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока, которые резко отличаются от условий, в которых был создан данный тип установок (например, производство Израиль).
- *Долговечность работы установки*. Свойство установки сохранять работоспособность до наступления предельного состояния, изменяющая установленную производительность установки.

- *Оптимальная работа мини-ТЭС в когенерационном режиме.* Возможность установки поддерживать оптимальное соотношение вырабатываемой электрической и тепловой энергией, позволяющей обеспечивать функционирование основного технологического оборудования, которое использует эту энергию.

- *Адаптация установки к особым условиям эксплуатации.* Как правило, энергоустановки производятся серийным способом, адаптируемым к номинальным условиям эксплуатации, которые не зависят от географического места использования установки. Учитывая суровые климатические условия удаленных объектов газотранспортной системы России, приходится сталкиваться с большим числом технических происшествий и сбоев. Это связано с неподготовленностью энергоустановки эксплуатироваться в данных условиях.

2.1 Показатели надежности

Для оценки надежности работы мини-ТЭС будем использовать следующие показатели:

Единичные показатели надежности:

Интенсивность отказов – условная плотность вероятности отказа к моменту времени t при условии, что до этого момента отказ элемента не произошел [49]:

$$\lambda = f(t) / P(t), \qquad (2.1.1)$$

где f (t) – плотность распределения случайной величины,

P (t) – вероятность отказов на отрезке времени.

Отсюда следует, что λ(t) характеризует числовое значение надежности в некоторый зафиксированный момент времени [47]. Физическое истолкование этого показателя достаточно простое. Интенсивность отказов λ(t) характеризует вероятность того, что устройство, доработавшее безотказно до момента времени t, откажет в

следующий за ним момент через достаточно малый отрезок времени Δt [50, 51]:

$$\lambda \cong \Delta n / (\Delta t \cdot n), \qquad (2.1.2)$$

где n – число исправных элементов к моменту наступления интервала времени Δt;

Δn – число отказавших элементов за время Δt.

Показателем, характеризующим свойство безотказности, является время наработки устройства на отказ T_0, которое является средним временем работы элемента между отказами [50-52].

Средняя наработка на отказ – отношение суммарной наработки T_p за заданный период времени к среднему числу отказов за этот период [49]:

$$T_0 = T_p / n. \qquad (2.1.3)$$

Параметр потока отказов элементов оценивается числом повреждений (выходом из строя) элементов в единицу времени и определяется как отношение числа отказавших элементов n_0 за период Δτ к общему числу однотипных элементов n. Если за время наблюдений Δt каждый элемент из N наблюдаемых отказал n_i раз, то [50]:

$$\omega = \left[\sum_{i=1}^{N} n_i(t) \right] / (N \cdot \Delta t) = n_{ср}(t) / \Delta t. \qquad (2.2.1.4)$$

где $n_{ср}(t)$ - среднее число отказов до наработки.

Размерность ω, равна отк./год. Принципиальная разница между λ и ω, состоит в том, что в случае ω, число наблюдаемых узлов не зависит от времени, т. к. после отказа происходит восстановление отказавшего узла или замена его новым, если он не восстанавливаемый. Число узлов Ni постепенно уменьшается, поскольку не производится или не учитывается процесс восстановления отказавшего узла [50].

На основании статистических исследований [19] оценим надежность работы мини-ТЭС (101 агрегат) используя единичные показатели надежности для отказов, произошедших в результате механической

неисправности турбоагрегата. Расчет показателей будем производить для трех случаев (ТО – 1, ТО – 2, период эксплуатации с 2012 – 2015 года):

- ТО – 1 наработка до 8000 час:

$$\omega_{\text{ТО}-1} = \frac{14}{101 \cdot 8000} = 1{,}73 \cdot 10^{-5} \text{отказов/ч.}$$

$$\lambda_{\text{ТО}-1} = \frac{14}{(101 - 14) \cdot 8000} = 2{,}01 \cdot 10^{-5} 1/\text{ч.}$$

$$T_{\text{ТО}-1} = \frac{8000}{14} = 571 \text{ ч.}$$

- ТО – 2 наработка до 16000 час:

$$\omega_{\text{ТО}-2} = \frac{20}{101 \cdot 16000} = 1{,}23 \cdot 10^{-5} \text{отказов/ч.}$$

$$\lambda_{\text{ТО}-2} = \frac{20}{(101 - 20) \cdot 16000} = 1{,}54 \cdot 10^{-5} 1/\text{ч.}$$

$$T_{\text{ТО}-2} = \frac{16000}{20} = 800 \text{ ч.}$$

- в период эксплуатации с 2012 по 2015 годы:

$$\omega_{2012-2015} = \frac{40}{101 \cdot 4 \cdot 365 \cdot 24} = 1{,}13 \cdot 10^{-5} \text{отказов/ч.}$$

$$\lambda_{2012-2015} = \frac{40}{(101 - 40) \cdot 4 \cdot 365 \cdot 24} = 1{,}87 \cdot 10^{-5} 1/\text{ч.}$$

$$T_{2012-2015} = \frac{4 \cdot 365 \cdot 24}{40} = 876 \text{ ч.}$$

Полученные данные интенсивности отказов турбоагрегата в результате механической неисправности сопоставимы с аналогичными данными за период 2008-2012 годов, рассмотренных ранее [50]. Совокупность данных за оба периода приведены ниже в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1 – Интенсивность отказов мини–ТЭС в результате механической неисправности в период с 2008 по 2011 года и с 2012 по 2015 года.

Показатель надежности	Вариант наработки на отказ					
	ТО – 1		ТО – 2		Период эксплуатации	
	2008-2011	2012-2015	2008-2011	2012-2015	2008-2011	2012-2015
λ, 1/ч	$2{,}35 \cdot 10^{-5}$	$2{,}01 \cdot 10^{-5}$	$1{,}74 \cdot 10^{-5}$	$1{,}54 \cdot 10^{-5}$	$2{,}62 \cdot 10^{-5}$	$1{,}87 \cdot 10^{-5}$
Δ,%	14,47		11,49		28,62	

Также в таблице 2.1.1 приведено значение отклонения интенсивности отказов в результате механической неисправности двух периодов эксплуатации энергоустановки Δ, т.е. разность значений интенсивностей отказов в рассматриваемые периоды отнесенное к значению интенсивности отказа за период с 2008 – 2011 года. Исходя из полученных данных, можно констатировать, что в результате сформулированных рекомендаций по повышению надежности в работе установок мини-ТЭС снизилось число отказов в работе турбоагрегата по причине заклинивания турбины на валу (на 28%) [50]. Рассмотренная автором тема отказа работы мини-ТЭС в результате предельно высокой температуры рабочего вещества на выходе из конденсатора установки влияет и на останов турбоагрегата по причине механической неисправности. Однако сформулированные рекомендации не позволяют полностью исключить возникновение отказа в работе установки из-за механической неисправности турбоагрегата.

2.2. Статистика технических происшествий

При работе мини-ТЭС, используемых компаниями ПАО «Газпром» на территории добычи и транспортировки углеводородов на Дальнем Востоке и в регионах Восточной Сибири, периодически происходят различные аварийно-технические происшествия, которые заносятся в журнал оперативным персоналом. За время эксплуатации энергоустановок уже накоплен архив данных, который позволяет провести анализ работы

установок. Ранее уже исследовались аварийно-технические происшествия, возникшие в период с 2008 по 2012 год [50], а также был проведён подробный анализ этих происшествий. В данной работе актуализирована информация о произошедших аварийно-технических происшествиях за период с 2012 года по 2015 год. Совокупность всех технических происшествий представлена в Приложении А.

На основании собранной информации, представленной в Приложении А, установлено, что тремя основными причинами аварийных-технических происшествий на рассматриваемых мини–ТЭС являются: обрыв пламени горелочного устройства, механическая неисправность турбоагрегата и предельно высокая температура в конденсаторе. Детальная информация представлена на рис. 2.2.1.

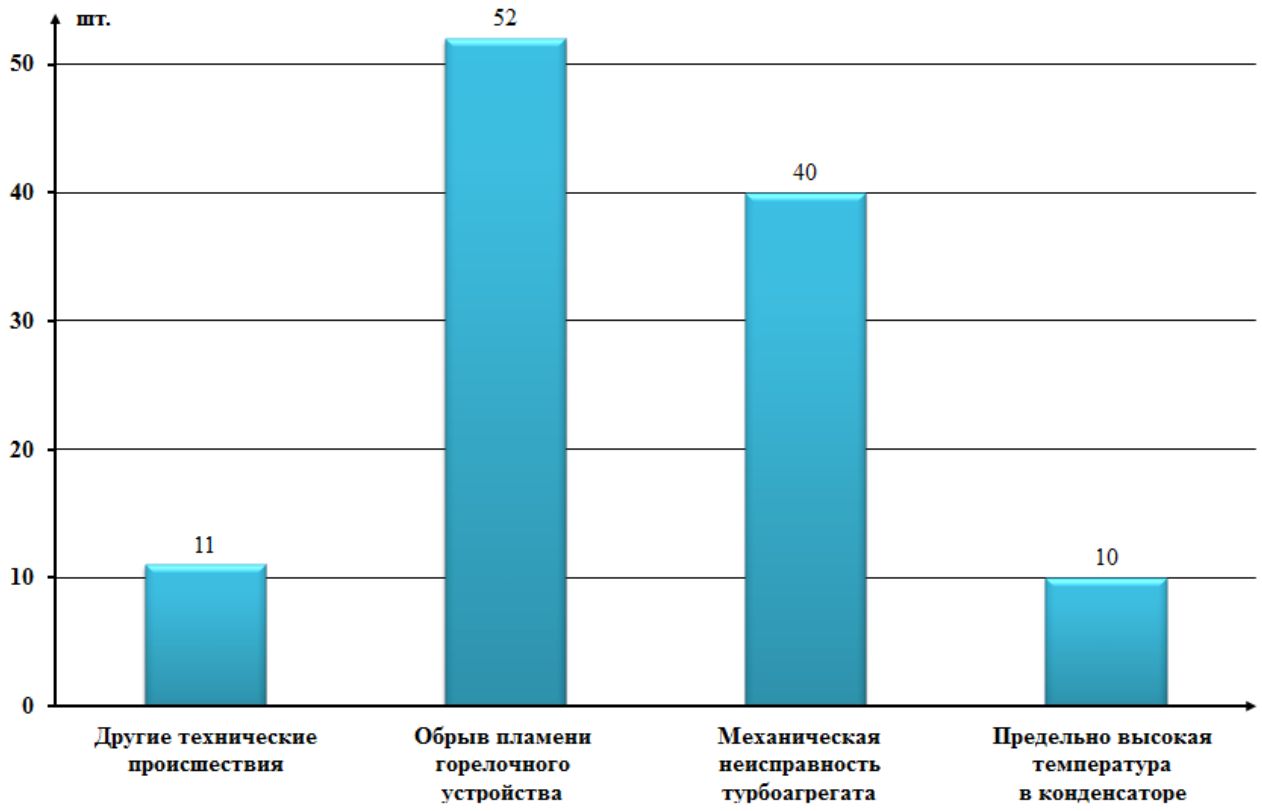


Рисунок 2.2.1. Статистика наиболее типичных аварийных технических происшествий за период 2012 – 2015 годы

В ходе анализа было выявлено, что 46% аварийно-технических происшествий за рассматриваемые периоды пришлось на обрыв пламени горелочного устройства. Высокая доля возникновения такой проблемы обусловлена нестабильностью подачи природного газа в горелочное устройство, а также неоднородностью компонентного состава природного газа, подаваемого на горелочное устройства мини-ТЭС. Порядка 35% аварийно-технических происшествий приходится на механическую неисправность турбоагрегата, что обусловлено выходом из строя двух комбинированных гидростатических–гидродинамических подшипников, смазываемых рабочей жидкостью. В 9% случаев установка выходит из строя по причине предельной температуры в конденсаторе. Главной причиной этого происшествия является превышение предельной температуры в конденсаторе под влиянием внутренних и внешних условий работы турбоустановки, используемой на объектах единой газотранспортной системы России.

Исследованные ранее данные Высокоморным В.С. [50] в части статистики происшествий, позволили провести сравнения результатов за 2008 – 2012 период с результатами за 2012 – 2015 период. Таблица полученных результатов приведена на рис. 2.2.2.

Проанализировав сравниваемые данные можно сделать ряд выводов. Во-первых, резко уменьшились различного рода аварийно-технических происшествий, объединенные в одну группу (другие технические ошибки). К таким происшествиям относятся: некорректная работа КИПиА, высокая температура в парогенераторе, короткое замыкание, неисправность системы пожаротушения, нестабильное напряжение на аккумуляторных батареях и другое. Если говорить о доли этих отказов по отношению к общему числу отказов, то за период 2008 – 2012 года доля происшествий составляла 42%, в периоде 2012 – 2015 года доля аналогичных отказов уже составляет примерно 10%. Данный факт указывает на оптимизацию работы энергоустановок. Также процент ошибок уменьшился за счет

правильной настройки основных узлов энергоустановки. Во-вторых, положительная динамика выявилась относительно такого аварийно-технического происшествия как предельно высокая температура в конденсаторе. Это связано с соблюдением рекомендаций по повышению показателей надежности и ресурсоэффективности мини–ТЭС, работающих по органическому циклу Ренкина. На основании рекомендаций количество происшествий снизилось в 4,9 раза. Что касается таких происшествий как, механическая неисправность турбоагрегата и обрыв пламени горелочного устройства, то динамики роста/снижения не наблюдается. В связи с этим, видится необходимым исследовать первопричины возникновения такого рода происшествий и способы их минимизации.

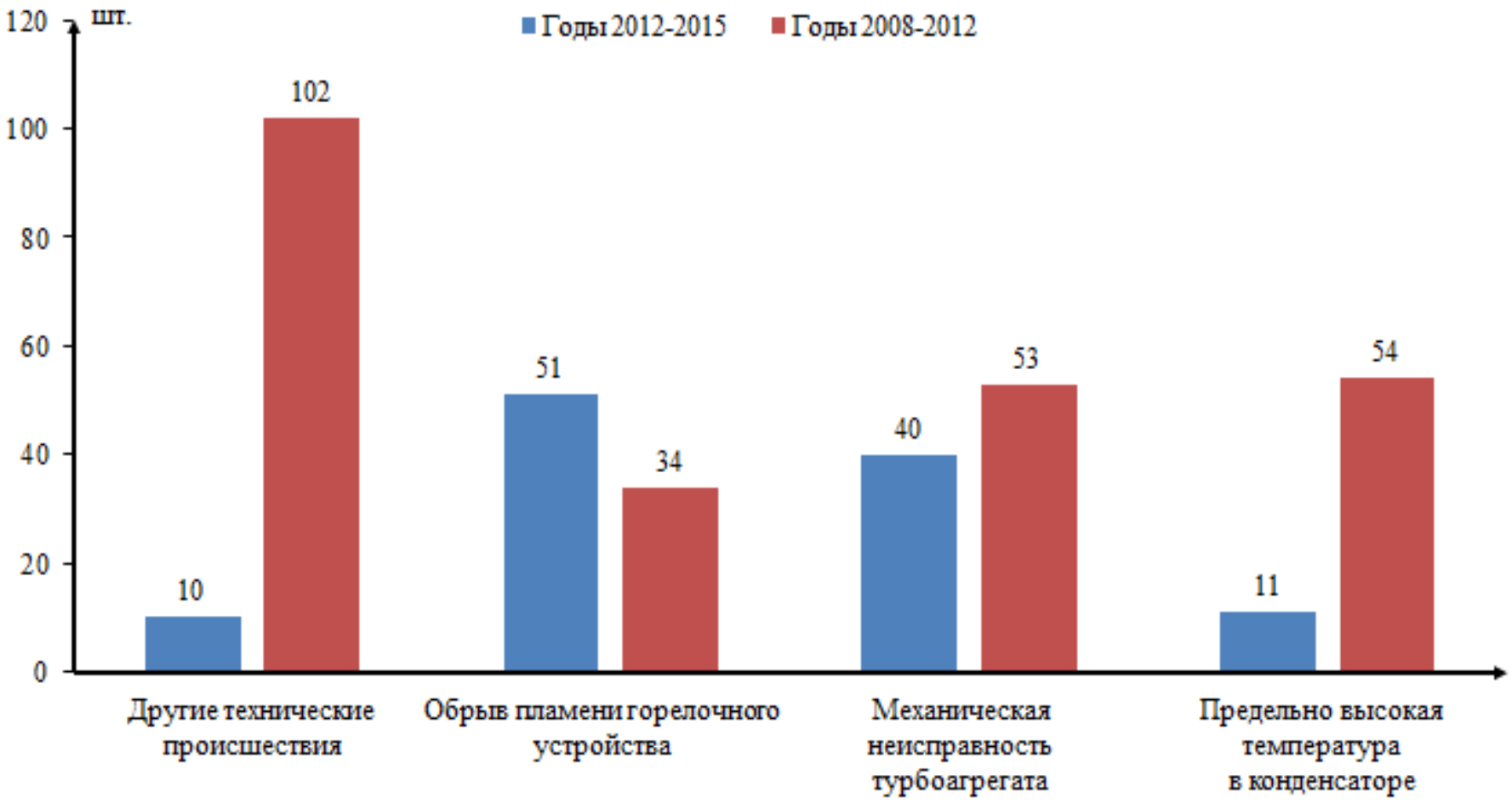


Рисунок 2.2.2. Статистика наиболее типичных аварийных технических происшествий за 2 периода.

Значительным является влияние внешних условий на ресурсоэффективный процесс работы энергогенерирующей установки. В составе энергоустановки имеются элементы, тесно взаимодействующие с окружающей средой в результате процесса конденсации рабочего вещества. Условия окружающей среды, а именно, изменение температуры наружного воздуха (в зависимости от времени года) влияет на работу установки. Поэтому необходимо отследить зависимость изменения климатических параметров на количество и характер аварийно-технических происшествий. При обработке данных статистики все аварийно технические происшествия были разделены на 2 группы, характеризующие время года (зимний и летний периоды). Результаты анализа в зависимости от периода года представлены на рис. 2.2.3.

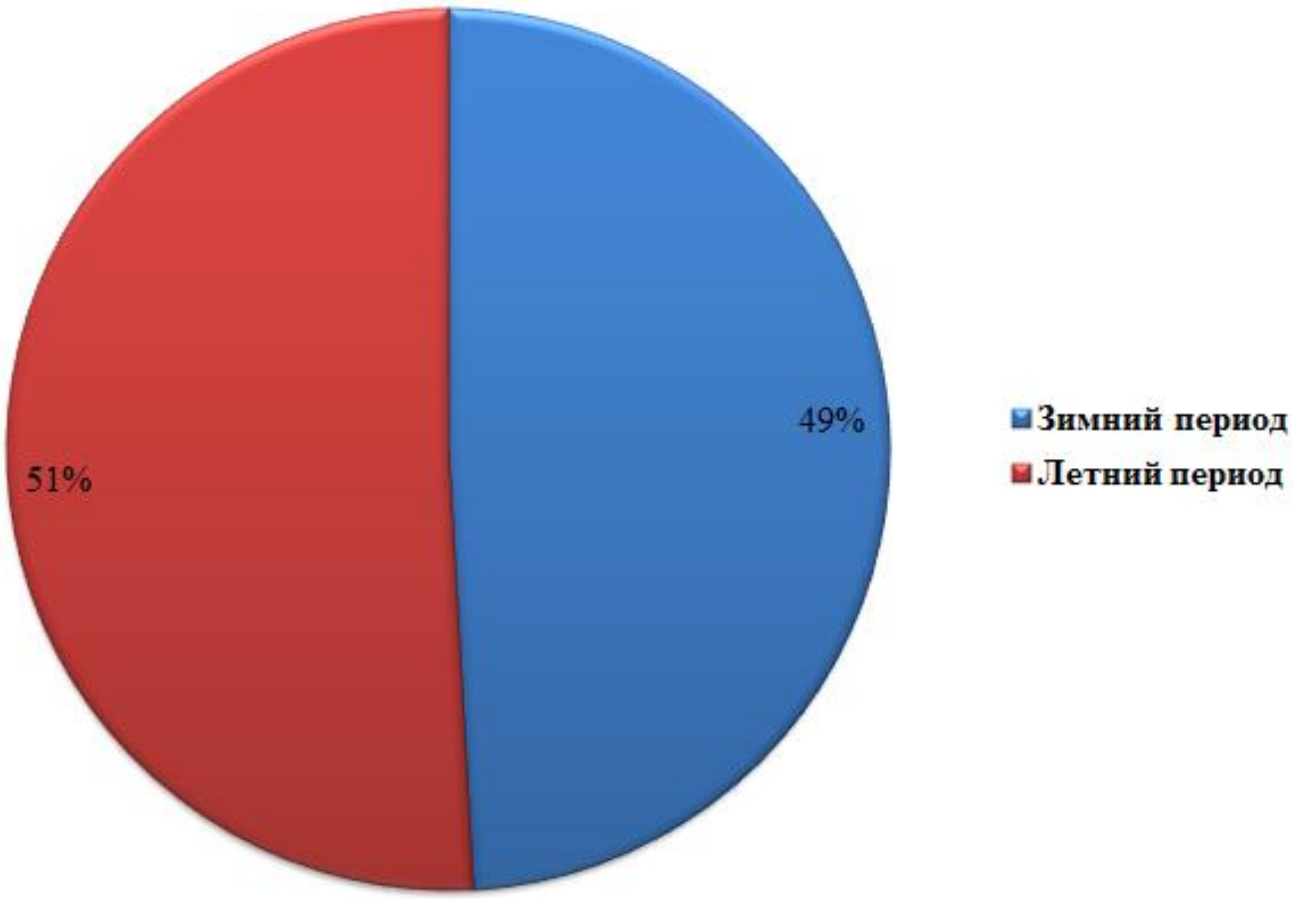


Рисунок 2.2.3 – Общее количество технических происшествий в зависимости от времени года за 2012 – 2015 годы

Так же приведены результаты за 2008 – 2012 период на рис. 2.2.4:

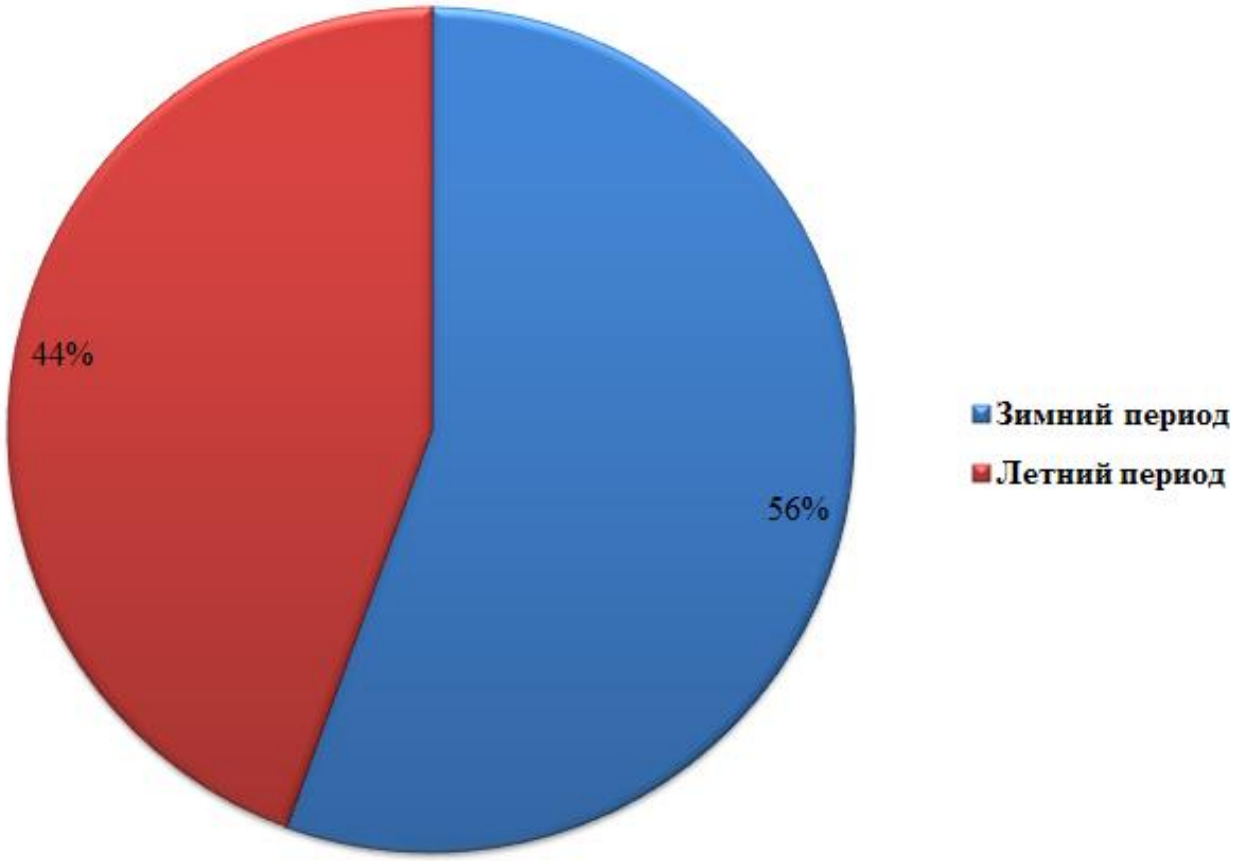
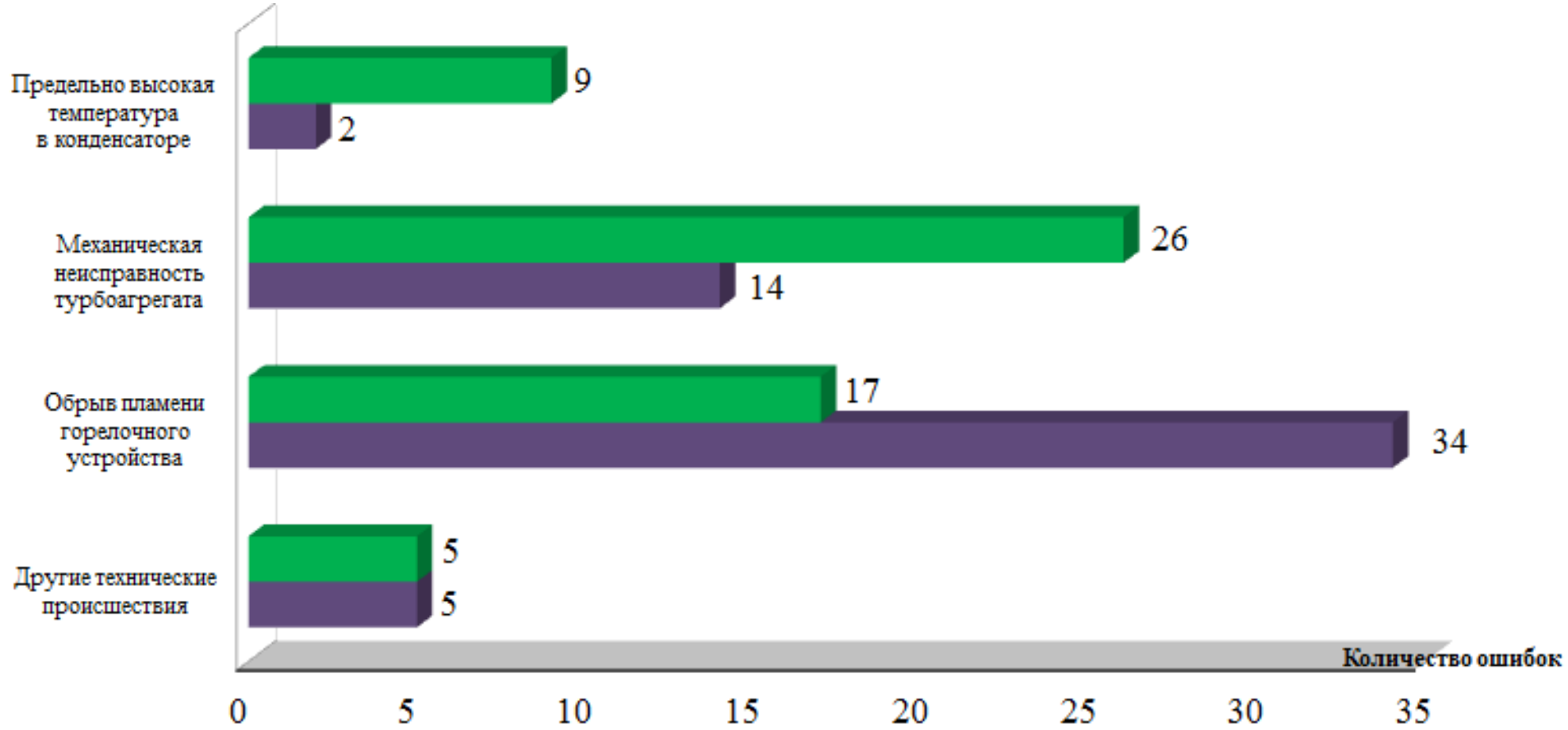


Рисунок 2.2.4 – Общее количество технических происшествий в зависимости от времени года за 2008 – 2012 годы

Результаты анализа показали, что технические происшествия практически в равной доле распределены как в зимним, так и в летнем периодах, что говорит о существенном влиянии климатических условий на процесс работы турбоустановки. Необходимо отметить, что период работы установки за 2008 – 2012 гг. наблюдается значительное увеличения количество отказов в зимний период, в период с 2012 – 2015 год распределение количества отказов в отчетные периоды выравнилось.

Рассмотрев более детально статистику технических происшествий в зависимости от времени года, были получены следующие данные (рис. 2.2.5). Для зимнего периода характерно техническое происшествие,

.



	Другие технические происшествия	Обрыв пламени горелочного устройства	Механическая неисправность турбоагрегата	Предельно высокая температура в конденсаторе
Летний период	5	17	26	9
Зимний период	5	34	14	2

Рисунок 2.2.5 – Статистика наиболее типичных аварийных технических происшествий в зависимости от времени года

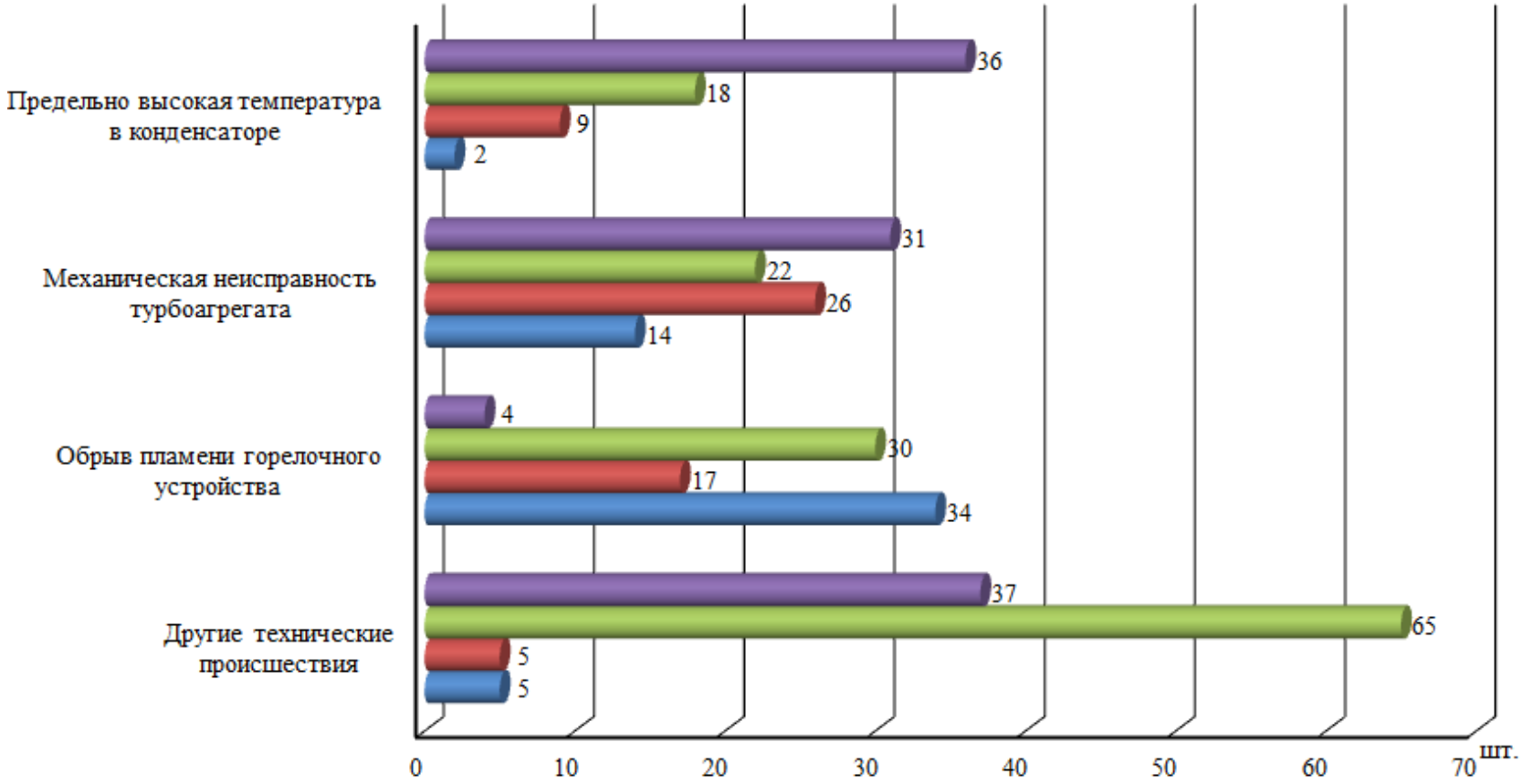
связанное с обрывом пламени горелочного устройства, свидетельствующее о проблемах состава горючего вещества, а так же о некорректной работе горелочных устройств, либо о неправильной настройке данного оборудования. Неоднородный компонентный состав газа, поступающий в редуцирующий пункт, содержит в себе посторонние соединения углеводородов с водой (метан, пропан, углекислый газ) что приводит к нерегламентированному процессу сжигания природного газа.

В след за отказом в работе мини-ТЭС по причине обрыва пламени горелочного устройства следует происшествие, характеризующее неисправность турбины вследствие аварийного состояния подшипников. Такое состояния вызвано нестабильной работой процесса смазывания подшипников рабочей жидкостью, а соответственно и не коррелирующих параметров рабочей жидкости с параметрами завода-изготовителя. Это приводит к заклиниванию турбины на валу, и вызывает полную остановку мини-ТЭС на неопределенный срок. Останов турбоагрегата негативно влияет на общий процесс работы вспомогательного технологического оборудования магистральных газопроводов. Возникшую проблему не решить сбрасыванием аварийно-технического происшествия с помощью контроллера, установленного на проблемном турбоагрегате. В такой ситуации необходимо производить полную замену турбины и вала, а так же других элементов энергоустановки для восстановления работоспособности мини-ТЭС. Такая процедура занимает большой промежуток времени, а так же требует больших материальных и трудовых затрат.

При рассмотрении летнего периода на первом месте по количеству отказов находится проблема механической неисправностью турбоагрегата. Количество происшествий практически в 2 раза больше по сравнению с зимним периодом. Это указывает на то, что высокие температуры воздуха в летний период, охлаждающие рабочую жидкость в конденсаторе, более критичны чем низкие параметры окружающего воздуха для корректной

работы мини-ТЭС. При высокой температуре окружающего воздуха рабочая жидкость, протекающая в конденсаторе, не успевает охлаждаться до нужных параметров, в связи с этим не обеспечивается оптимальная работа подшипников скольжения.

Итоговая зависимость, связывающая виды аварийно-технических происшествий в зависимости от времени года и рассматриваемого периода представлена на рис. 2.2.6. Данная статистика наглядно показывает все изменения, произошедшие в течение 2008-2015 годов, ярко выраженные отказы в работе турбоустановки, а так же как эти происшествия изменялись в течение времени.



	Другие технические происшествия	Обрыв пламени горелочного устройства	Механическая неисправность турбоагрегата	Предельно высокая температура в конденсаторе
Летний период 2008-2012	37	4	31	36
Зимний период 2008-2012	65	30	22	18
Летний период 2012-2015	5	17	26	9
Зимний период 2012-2015	5	34	14	2

Рисунок 2.2.6 – Статистика наиболее типичных аварийных технических происшествий в зависимости от времени года и временного промежутка

Выводы по второй главе

1. Актуализирована, обработана и систематизирована информация по основным техническим происшествиям на типичных мини–ТЭС объектов Единой системы газоснабжения России за период с 2012 по 2015 годы.

2. Проанализированы первопричины возникновения основных аварийных технических происшествий (обрыв пламени горелочного устройства, механическая неисправность турбоагрегата и предельно высокая температура в конденсаторе), на которые приходится 85 % всех происшествий.

3. Проведён расчёт показателей надёжности и рабочего ресурса рассматриваемых мини–ТЭС относительно выхода из строя оборудования когенерационной установки по причине механической неисправности турбины. Сравнены установленные значения параметров надежности с ранее полученными значениями (снижение числа отказов в работе турбоагрегата по причине заклинивания турбины на валу на 28%).

4. Установлены возможные причины аварийно-технических происшествий, исследование которых возможно при минимальных затратах эксплуатирующей организации. В частности, представляется целесообразным изучение процесса смазывания подшипников скольжения, установленных на валу мини-ТЭС и определение причин выхода их из строя (особенно при экстремальных условиях эксплуатации – летний период).

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Технико-экономическое обоснование научно-исследовательской работы (ВКР) при математическом моделировании анализа надежности работы мини-ТЭС с замкнутым циклом пара на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока проводится для анализа денежных и трудовых затрат, которые направлены на реализацию ВКР

В данной работе рассматривается математическое моделирование для анализа надежности работы автономных энергоустановок. Для работы используется программное обеспечение MATLAB. Результаты исследования представлены в виде магистерской диссертации с применением пакета программ Microsoft Office.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

1. Определение этапов работы, а также их продолжительности.
2. Расчет затрат необходимых для ВКР.
3. Оценка научно-технической результативности ВКР

4.1 Хозяйственное применение установки мини-ТЭС

Израильская компания ORMAT SYSTEMS LTD занимается производством эксплуатируемых в условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока мини-ТЭС с органическим циклом Ренкина (ОЦР-технология). Если в цикле в качестве рабочего вещества используется не пар, а теплоносители с температурой кипения выше или ниже воды, представляющие собой органические или синтетические вещества, то такая установка функционирует по органическому циклу Ренкина.

Установки мани-ТЭС нашли широкое применении у компаний группы ПАО «Газпром». Предприятие по транспортировке газа использует 101 турбоустановку для обеспечения функционирования вспомогательного оборудования (крановые узлы, пункты телемеханики и др.) магистральных

газопроводов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России. Когенерационная установка вырабатывает электрическую мощностью в 4 КВт, обеспечивающая потребителей трехфазным переменным током. Так же по мимо электрической энергии, установка обеспечивает обслуживающий персонал необходимым количеством тепловой энергией. Снабжение необходимой тепловой и электрической энергией потребителей является основополагающим критерием при выборе данного типа установки на территориях Восточной Сибири и Дальнего Востока.

4.2 Организация и планирование работ

Планирование – деятельность, связанная с постановкой задач (целей), достигаемое за счет оптимального распределения ресурсов.

Планирование работ включает в себя: составление перечня работ; определение участников каждой отдельной работы; установление продолжительности работ. В рамках планирования научного проекта необходимо построить линейный или сетевой графики проекта.

Для осуществления выполнения магистерской диссертации как минимум необходимо два исполнителя – научный руководитель (НР) и студент (С). Задача научного руководителя сформулировать основную идею проекта, а так же требования к нему, помимо этого НР обеспечивает теоретическую поддержку и корректность выполнения. На студента ложатся следующие задачи: разработка проекта, выполнение всего объема запланированных работ.

Вопросы организации, планирования и управления работой требуют чёткого распределения составляющих её процессов в пространстве и во времени. Сведения об этапах, их продолжительности и сотрудниках, работающих над выполнением проекта, представлены в табл. 4.2.1

Таблица 4.2.1 – Сведения об основных этапах и продолжительность их выполнения

Этапы работы	Загрузка исполнителей, %		Продолжительность, дни
	НР	С	
Выбор актуальной проблемы	100	0	4
Составление технического задания	100	0	7
Изучение литературы	0	100	30
Выбор направления исследования	60	40	8
Анализ литературных данных по тематике исследования, написание обзорной главы	0	100	60
Реализация программного комплекса с применением программного обеспечения	10	90	120
Сравнительный анализ полученных результатов	10	90	60
Написание разделов «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	0	100	15
Написание заключительной части работы	0	100	20
Написание раздела на иностранном языке	0	100	5
Оформление расчетно-пояснительной записки	5	95	20
ИТОГО:			358

В основном, при разработке программных продуктов большую часть стоимости разработки составляют – трудовые затраты. При этом важно определить трудоемкость работ исполнителя.

Определение ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}, \qquad (4.2.1)$$

где $t_{\min}$ – миним. трудоемкость работ, чел/дн.;

$t_{\max}$ – макс. трудоемкость работ, чел/дн.

Определим длительность этапов, которая измеряется в рабочих днях для построения линейного графика. Следующим шагом переведем в календарные дни.

Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях:

$$T_{\text{рд}} = t_{\text{ож}} / K_{\text{д}} \cdot K_{\text{вн}}, \qquad (4.2.2)$$

где $T_{\text{рд}}$ – трудоемкость работы, чел/дн.;

$K_{\text{вн}}$ – коэффициент выполнения работ $(K_{\text{вн}} = 1)$;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, который учитывает дополнительное время на согласование работ и компенсации $(K_{\text{д}} = 1,2)$.

Расчет продолжительности этапа в календарных днях:

$$T_{\text{кд}} = T_{\text{рд}} \cdot T_{\text{к}}, \qquad (4.2.3)$$

где $T_{\text{к}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности:

$$T_{\text{к}} = T_{\text{кал}} / (T_{\text{кал}} - T_{\text{вд}} - T_{\text{пд}}) = 365 / (365 - 52 - 12) = 1,213, \qquad (4.2.4)$$

где $T_{\text{кал}}$ – календарные дни ($T_{\text{кал}}$=365);

$T_{\text{вд}}$ – выходные дни ($T_{\text{вд}}$=52);

$T_{\text{пд}}$ – праздничные дни ($T_{\text{пд}}$=12).

Таблица 4.2.2 – Трудозатраты на выполнение научно-исследовательской работы

Этапы работы	Исполнители	Продолжительность работ, дни			Длительность работ Трд, чел./дн.		Длительность работ Ткд, чел./дн.	
		t_{min}	t_{max}	тож	НР	С	НР	С
Выбор актуальной проблемы	НР	2	4	2,8	3,36	0	4,07	0
Составление технического задания	НР	5	7	5,8	6,96	0	8,44	0
Изучение литературы	С	27	30	28,2	0	33,84	0	41,05
Выбор направления исследования	НР, С	6	8	6,8	4,89	3,26	5,93	3,95
Анализ литературных данных по тематике исследования, написание обзорной главы	С	50	60	54	0	64,8	0	78,6
Реализация программного комплекса с применением программного обеспечения	НР, С	110	120	114	13,68	123,12	16,59	149,34
Сравнительный анализ полученных результатов	НР, С	55	60	57	6,84	61,56	8,29	74,67
Написание разделов «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	С	13	16	14,2	0	16,84	0	20,21
Написание заключительной части работы	С	15	20	17	0	20,4	0	24,74
Написание раздела на иностранном языке	С	3	5	3,8	0	4,56	0	5,53
Оформление расчетно-пояснительной записки	НР, С	17	20	18,2	1,08	20,52	1,31	24,89
ИТОГО:		302	349	320,8	36,81	347,9	44,63	421,98

На основании табл. 4.2.2 строим линейный график работ (рис. 4.2.1). Формулы (4.2.1)-(4.2.4) применяются согласно [78].

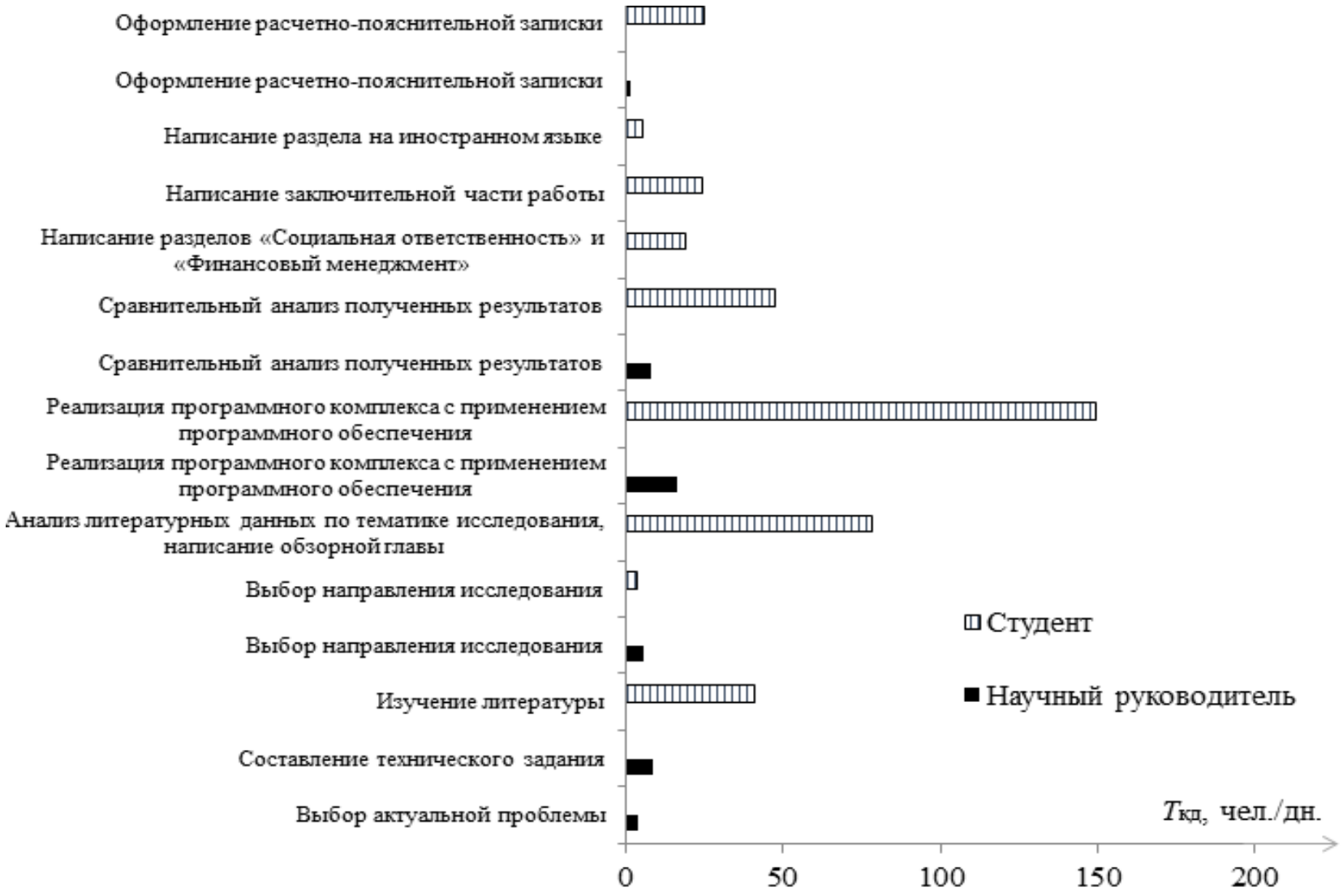


Рисунок 4.2.1 – Линейный график работ на основе рассчитанного для инженера и научного руководителя времени $T_{кд}$

4.3 Расчет сметы затрат на научное исследование

Предпроизводственными затратами являются – исследовательские и опытные. Предпроизводственные затраты состоят из: постановка задачи исследования (обзор литературы, изучение технологий и т. п.); затраты на проведение исследований в лаборатории; затраты на проектирование, испытание продукта получаемого опытным путем, технико-экономическая оценка процесса и исследование отходов в процессе производства; затраты на проектирование в условиях промышленности.

В большинстве случаев выпускные квалификационные работы (далее ВКР) носят фундаментальный и поисковый характер. ВКР охватывают только две первые стадии исследования, поэтому в сметной стоимости затрат на выполнение ВКР берутся лишь затраты на заработную плату, материалы, электроэнергию, и единый социальный налог (ЕСН), прочие расходы.

Затраты на материалы

Оценим затраты на материалы. К данной статье расходов относится стоимость материалов, приобретаемые изделия и других материальных ценностей, которые расходуются по мере выполнения работ. Цена материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости на 2016 год (табл. 5.3.1) [79-81].

Таблица 4.3.1 – Расходы

Наименование	Цена за ед., руб.	Количество	Сумма, руб.
Офисная техника			
Ноутбук	24000	1	24000
Мышка		1	600
Принтер		1	3900
Офисная мебель			
Стол	3500	1	3500
Стул	2000	1	2000
Программное обеспечение			
MATLAB	48000	1	48000
Microsoft Office 2010	4000	1	4000
Итого:	86200		

Расходы на материалы составили $C_{мат}$=86200 руб.

Основная заработная плата

Оплата труда работников, которые участвуют в ВКР, определяется: для научно-технического персонала (инженеры, лаборанты) – на основе должностных окладов, учитывая надбавками. Для магистранта это сумма стипендии за время преддипломной практики и дипломирования.

Среднедневная заработная плата:

$$З_{дн} = З_{м} / F_{д}, \quad (4.3.1)$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад, руб.;

$F_{д}$ – годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

При расчете учитывалось, что в году 302 рабочих дня и, следовательно, в месяце 25,17 рабочих дня. Затраты времени на выполнение работы по каждому исполнителю брались из табл. 4.3.2. Также был принят во внимание районный коэффициент $К_{рк}$=1,3.

Таблица 4.3.2 – Затраты на основную заработную плату

Исполнитель	Оклад, руб./мес.	Среднедневная ставка, руб./день	Затраты времени, дни	$К_{рк}$	Фонд з/платы, руб.
НР	20400	810,49	37	1,3	38 961
С	1900	75,48	348	1,3	34 147,15
Итого:			73 108,15		

Таким образом, затраты на основную заработную плату $С_{осн.}$=73 108,15 руб.

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала это:

сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы) [82].

Дополнительная заработная плата исходя из основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$З_{доп} = З_{осн} \cdot К_{доп} = 73108{,}15 \cdot 0{,}12 = 8772{,}98 \text{ руб.}, \quad (4.3.2)$$

где $З_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

Фонд заработной платы:

$$ФЗП = З_{доп} + З_{осн} = 73108{,}15+8772{,}98 = 81881{,}13 \text{ руб.} \quad (4.3.3)$$

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды:

$$С_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{доп} + З_{осн}) = 0{,}3 \cdot (73108{,}15+8772{,}98) = 24564{,}34 \text{ руб.} \quad (4.3.4)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Формулы (4.3.1)-(4.3.4) применяются согласно [82].

Расчет затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию при работе оборудования а также затраты на электроэнергию, потраченную на освещение. Затраты на электроэнергию при работе оборудования для технологических целей $Э_{об}$:

$$Э_{об} = Р_{об} \cdot Ц_{э} \cdot t_{об}, \quad (4.3.5)$$

где $Р_{об}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$Ц_{э}$ – тарифная цена за 1 кВт·час, принимаем $Ц_{э}$=1,89 руб./(кВт·ч);

$t_{об}$ – время работы оборудования, ч.

Время работы оборудования вычисляется на основе данных для $Т_{рд}$ табл. 4.2.2 для студента из расчета, что продолжительность рабочего дня равна 8 часов:

$$t_{об} = Т_{рд} \cdot 8 = 348 \cdot 8 = 2784 \text{ ч.}$$

Мощность, потребляемая оборудованием $P_{об}$ принимаем равную мощности ноутбука $P_{об}$=0,06 кВт.

Затраты на электроэнергию при работе оборудования:

$$Э_{об} = 0,06 \cdot 1,89 \cdot 2784 = 315,71 \text{ руб.}$$

Затраты на электроэнергию для освещения помещения, где осуществлялось выполнение проекта $Э_{ос}$:

$$Э_{ос} = P_{ос} \cdot Ц_{э} \cdot t_{ос}, \quad (4.3.6)$$

где $P_{ос}$ – мощность, потребляемая осветительными приборами, кВт;

$t_{ос}$ – время работы осветительных приборов, час.

Мощность, потребляемая освещением $P_{ос}$:

$$P_{ос} = P_{уст.ос} \cdot K_{с} = 0,48 \cdot 0,9 = 0,432 \text{ кВт}, \quad (4.3.7)$$

где $P_{уст.ос}$ – установленная мощность осветительных приборов, принимаем $P_{уст.ос}$=0,48 кВт, согласно п.4.3;

$K_{с}$ – коэффициент спроса для внутреннего освещения, принимаем $K_{с} = 0,9$.

Время работы освещения $t_{ос}$:

$$t_{ос} = T_{рд} \cdot t_{сут} = 348 \cdot 8 = 32784 \text{ ч.},$$

где $t_{сут}$ – длительность работы освещения за смену, ч.

$$Э_{ос} = 0,432 \cdot 1,89 \cdot 2784 = 2273,1 \text{ руб.}$$

Общие затраты на электроэнергию Э:

$$Э = Э_{об} + Э_{ос} = 315,71 + 2273,1 = 2588,81 \text{ руб.}$$

Расчет амортизационных расходов

Амортизационные отчисления рассчитываются на время использования ЭВМ:

$$C_{ам} = \frac{H_{а} \cdot Ц_{об}}{F_{д}} \cdot t_{вт} = \frac{0,25 \cdot 25000 \cdot 2784}{2416} = 7201,98 \text{ руб.}, \quad (4.3.8)$$

где $H_{а}$ – годовая норма амортизации, принимаем $H_{а}$=25 %;

$Ц_{об}$ – цена оборудования, из табл. 3 принимаем $Ц_{об}$=25000 руб.;

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени, $F_д$=2416 ч.;

$t_{вт}$ – время работы вычислительной техники при создании программного продукта, по табл. 4.1.2 $t_{вт} = 2784$ ч.

Расчет прочих расходов

Для оценки не учтённых в предыдущих статьях расходов рассчитаем прочие расходы.

Прочие расходы составляют 16 % от единовременных затрат на выполнение технического продукта:

$$C_{проч.}=(C_{мат.} + C_{осн.} + C_{соц.} + Э + C_{ам.}) \cdot 0{,}16, \qquad (4.3.9)$$

$$C_{проч.} = (86200 + 73108{,}15 + 24564{,}34 + 2588{,}81 + 7201{,}98) \cdot 0{,}16 = 30986{,}12 \text{ руб.}$$

Определим общую себестоимость ВКР путем сведения рассчитанных статей расчета в смету (табл. 4.3.3).

Таблица 4.3.3 – Смета затрат на ВКР

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
1	2	3
Материалы и покупные изделия	$C_{мат.}$	86200
Фонд оплаты труда	$C_{осн.}$	73208,15
Отчисления из ФОТ	$C_{соц.}$	23561,4
Расходы на электроэнергию	$Э$	2588,81
Амортизационные отчисления	$C_{ам.}$	7241,98
Работы, выполняемые сторонними организациями	$C_{стор.}$	–
Прочие расходы	$C_{проч.}$	30996,12
Итого:		234449,46

Таким образом, расходы на ВКР: C=224649,46 руб. Формулы (4.3.5)-(4.3.9) применяются согласно [83].

4.4 Оценка научно-технической результативности ВКР

Результатом ВКР является получение научного, научно-технического, экономического и социального эффектов. Научный эффект характеризуется достижением новых научных знаний и показывает

прирост информации. Научно-технический эффект характеризует возможность для того, чтобы использовать результаты в других ВКР и ОКР, а так же для обеспечения получение информации, необходимой для создания новой продукции. Экономический эффект характеризует коммерческий эффект, полученный при использовании результатов прикладных ВКР. Социальный эффект проявляется за счет повышения условий труда, увеличения экономических характеристик, развитии науки, культуры, здравоохранения, образования.

Оценить результативность ВКР можно при помощи системы взвешенных балльных оценок. Для фундаментальных ВКР рассчитывается только коэффициент научной результативности (табл. 4.4.1), а для поисковых работ и коэффициент научно-технической результативности (табл. 4.4.2). Оценка научно-технической результативности прикладных ВКР производится на основе сопоставления достигнутых в результате выполнения ВКР технических параметров с базовыми (которые можно было реализовать до выполнения ВКР) [84].

Таблица 4.4.1 – Характеристики факторов и признаков научной результативности ВКР

Фактор научной результативности	Коэф. значимости фактора	Качество фактора	Характеристика фактора	Коэф. достигнутого уровня
Новизна полученных результатов	0,5	Высокая	Новые результаты позволяющие снизить уровень аварийно-технических происшествий	1
Глубина научной проработки	0,35	Средняя	Невысокая сложность расчетов, основанная на ранее разработанной модели	0,6
Степень вероятности успеха	0,15	Большая		1

Таблица 4.4.2 – Характеристики факторов и признаков научно-технической результативности ВКР

Фактор научной результативности	Коэф. значимости фактора	Качество фактора	Характеристика фактора	Коэф. достигнутого уровня
Перспективность использования результатов	0,5	Важная	Результаты будут использованы при разработке новых технических решений для снижения аварий в работе автономных энергоустановок	0,8
Масштаб реализации результатов	0,3	Отдельные фирмы и предприятия	Время реализации: до 3 лет на предприятиях газовой отрасли	0,4
Завершенность результатов	0,2	Средняя	Рекомендации, развернутый анализ, предложения	0,6

В этом случае коэффициент научно-технической результативности [84]:

$$K_{\text{нр}} = \sum_{i=1}^{n} K_{\text{влі}} \cdot K_{\text{пі}}, \qquad (4.4.1)$$

$$K_{\text{нтр}} = \sum_{i=1}^{n} K_{\text{влі}} \cdot K_{\text{пі}}, \qquad (4.4.2)$$

где $K_{\text{влі}}$ – коэффициент влияния і-го параметра на научно-техническую результативность;

$K_{\text{пі}}$ – коэффициент относительного повышения і-го параметра по сравнению с базовым значением.

Для удобства выполнения расчетов данные сводятся в табл. 4.4.1.

Таблица 4.4.1 – Оценка научно-технической результативности ВКР

Параметр	$K_{\text{влі}}$	$K_{\text{пі}}$	$K_{\text{влі}} \cdot K_{\text{пі}}$
Новизна полученных результатов	0,5	1	0,5
Глубина научной проработки	0,35	0,6	0,21
Степень вероятности успеха	0,15	1	0,15
Перспективность использования результатов	0,5	0,8	0,4
Масштаб реализации результатов	0,3	0,4	0,12
Завершенность результатов	0,2	0,6	0,12

Коэффициент научной результативности:

$$К_{нр} = 0,5 + 0,21 + 0,15 = 0,86.$$

Коэффициент научно-технической результативности:

$$К_{нтр} = 0,4 + 0,12 + 0,12 = 0,64.$$

Вывод: в ходе экономического обоснования ВКР проведена количественная оценка научной результативности ВКР и получен соответствующий коэффициент $К_{нр}$=0,86 и коэффициент научно-технической результативности $К_{нтр}$=0,64, что показывает высокую результативность проведенной ВКР.

Вывод

В данной части работы определены этапы и трудоемкость работ, составлены план-график и смета затрат, проведена оценка научно-технической результативности научно-исследовательской работы.

Результаты научно-исследовательской работы направлены на снижение аварийно-технических происшествий в работе автономных энергоустановок. Согласно сметы затрат расходы на ВКР составили $С$=224 649,46 руб, несмотря на значительные затраты на проведение ВКР, с точки зрения технико-экономического обоснования в случае внедрения программного комплекса на предприятиях газовой промышленности происходит снижение затрат на подготовку и выезд рабочего персонала в трудно доступные районы Восточной Сибири и Дальнего Востока для устранения аварий на энергоустановках, а также экономия времени необходимого для устранения аварий, вследствие предотвращения остановов по причине механическое неисправности турбоагрегата. Эффект от экономии времени за счет предотвращения аварий приводит к снижению численности служащих, занятых ремонтными работами, и к экономии на фонде оплаты труда служащих и улучшению показателей мини-ТЭС.

Приложение А

(обязательное)

ANALYSIS OF THE INTEGRAL CHARACTERISTICS OF THE RELIABILITY OF AUTONOMOUS ENERGY SOURCES REMOTE LINEAR OBJECT UGSS

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Г	Бек Александр Сергеевич		

Консультант кафедры ТПТ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крайнов А.В.	к.ф.-м.н.		

Консультант – лингвист кафедры иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Буран А.Л.	к.п.н.		

ANALYSIS OF THE INTEGRAL CHARACTERISTICS OF THE RELIABILITY OF AUTONOMOUS ENERGY SOURCES REMOTE LINEAR OBJECT UGSS

Abstract

The analysis of integral reliability characteristics for autonomous energy sources in the gas pipelines of Russia is carried out. The reasons of the most frequent failures are determined. Recommendations for increase of integral reliability characteristics for autonomous energy sources are formulated.

Keywords: NATURAL GAS PIPELINES, POWER, AUTONOMY, RELIABILITY, TROUBLE, FAILURE

Introduction

Reliability and safety of the equipment, ensuring the production of electricity and heat, determine the stability of the technological process of industrial enterprises. Particular importance is given to these issues in the management of businesses away from the centralized power system objects (for example, oil and gas pipelines long distance). As a rule, the only possible method of supplying energy to such objects is the use of self-contained power supply.

Autonomous power supply systems are implemented using different types of sources [1-4]: CHP, heat engines of internal and external combustion engines, fuel cells, alternative and renewable energy sources.

To power the linear objects of gas transport systems as autonomous sources expedient choice of power plants, which are based on the engine used as a fuel feedstock transported. In addition, the preferred source of energy operating in cogeneration mode for providing consumers not only electricity, but also heat energy [8-10]. Stand-alone power plants (Fig. 1-1) corresponding to these requirements, they are characterized by high efficiency and fuel, as well as a sufficiently long period between scheduled overhauls [8-10]. Despite this, the

company operating the autonomous sources of power often faces with a variety of technical failures of equipment.

The purpose of this work is to compute the integral characteristics of the reliability of the autonomous power, used to supply linear objects operated on gas pipelines, determine the causes of failures and develop recommendations aimed at increasing the reliability of the power plants under consideration.

Figure 1-1. Photo of an autonomous source of power supply to the gas pipeline the Russian Far East

Object of study

For energy distant objects Russian oil and gas pipelines are usually used [8-10] Power Converters representing turbine generator with closed-loop steam autonomous power unit, based on the Rankine cycle, and consisting of a combustion system, steam generator, turbogenerator AC air-cooled condenser, the cabinet power supply and management. The power plant is equipped with a heating and ventilation unit container for use in different seasons. The built-in fire extinguishing system is designed for the localization of a fire. Fig. 2-1 shows a typical power plant.

The cycle of the power plant involves the following steps. The main burner heats the organic working fluid in the steam generator. Part of the liquid evaporates and the vapor expands and rotates the turbine wheel and connected thereto generator rotor. The vapor then enters the condenser where it is cooled and condensed. The resulting liquid returns to the steam generator pump, electric cooling and lubricating the bearings. The cycle is repeated continuously for as long as the steam generator is heated. Stainless steel steam and liquid tight. No loss of hydraulic fluid occurs. Turbogenerator produced three-phase alternating current, which is then rectified and filtered. The DC output is controlled depending on the load power plant by automatically varying the amount of fuel supplied to the ignition system [10].

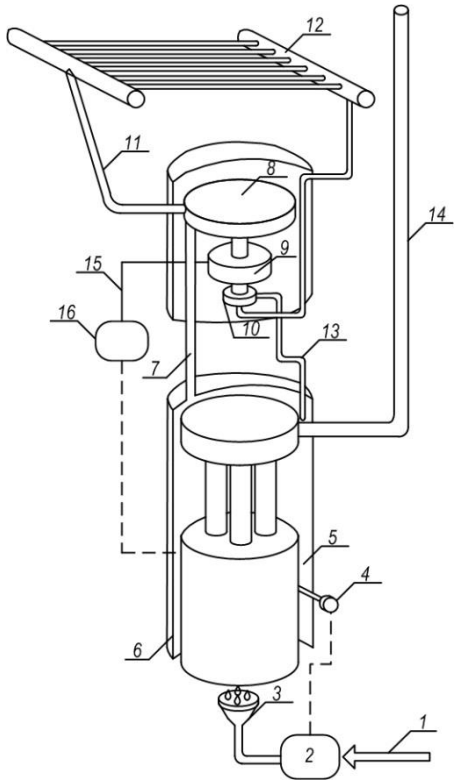


Figure 1-2. Schematic of the power plant, which operates on a closed steam cycle:

1 - the fuel supply; 2 - Control Panel supply of fuel; 3 - burner; 4 - thermostat; 5 - organic liquid; 6 - a steam generator; 7 - pairs; 8 - turbine; 9 - alternator; 10 - pump; 11 - steam condenser; 12 - the condenser; 13 - output of condensate; 14 - chimney; 15 - AC input cables to the rectifier; 16 - electric board.

Due to the fact that the power plant located in the vicinity of the main pipeline, the main fuel is natural gas.

Gas supply through a reducing item (which is part of the power plant, but is located in a separate room), the main purpose of which is to reduce the gas pressure of 100 bar (pressure can vary depending on the distance from the source) to the output value of 1 bar. The gas supply is performed in two streams in two separate 50-micron particle filter, combining into a common flow to the electric heater. In an electric heater heating happens gas to a temperature above 0 ° C (by virtue of the Joule-Thompson pressure decreases, the gas temperature is lowered to 40 ° C). The outlet temperature was maintained at 2 ° C, so that in case of a gas condensate is not formed ice. At the output of the electric heater the gas flow is divided again into two portions and each passed through a pressure reducing valve. The gas is supplied to the ignition system of the power plant, consisting of the main and pilot burners, the safety switch, the system manual and re-ignition. Main burner serves as the heat source for the steam generator (burner operation depending on the load on the power plant operates automatically). Ignition burner used for repeated ignition of the main burner. The protective switch controls the gas solenoid valve and thermocouple actuates responses to the pilot burner flame (circuit breaker allows gas to flow to the pilot and main burner with only the pilot burner flame). The manual ignition system generates a spark to ignite the pilot burner (when starting power plants). Automatic reignition actuated sensor ionization produces a spark for ignition of the pilot burner repeated if during the operation the flame for any reason extinguished.

The operation of all systems of the power plant, including the system of gas supply, taking into account different environmental conditions in accordance with the programmed algorithms perform logical operations provides a digital control unit turbine.

Although the multi-level protection, the operation of power plants under consideration are fixed each year, dozens of technical accidents that lead to their unregulated stoppage.

General Description

The Equipment shelter is a custom designed unit for housing equipment in extreme environmental conditions. The shelter features an entrance lobby separated by a door from the main equipment room. The external structure is made out of corrosion-resistant aluminum. The internal walls are constructed out of thick insulated panels. The systems inside the equipment shelter are designed to maintain a safe environment for reliable operation of the installed equipment.

The following equipment is installed in the Equipment shelter (The item numbers are identical to those in the Equipment Shelter Layout drawings according to type numbers as mentioned above):

1. RTU Cabinet – Remote Telecom Unit monitors and communicates signal from the shelter equipment and from field equipment. The RTU is a free issue item supplied by SEIC.

2. Telecom Cabinet (where applicable) – additional network cabinet. The telecom cabinet is a free issue item supplied by SEIC.

3. Fire Suppression System Panel – Control panel of CO2 fire suppression system, gets signals from thermal and smoke detectors, controls the CO2 release and the optical/acoustic panels. Fire suppression terminal board – terminal board for signals coming out of the fire system to other equipment in the shelter.

4. Cathodic Protection System (where applicable) – Provides cathodic corrosion protection to the pipeline. The cathodic protection is a free issue item supplied by EG0S.

5. Battery Banks – Racks with 9 or 18 batteries each, for emergency 110V power supply in case of CCVT failure.

6. Cable Entry – (MULTI CABLE TRANSITS Type) for power cables.

7. Non-Electric Heating System – 1000W heater, transfers heat from CCVT vapor generator into the shelter. The system is filled with heat transfer fluid that circulates in a closed cycle.

8. -48VDC Distribution Panel – Receives power from the 110VDC distribution panel. Two DC/DC 110/-48 V converters in the panel provide 100% redundancy. Powers the Telecom panel.

9. 24VDC Distribution Panel - Receives power from the 110VDC distribution panel. Two DC/DC 110/24 V converters in the panel provide 100% redundancy. Powers the RTU panel, portable light charger and fans & dampers.

10. 110VDC Distribution Panel – Receives power from the CCVT, Batteries, or External Generator. Powers the -48V and 24V Panels, and all auxiliaries – HPU, GPRS, Cathodic protection, Fire suppression panel, Emergency heater, Lighting and Sockets.

11. CCVT Electrical Panel – Controls the CCVT operation – Power, Frequency, Burner, etc.

12. Emergency Heating – Electrical heater that is switched on in case of CCVT failure. Designed to maintain the shelter's temperature above 5°C for 24 hours on battery power.

13. Ventilation - two redundant fans 400mq/h, 24V, for shelter's ventilation. Controlled by room thermostat.

14. Air Inlet with spring loaded louver over the opening. Controlled by the room thermostat.

15. CO2 Bottles – 50kg each, one electrically connected to fire system control panel and the other for reserve.

16. Portable Fire Extinguisher

17. Normal Lighting System – Two double 36W fluorescent fixtures.

18. Emergency Light - One double 36W fluorescent fixture for emergency.

19. Internal Socket – Internal 110VDC (10A max.) socket for the use inside shelter.

20. Light Switch

21. External Socket - External 110VDC (16A max.) socket for the use outside shelter.

22. Genset Socket - External 110VDC socket for portable generator connection.

23. Portable Light – Emergency light with 24V charger.

24. Phone Set – Phone connected to RTU for maintenance personnel.

25. Cable Trays.

26. Smoke and Heat Detectors – Two detectors for each type, fed by fire suppression system panel. Sends alarm signals in case of smoke detection or high temperature gradient detection.

27. Cable Entry – (MULTI CABLE TRANSITS Type) for instrumentation cables.

28. Incandescent Lamp - 18W light fixture in the shelter's lobby.

29. Heating tubes – Non-Electric heating copper tubes from the CCVT vapor generator. Inlet- 3/4"; Outlet- 3/8".

30. Grounding Busbars – One for general earthing (PE) and one for instrument earthing (IPE).

31. Mechanical Thermostat – Wall mounted thermostat controls the operation of the emergency heater.

Gas Combustion System

The Combustion System is comprised of the following components (Figure 1-3):

- ✓ **Main Burner** - Supplies heat to the Vapor Generator. The operation of the burner is modulated by the control system as a function of the CCVT load.
- ✓ **Pilot Burner** - A small burner, constantly lit, in order to re-ignite the Main Burner as part of the normal sequence of operation. Optionally there are two pilot burners.
- ✓ **Safety Switch** - A switch, operating the gas solenoid valve, activated by a thermocouple sensing the pilot burner flame. It will permit gas flow to the Pilot and Main Burners only if the Pilot Burner flame is “On”. The switch is not shown here as it is installed on the gas burner control panel.

✓ **Manual Ignition System** - A manually operated ignition system that provides sparks to ignite the Pilot Burner flame during start-up.

✓ **Automatic Re-Ignition System** - An automatic ignition system activated by an ionization sensor. The system provides sparks to re-ignite the pilot flame if during operation the flame was extinguished for any reason.

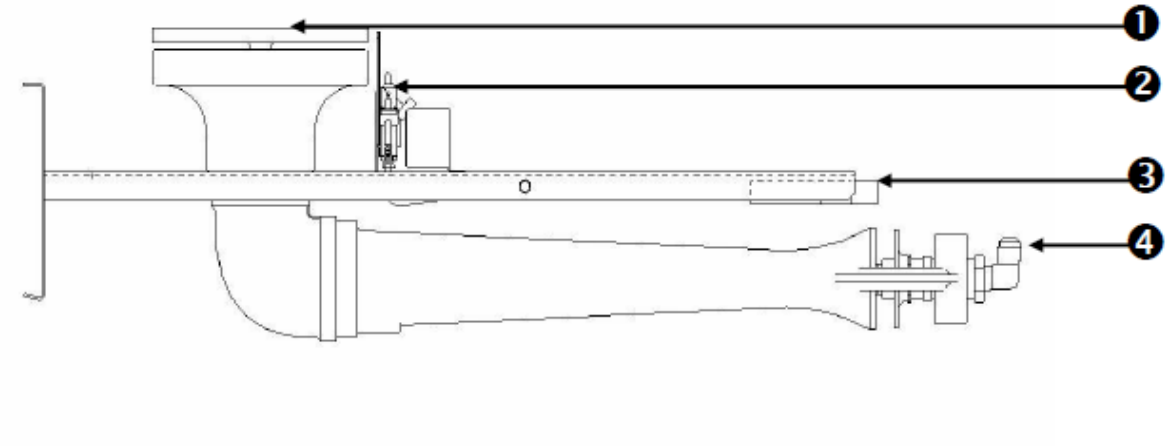


Figure 1-3: Gas Burner Assembly

No.	Description
1	Main Burner
2	Pilot
3	Manual Ignition Pushbutton
4	Gas Inlet

Turbo-alternator

The generator converts the rotational energy of the turbine to electrical power. The electric power system rectifies and filters the generator output power. The generator is an induction (homopolar) type alternator. The turbine and generator are encapsulated in a sealed canister from which only the electric cables extend out through the canister wall and are connected to the main power control board.

Control System

The control system includes the components required to adjust, control and monitor the operation and performance of the CCVT (The ORMAT® Energy Converter). This system consists of the following major components:

Turbine Control Unit - The Digital Turbine Control Unit is a digital controller that monitors and controls the CCVT during all modes of operation, considering various environmental conditions according to pre-programmed logic sequences.

Field Control (FC) Unit - The Field Control unit maintains the generator output voltage and the turbo-alternator speed under preset maximum values by controlling the generator excitation.

Frame and Shelter

The CCVT unit is mounted within a steel frame assembly with the vapor generator mounted within the CCVT shelter. The condenser with the fluid reservoir and the turbo-alternator are placed over the shelter on top. All the CCVT shelter entries are sealed (except for air supply) to prevent the burner flame from being extinguished by gusts of wind. The CCVT shelter air inlet has suitable hoods to prevent wind gusts and rain penetrating the shelter.

The CCVT Control Panel

The CCVT control panel conditions the alternating current before it is supplied to the load and to system consumers. It also contains a safety overload resistance to protect the turbine in case of sudden power cutoff. This panel usually does not need access after the initial installation.

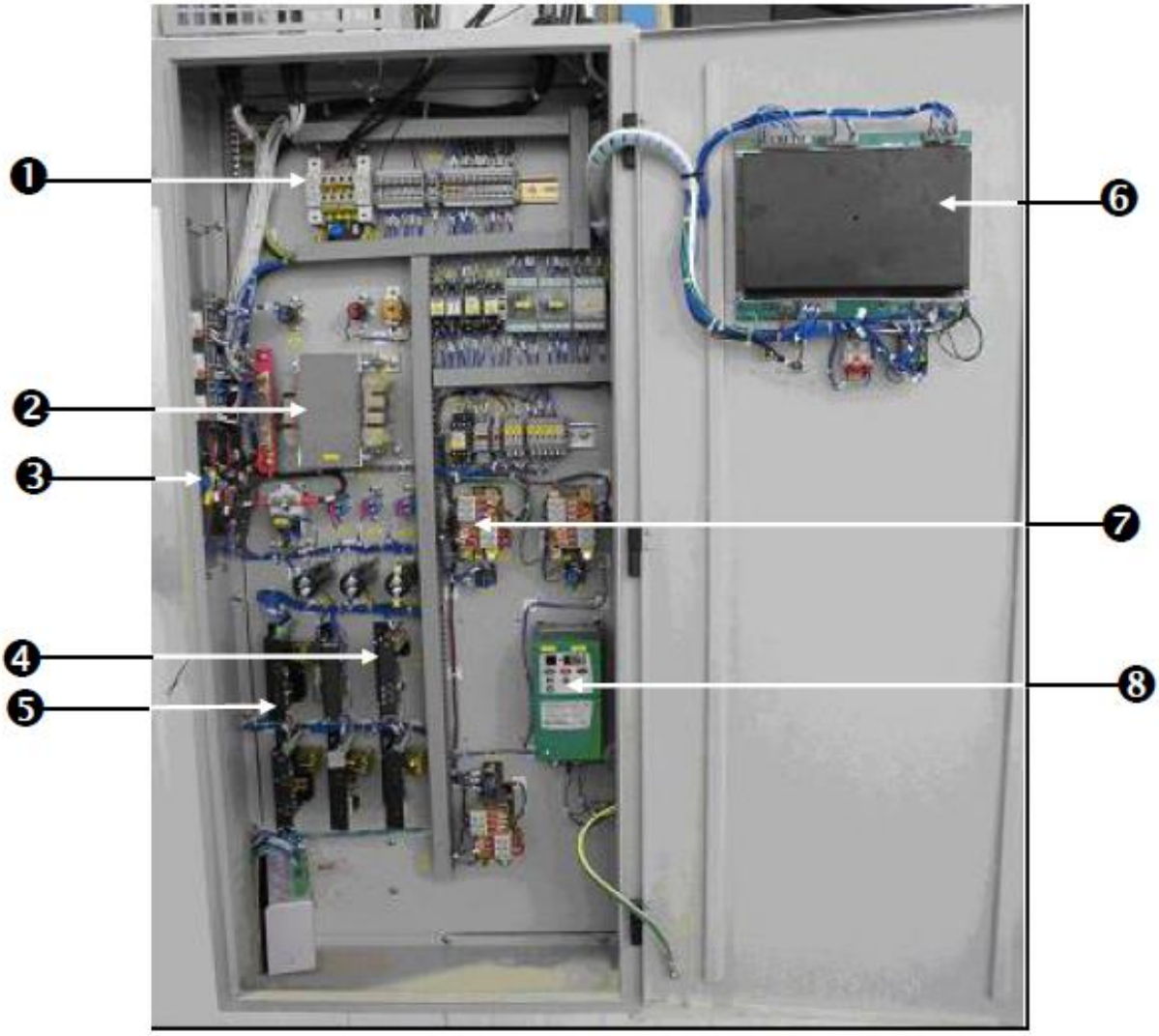


Figure 1-4: CCVT Control Panel

No.	Description
1	Power and Control Terminals
2	Choke
3	Main Rectifier
4	FC
5	Low Voltage system (LVS)
6	DTCU
7	Transformers
8	VFD for Condensor Fans

The CCVT HMI Panel

The HMI panel is attached to the inside of the electric cabinet door. The DTCU display and operating switches are seen and can be accessed from the front of the cabinet door as seen in Figure 1-5.

Figure 1-5: CCVT HMI Panel

The control panel includes the following components:

ON/OFF Switch

When turned to ON, CCVT operation is initiated.

The Pushbuttons

By pushing the "**UP /DOWN"** buttons the displayed code and value are changed. After 10 minutes the display will return to its default.

It is required to push the "**ENTER**" button in order for the DTCU to accept any operator initiated changes. Pressing the "**RESET**" button will reset the DTCU after a failure condition and will clear the FAIL annunciation from the display panel.

Gas Burner Panel

The Gas Burner Panel is located at the bottom of the unit, close to the burner. Theyare shown in Figure 1-6 and Figure 1-7. The Gas Burner Panel includes the following:

• **Gas Pressure Switch** - If the gas supply pressure drops below the minimum setpoint a signal is sent to shut down the unit.

• **Flame-out safety valves 1(top) &2 (right) -** During start-up, the red button onone of the safety valves must be pressed to enable gas flow through the solenoid operated gas valves. Once the pilot lights up, a thermocouple actuator

holds the switch open. If the pilot flame extinguishes, and the automatic re-ignition fails to light it, the thermocouple will cool and the valve will automatically shut off the gas flow. The two valves operate in parallel for redundant operation.

• **Solenoid Valves** - Electrically operated solenoid valve modulates the gas flow during normal operation and shuts off the gas in case there is a system failure.

• **Automatic Re-ignition Unit** - These units are enclosed in a sealed housing. They are connected to spark plugs. In the event of pilot flame out, an ionizing sensor detects the flame-out and sends sparks to reignite the pilot. There are two units operating in parallel for redundant operation.

• **Burner**

• **Manual Ignition Pushbutton** - By pressing the Manual Ignition pushbutton a spark is generated in order to ignite the Pilot Burner. It is located on the burner frame. Safety valves, ignitors and temperature probe of the flame-out safety valve are configured in parallel for redundancy.

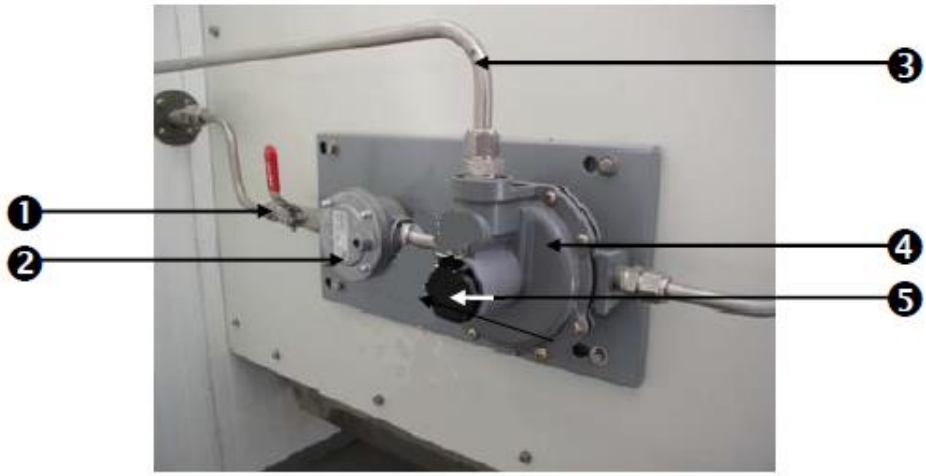


Figure 1-7: Gas Inlet Panel

No.	Description
1	Manual Inlet Valve
2	Filter
3	Vent
4	Pressure
5	Plug

Figure 1-6: Gas Burner Panel

No.	Description
1	Gas pressure switch
2	Flame-out safety valves (upper & lower)
3	Solenoid valves
4	Automation re-ignition unit
5	Manual ignition pushbutton
6	Burner

Statistical analysis of the operation of power plants

Table 1 presents the statistical information on 12 energy installations, gas pipelines operated in the Far East of the Russian Federation (the selection of the most common emergency technical incident is made of statistics for the 101 power plants).

Statistical analysis of the information provided in the Table. 1, revealed that the three main causes of accidents on the technical emergency power plants under consideration (Fig. 3) are: an open flame burner, mechanical failure of turbine and extremely high temperatures in the condenser.

Upon reaching the extremely high temperatures in the capacitor characteristics of his work, as a rule, are much higher than regulatory. Power

plant cannot function for a long time under such conditions. The object is not completely without power supply. Time, in which the power plant will operate in this mode, it is sufficient to leave the emergency group of specialists to address the identified problem.

Table 1: Statistics for technical incidents that occurred in the closed-cycle steam turbine 4 kW, powered by natural gas.

Mechanical failure of turbine is the reason that causes 40% of all emergency stops (Fig. 3) happened at power plants.

As a result of this technical incident power plant fails, and power supply of the object is threatened. The emergence of this reason, as a rule, due to the malfunction of the slide bearings of turbine (according to expert manufacturer of power plants).

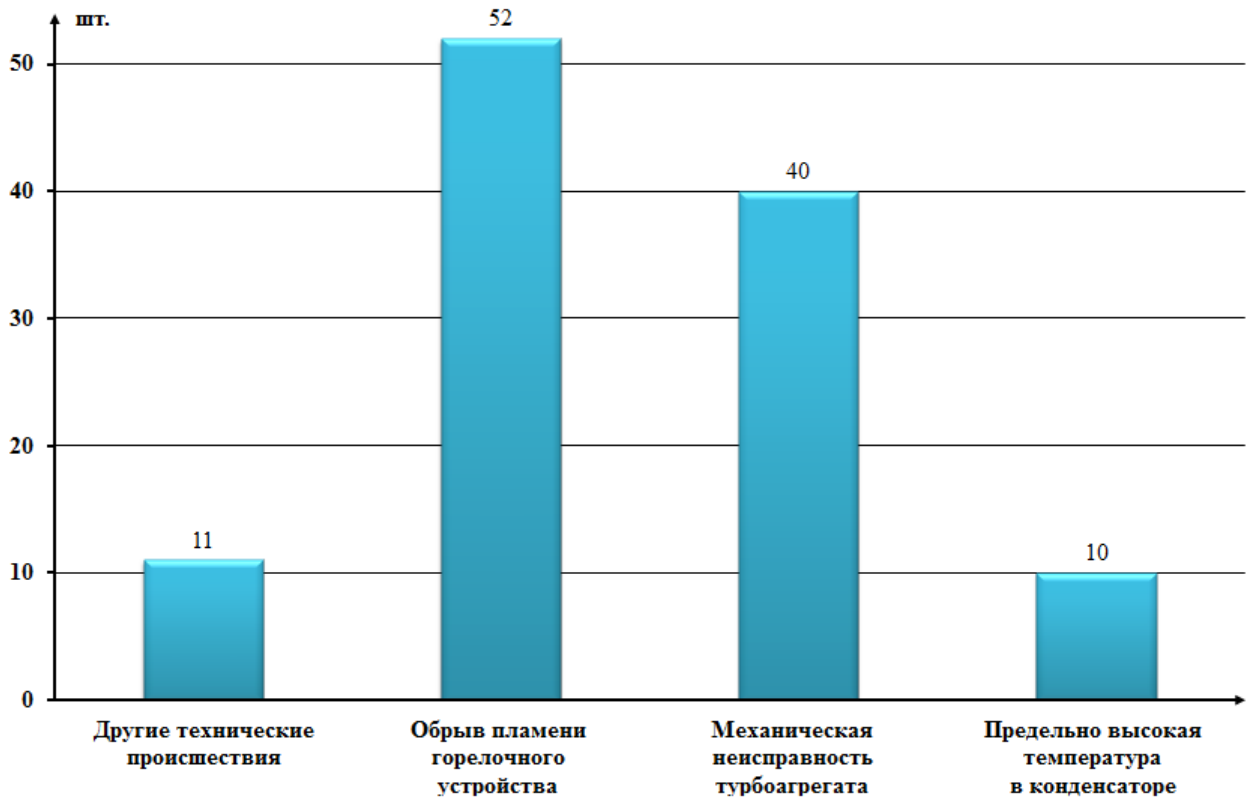


Figure 3. Statistics of the most common emergency technical incidents

The third major technical incident leading to unregulated mode or failure of the power plants is an open flame burner. In 80% of cases, this technical

incident occurs in the first year of operation of power plants, at the time of commissioning of the power plant and the setting in general. This technical incident leading to the power plant shutdown. One of the main causes of accidents are the instability of the fuel supply and changing the component composition (quality) of fuel.

From the technical analysis of the causes of accidents (Fig. 3) you can select a group of factors which it is advisable to pay special attention to the selection, launch and subsequent operation of autonomous power:

1. Climatic conditions.

2. The maximum and minimum electrical and thermal stresses.

3. Chemical composition of fuel.

4. The quality of the pre-commissioning.

5. The quality and frequency of maintenance.

When taking into account the above factors may increase the reliability of power plants (ensuring that the values of λ (t), ω (t) and T0, specified by the manufacturer) and ensure uninterrupted power supply to the remote line of trunk oil and gas pipelines Russia.

For example, the results of statistical analysis performed may be recommended to provide more effective integrated cleaning and drying system fed in a reducing gas installation point and changing the design parameters of the spark plug in order to reduce the number of failures due to the extinction of the flame. To reduce the number of failures due to failure of the test and measurement equipment to provide for additional protective sleeve, with periodic checking and calibration operations. Implementation of these procedures will also reduce the number of failures, the reasons for the non-regulated system works re-ignition.