

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



ГОРШУНОВ АНДРЕЙ АНДРЕЕВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МОНОПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ
РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА**

Специальность 2.4.3 -Электроэнергетика

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Секретарев Юрий Анатольевич
доктор технических наук, профессор

Новосибирск - 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО АНАЛИЗА СХЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МОНОПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	13
1.1 Содержание этапов исследований, проведенных в диссертационной работе.....	13
1.2 Риск-ориентированный подход в управлении эксплуатацией промышленных предприятий.....	17
1.3 Подходы к анализу последствий отказов электрооборудования в системах электроснабжения	21
1.4 Методы и модели расчета надежности схем электроснабжения	25
1.5 Влияние технического состояния электрооборудования на надежность систем электроснабжения.....	35
1.6 Выбор и принятие решения на основе оценок риска в системах электроснабжения	53
Выводы по главе 1.....	60
2 МОНИТОРИНГ И ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	62
2.1 Оценка технического состояния единицы электрооборудования в составе системы электроснабжения	62
2.2 Модели мониторинга за техническим состоянием электрооборудования.....	68
2.3 Анализ моделирования технического состояния электрооборудования.....	73

2.4 Программный комплекс для моделирования технического состояния системы электроснабжения.....	84
Выводы по главе 2.....	91
3 МОДЕЛИ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МОНОПОТРЕБИТЕЛЕЙ С УЧЕТОМ МОНИТОРИНГА ЗА ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ.....	93
3.1 Обработка статистической информации об отказах электрооборудования.....	93
3.2 Расчет и анализ схемной надежности систем электроснабжения с монопотребителями	103
3.3 Математическая модель расчета надежности системы электроснабжения монопотребителя с учетом ограничений пропускной способности и технического состояния элементов	118
3.4 Реализация модели автоматизированного расчета схемной надежности с учетом технического состояния и ограничений пропускной способности	126
Выводы по главе 3.....	136
4 МОДЕЛИ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ НА ОСНОВЕ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА ДЛЯ МОНОПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	137
4.1 Оценка ущербов потребителей в электроэнергетике	137
4.2 Технологические и энергетические особенности нефтедобычи....	143
4.3 Оценка рисков в системах электроснабжения с монопотребителем.....	146
4.4 Влияние отказов оборудования на недоотпуск электроэнергии....	153

4.5 Оценка ущерба от недоотпуска электроэнергии по причине нарушения электроснабжения	158
4.6 Модель оценки ущерба для куста скважин от нарушения технологического оборудования	160
4.7 Алгоритм поддержки принятия решения	165
4.8 Программная реализация комплекса по поддержке принятия решения	167
Выводы по главе 4.....	169
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	171
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	173
Приложение А Результаты расчетов показателей надежности.....	191
Приложение Б Результаты расчетов математического ожидания ущербов .	195
Приложение В Типовые схемы.....	198
Приложение Г Свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ	204
Приложение Д Акты внедрения результатов исследования.....	207

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Оценка надежности систем электроснабжения (СЭС) является одной из ключевых задач в электроэнергетике. Методы расчета надежности электрических сетей и СЭС разработаны достаточно давно и основаны на использовании статистических данных об отказах элементов системы. На основе показателей надежности элементов могут быть получены оценки схемной надежности, характеризующиеся вероятностью безотказной работы СЭС.

В практике управления надежностью СЭС применяются различные подходы к оценке допустимого уровня надежности. Один из них основан на нормировании показателей надежности, когда требуемые значения надежности задаются нормативными документами или принимаются на основе опыта эксплуатации. Другой подход связан с оценкой последствий отказов, выраженных в виде экономического ущерба, возникающего вследствие нарушений электроснабжения потребителей. Последний подход представляет особый интерес, поскольку позволяет учитывать не только вероятность возникновения отказов, но и тяжесть их последствий.

Однако практическое применение методов оценки ущерба от нарушений электроснабжения часто связано со значительными трудностями. На многих промышленных предприятиях технологические процессы имеют сложную структуру и включают большое количество взаимосвязанных производственных операций. В таких условиях оценка экономических последствий недоотпуска электрической энергии становится затруднительной, поскольку один и тот же объем недоотпущенной электроэнергии может приводить к различным производственным потерям в зависимости от особенностей технологического процесса.

В этом отношении особый интерес представляют системы электроснабжения с монопотребителем – потребители электрической энергии, для которых основная часть потребляемой электроэнергии используется в рамках одного основного

технологического процесса. Для таких объектов нарушение электроснабжения приводит к сокращению производства однородной продукции, связанной с функционированием одного технологического процесса. К числу подобных объектов относятся, например, системы добычи нефти и газа, дата-центры (*data center*), где результатом производственной деятельности является получение однотипного продукта. В этом случае отказ элементов СЭС непосредственно вызывает остановку технологического оборудования и приводит к уменьшению объема добычи. Данное обстоятельство позволяет установить зависимость между работоспособностью СЭС и объемом выпуска однородной продукции, что существенно упрощает оценку экономических последствий от нарушения электроснабжения.

При рассмотрении нескольких СЭС с монопотребителем, например кустов добывающих скважин на месторождении, возникает возможность применения риск-ориентированного подхода (РОП), основанного на совместном учете вероятности отказов элементов системы и тяжести их последствий. Необходимость использования данного подхода во многом обусловлена современными экономическими условиями эксплуатации промышленных предприятий, характеризующимися ограниченностью финансовых и эксплуатационных ресурсов, выделяемых на техническое обслуживание и ремонт электрооборудования. При этом важным фактором является учет текущего технического состояния электрооборудования, поскольку показатели надежности элементов системы могут существенно изменяться в процессе эксплуатации. Совместный учет схемной надежности СЭС и текущего технического состояния ее элементов позволяет получать более реалистичные оценки вероятности отказов и связанных с ними рисков.

Таким образом, разработка математических моделей риск-ориентированного управления в СЭС монопотребителей является актуальной задачей.

Степень разработанности темы исследования. Проблемам обеспечения надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) и СЭС промышленных предприятий посвящено значительное количество научных исследований. Основы

теории надежности ЭЭС были сформированы в работах отечественных и зарубежных ученых, в которых разработаны методы оценки показателей надежности элементов и схем электроснабжения, а также методы анализа отказов и их последствий.

Значительный вклад в развитие методов анализа надежности электроэнергетических систем внесли такие исследователи, как А.В. Андрюшин, Ю.Б. Гук, В.Г. Китушин, В.М. Левин, Б.В. Лукутин, М.Ш. Мисриханов, А.Н. Назарычев, И.В. Наумов, В.А. Непомнящий, Н.Л. Новиков, В.П. Обоскалов, В.И. Пантелеев, Б.В. Папков, М.Н. Розанов, Ю.Н. Руденко, Ю.А. Секретарев, В.А. Тремясов, И.А. Ушаков, Ю.А. Фокин, Ю.Я. Чукреева, В.И. Эдельман и другие. Развитие данного направления также представлено в работах зарубежных исследователей R. Billinton, R. Allan, C. Singh, J. Mitra, L. Bertling Tjernberg, и др.

Также большой вклад в развитие методов анализа риска и принятия решений в сложных технических системах внесли отечественные ученые В.А. Абчук, Н.И. Воропай, И.А. Рябинин, В.Н. Рябченко, Л.А. Кочергин и многие другие. Данной теме посвящены работы зарубежных авторов J. von Neumann, L. Savage, H. Raiffa и др.

Несмотря на значительное количество исследований в области надежности ЭЭС, вопросы оценки надежности и одновременного учета технического состояния СЭС потребителей в рамках риск-ориентированного подхода остаются недостаточно разработанными.

Таким образом, использование современных методов математического моделирования и возможностей вычислительной техники позволяет разрабатывать модели поддержки принятия решений, основанные на оценке рисков отказов электротехнического оборудования и учитывающие особенности функционирования СЭС промышленных потребителей нефтегазовой отрасли.

Цель диссертационной работы. Разработка математических моделей оценки надежности и текущего технического состояния СЭС потребителей нефтяного месторождения на основе риск-ориентированного подхода,

обеспечивающих высокую эффективность управления техническим обслуживанием и ремонтами в течение эксплуатации электрооборудования.

Поставленная цель достигается решением следующих **задач**:

1. Анализ существующих методов оценки надежности СЭС и оценки текущего технического состояния электрооборудования СЭС.
2. Обработка статистической информации об отказах электрооборудования СЭС для получения основных показателей надежности на примере Салымского месторождения.
3. Разработка математической модели технического состояния при оценке надежности СЭС.
4. Разработка математической модели оценки последствий отказов электрооборудования СЭС.
5. Разработка и реализация алгоритма поддержки принятия решений по выводу оборудования в ремонт.
6. Апробация математических моделей на примере СЭС монопотребителей Салымского месторождения.

Объект исследования – системы электроснабжения нефтяного месторождения.

Предмет исследования – методы и математические модели оценки последствий отказов электрооборудования с учетом надежности и текущего технического состояния СЭС.

Научная новизна заключается в следующем:

1. Предложен метод учета текущего технического состояния электрооборудования СЭС при оценке структурной надежности, поскольку расчеты, выполняемые без учета фактического состояния элементов системы, приводят к оптимистически завышенным оценкам надежности схем СЭС.
2. Предложен классификационный признак выделения потребителей электрической энергии, заключающийся в наличии доминирующего технологического процесса по выпуску однотипной продукции, на который приходится основная доля электропотребления, около 95 %, что обеспечивает

возможность более обоснованной оценки ущерба при нарушениях электроснабжения.

3. Предложен способ оценки риска нарушения электроснабжения потребителей нефтяного месторождения, при котором ненадежность электроснабжения потребителя рассматривается через возникновение ущерба от последствий отказов СЭС. Ущерб для любого куста месторождения рассчитывается в едином денежном эквиваленте — стоимости недополученной нефти. Поскольку отказ электрооборудования является случайным событием, последствие отказа определяется как математическое ожидание ущерба от недополученной продукции. Таким образом, под риском понимается математическое ожидание ущерба от недополученной продукции.

4. Разработан риск-ориентированный алгоритм поддержки принятия решений о выводе электрооборудования СЭС в ремонт, основанный на совместном учете данных мониторинга текущего технического состояния и показателей надежности элементов СЭС. Алгоритм обеспечивает ранжирование оценок риска и оказывает поддержку при определении приоритетности ремонтных мероприятий в планах ТОиР.

Теоретическая значимость результатов диссертационного исследования заключается в развитии научно-методического аппарата оценки структурной надежности СЭС с учетом текущего технического состояния электрооборудования. Полученные результаты расширяют существующие методы анализа надежности электроснабжения за счет перехода от расчетов, основанных только на усредненных показателях надежности, к расчетам, учитывающим фактическое состояние элементов системы. Также теоретическая значимость работы состоит в формализации риска нарушения электроснабжения потребителей нефтяного месторождения через математическое ожидание ущерба от недополученной продукции. Такой подход позволяет установить взаимосвязь между отказами элементов СЭС, вероятностными характеристиками надежности, технологическими последствиями нарушения электроснабжения и экономическим ущербом от снижения добычи нефти.

Практическая значимость результатов исследования заключается в возможности применения предложенных методов и алгоритма при эксплуатации СЭС нефтяных месторождений. Разработанные положения позволяют выполнять более обоснованную оценку надежности схем электроснабжения, определять потребителей, для которых нарушение электроснабжения приводит к наибольшему технологическому и экономическому ущербу, а также ранжировать электрооборудование по уровню риска при планировании мероприятий ТОиР.

Практическая полезность результатов работы состоит в том, что предложенный риск-ориентированный алгоритм может использоваться эксплуатационными службами при формировании планов ремонта электрооборудования СЭС. Его применение позволяет учитывать не только показатели надежности элементов системы, но и данные мониторинга их текущего технического состояния, а также возможный ущерб от нарушения электроснабжения потребителей нефтяного месторождения.

Методология и методы исследования. Методологическую основу исследования составляют положения теории надежности электроэнергетических систем, теории риска и методов принятия решений в условиях неопределенности. При решении поставленных задач использованы методы теории вероятностей и математической статистики, методы анализа надежности СЭС, методы математического моделирования и статистического моделирования.

Для учета влияния текущего технического состояния электрооборудования на показатели надежности СЭС применены методы диагностического мониторинга и анализа эксплуатационных данных. Моделирование процессов изменения технического состояния оборудования и оценки рисков нарушений электроснабжения выполнено с использованием эвристических методов и метода статистического моделирования Монте-Карло.

Реализация разработанных математических моделей и алгоритмов выполнена с использованием современных средств вычислительной техники в виде программных модулей, объединенных в единый программный комплекс поддержки принятия решений при эксплуатации СЭС.

Положения, выносимые на защиту:

1. В системах электроснабжения монопотребителей (газовых и нефтяных месторождений), предназначенных для преимущественного электроснабжения данного типа потребителей оценка риска нарушения надежности в них должна осуществляться на основе расчета математического ожидания ущерба от перерыва электроснабжения. Возникший недоотпуск электроэнергии приводит к потере основного вида продукции (нефть, газ), который может быть корректно рассчитан.
2. Расчет риска непосредственно связан с оценкой вероятностного состояния элементов СЭС, которое представляет собой обязательное наложение текущего технического состояния элементов оборудования на оперативную схемную надежность СЭС.
3. Формируемая в темпе процесса управления шкала рисков нарушения надежности электроснабжения объектов (кустов месторождения) дает возможность организованного и упорядоченного производства технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) в соответствии с реально сложившейся ситуацией в СЭС монопотребителя.

Достоверность полученных результатов обеспечивается корректным использованием математического аппарата, применением научно обоснованных методов диссертационного исследования. Показатели надежности элементов СЭС, используемые в расчетах, получены на основе обработки статистических данных об отказах электрооборудования рассматриваемых электрических сетей, что обеспечивает соответствие расчетных параметров условиям реальной эксплуатации.

Основные результаты и положения диссертации докладывались и обсуждались на различных всероссийских и международных конференциях с привлечением, в том числе, сотрудников службы эксплуатации электросетевых компаний.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Диссертация соответствует следующим пунктам паспорта специальности
2.4.3 – Электроэнергетика:

п. 18 – «Разработка методов анализа структурной, балансовой и функциональной надежности электроэнергетических систем, систем электроснабжения, мини – и микрогрид»;

п. 20 – «Разработка методов использования информационных и телекоммуникационных технологий и систем, искусственного интеллекта в электроэнергетике, включая проблемы разработки и применения информационно-измерительных, геоинформационных и управляющих систем для оперативного и ретроспективного мониторинга, анализа, прогнозирования и управления электропотреблением, режимами, надежностью, уровнем потерь энергии и качеством электроэнергии».

Апробация результатов. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных и всероссийских конференциях: Гидроэлектростанции в XXI веке. Всероссийская научно-практическая конференция, Черемушки, 2022, 2023; Progress through innovations. Proceedings 2023 International Academic and Research Conference of Graduate and Postgraduate Students, Novosibirsk, 2023; Борисовские чтения. Всероссийская (Международная) научно-техническая конференция, Красноярск, 2023, 2025; Наука. Технологии. Инновации. Всероссийская научная конференции молодых ученых, Новосибирск, 2025.

Публикации. По материалам диссертации опубликована 21 печатная работа, в том числе 5 – в рецензируемых изданиях из перечня, рекомендованных ВАК Российской Федерации, 1 – в изданиях, индексируемых в наукометрических базах Scopus и Web of Science, 3 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объём диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка литературы, включающего 142 библиографические ссылки и 5 приложений. Текст диссертации изложен на 209 страницах, содержит 61 рисунок и 17 таблиц.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО АНАЛИЗА СХЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МОНОПОТРЕБИТЕЛЕЙ

1.1 Содержание этапов исследований, проведенных в диссертационной работе

Ниже рассматриваются этапы исследований, которые предстоит провести в диссертационной работе для решения поставленных задач. Содержательная структура каждого этапа формируется следующим образом.

1. Цели данного этапа исследований.
2. Основная информация, необходимая для решения поставленных задач исследований и ее обработка.
3. Разработка новых или использование существующих математических моделей для достижения поставленных целей.
4. Проведение расчетов по предложенным моделям.
5. Анализ полученных результатов и их верификации (если существует реальная возможность ее проведения).
6. Резюме (выводы).

Остановимся на каждом этапе более подробно.

1. Исследование надежности СЭС кустов нефтяного месторождения

Целью данных исследований является расчет схемной (структурной) надежности схем электроснабжения различных кустов, входящих в состав месторождения.

Будут рассматриваться 72 схемы электроснабжения 35 кВ объектов на нефтяном промысле Ханты-Мансийского автономного округа, имеющие в своем составе как двухцепные линии, так и одноцепные, а также силовые трансформаторы, установленные на питающих кустовых подстанциях. Основные показатели надежности (параметры потока отказов и среднее время восстановления) будут получены после обработки фактической статистической информации об отказах оборудования за 10 лет эксплуатации [1].

В электроэнергетике широко используется метод блок-схем (или блочных схем) для удобного и эффективного расчета надежности схем. На практике элементы СЭС могут быть соединены между собой различными способами, образуя сложные схемы электроснабжения. Последовательное соединение является одним из наименее надежных способов соединения элементов. При данном способе соединения выход из строя хотя бы одного элемента приводит к отказу в функционировании всей СЭС. При параллельном соединении элементы являются взаимно резервируемыми, если один из двух элементов выходит из строя, второй полностью берет на себя функции обоих элементов (если резервирование не является частичным).

Результирующей оценкой надежности является вероятность безотказной работы системы электроснабжения или вероятность отказа (в зависимости от поставленной задачи), которые будут рассчитываться для каждого куста и для всего месторождения в целом. Также будут выделены типовые схемы электроснабжения кустов.

2. Исследование текущего технического состояния электрооборудования СЭС кустов нефтяного месторождения

Чтобы произвести оценку текущего технического состояния электрооборудования предлагается применять индекс технического состояния (ИТС). Он является комплексной оценкой текущего технического состояния единицы электрооборудования (элемента СЭС). Для получения значения ИТС следует произвести оценку технического состояния каждой детали в рассматриваемом элементе СЭС. При этом детали, которые способны выполнять свои функции только совместно объединяются в группы – функциональные узлы и производится расчет ИТС функциональных узлов на основе полученных ранее оценок. По ИТС функциональных узлов производится расчет ИТС единицы электрооборудования [2].

Приведем пример структуры единицы электрооборудования и функциональных узлов на примере воздушной ЛЭП-35 на рисунке 1.1.

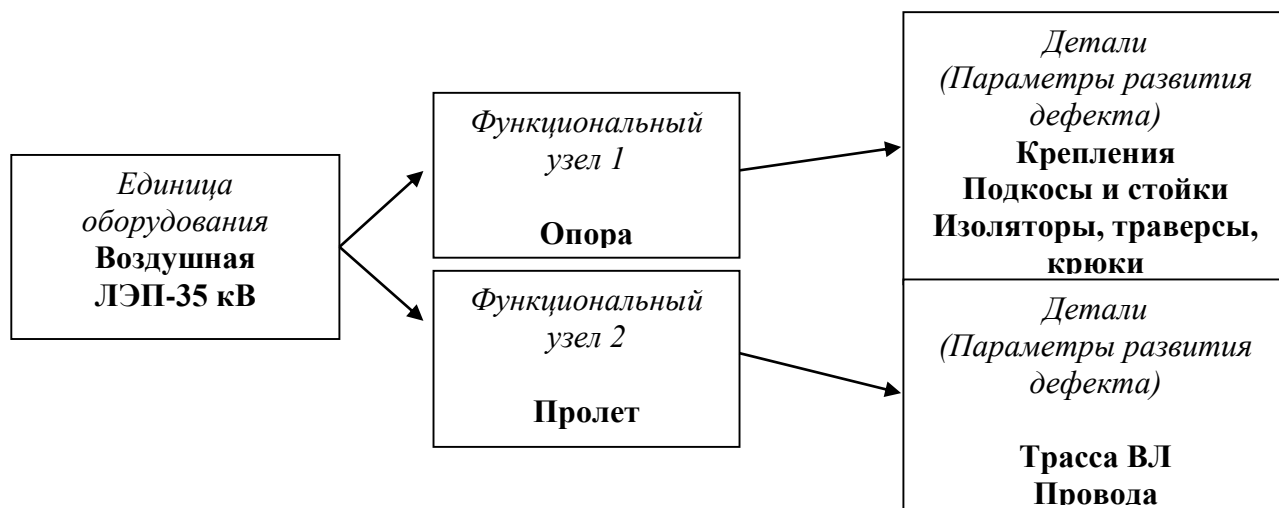


Рисунок 1.1 – Структурная схема единицы оборудования

В настоящее время отсутствуют строгие математические модели, описывающие связь между развитием дефекта в деталях электрооборудования и отказом данного электрооборудования [3].

В диссертации предлагается решать эту задачу на основе комбинации вероятностного и эвристического методов. Чтобы оценить важность (значимость) детали или функционального узла в составе единицы электрооборудования применяются весовые коэффициенты значимости, которые являются результатом экспертной оценки данного процесса. Степень изменения развития дефекта (важности параметра) предлагается моделировать методом статистических испытаний (методом Монте-Карло) на основе генератора равновероятного случайного распределения в диапазоне от 0 до 1. При этом значение случайного числа, равное 0, будет свидетельствовать о том, что степень развития дефекта в детали не влияет на отказ единицы оборудования, а значение, равное 1, приводит к отказу элемента оборудования. Промежуточные значения внутри интервала 0-1 характеризуют различную степень влияния развития дефекта на отказ элемента оборудования СЭС [4].

В ходе проведения исследования ожидается, что случайные изменения значения ИТС электроснабжения куста месторождения будут подчиняться

нормальному закону распределения. Для этого будет проведена проверка гипотезы по критерию χ^2 – Пирсона для всех без исключения кустов электроснабжения [5].

3. Совместное исследование надежности и текущего технического состояния электрооборудования СЭС кустов нефтяного месторождения

Для учета текущего технического состояния электрооборудования в расчетах надежности систем электроснабжения (СЭС) предлагается применять следующую математическую модель:

$$P_{\text{ИТС}} = P \times J_{k.un.eq} = e^{-\omega \times T} \times J_{k.un.eq}$$

где P – вероятность безотказной работы СЭС; $J_{k.un.eq}$ – ИТС электрооборудования; ω – суммарный параметр потока отказов элементов СЭС (год⁻¹); T – время, за которое рассматривается событие (год).

Каждый сомножитель в этом выражении не является постоянной величиной. Таким образом, сам параметр $P_{\text{ИТС}}$ изменяется, что требует регулярного мониторинга его изменения.

Ожидается, что результаты проведенных расчетов покажут снижение надежности системы электроснабжения кустов месторождения при учете текущего состояния электрооборудования.

4. Исследование возможности использования риск-ориентированного подхода (РОП) для выбора стратегии управления техническим обслуживанием и ремонтами (ТОиР) электроснабжения монопотребителя

Риск-ориентированный подход с позиций электроснабжения предназначен для определения того элемента системы электроснабжения (в широком смысле этого слова), для которого в первую очередь требуется провести своевременное обслуживание или осуществить вывод в ремонт по его состоянию. Классическим определением риска является цена выбора решения в условиях неопределенности процесса принятия решения.

Под системой электроснабжения монопотребителя будем понимать электроснабжение месторождения, основные элементы которого (кусты) производят одинаковую продукцию (в данном случае, нефть) в рамках единого технологического процесса. Ненадежность электроснабжения монопотребителя

будет заключаться в появлении ущерба от последствий отказов системы электроснабжения, который (ущерб) для любого куста можно рассчитать в одном денежном эквиваленте, а именно: в стоимости не дополученной нефти. Так как отказ электрооборудования является событием случайным, то его последствием будет являться математическое ожидание ущерба от недополученной продукции. Таким образом, под риском будет пониматься математическое ожидание ущерба от недополученной продукции.

Риск отказов энергооборудования в электрических сетях промышленных предприятий, как правило, связан с нарушениями электроснабжения потребителей, простоями и поломками энергоустановок, угрозами экологии и безопасности персонала [6,7]. В системах электроснабжения нефтепромыслов основная составляющая риска обусловлена невыработкой или технологическими потерями добычи нефти ($\Delta\Pi$).

Математическое ожидание ущерба за время восстановления работоспособности аварийно отказавших элементов T_B определяется как вероятностью нарушения электроснабжения технологических потребителей по причине отказа i -го элемента сети (Q_i), так и тяжестью возникающих нежелательных последствий (объемом потерь, $\Delta\Pi$). Для вычисления вероятности отказа оборудования сети используется модели, предложенные выше на этапах 1,2 и 3 [8].

Расчет ущербов (рисков) осуществляется по каждому n -ому кусту, состоящему из m скважин. Результатом расчетов будет являться ранжированная шкала ущербов по всем кустам месторождения с целью первоочередного осуществления ТОиР на том кусте, где риск нарушения электроснабжения является самым высоким.

1.2 Риск-ориентированный подход в управлении эксплуатацией промышленных предприятий

Современная деятельность любой организации, независимо от сферы и масштаба, неизбежно связана с различными видами рисков. На результаты работы могут влиять экономические, технические, правовые, организационные,

человеческие и другие факторы, каждый из которых несёт определённую степень риска потенциальных потерь. В условиях нестабильной внешней среды, роста конкуренции и постоянных изменений в законодательстве необходимость системного подхода к управлению рисками становится особенно актуальной [9].

Традиционные методы управления, ориентированные исключительно на устранение последствий нежелательных событий, не могут обеспечивать достаточной эффективности организации [10]. Поэтому всё большее распространение в последние годы получает риск-ориентированный подход, который позволяет выявлять, оценивать и контролировать риски на ранних этапах, до того как они повлияют на деятельность организации [11-13].

Риск-ориентированный подход (РОП) представляет собой метод управления, основанный на систематическом выявлении, анализе и управлении рисками, способными оказать влияние на достижение целей организации [14-15]. Данный подход предполагает идентификацию потенциально неблагоприятных событий (отказов), оценку вероятности их возникновения и возможных последствий, а также принятие управленческих решений, направленных на снижение уровня риска до допустимых значений. Применение РОП позволяет обеспечить более рациональное распределение ресурсов и сосредоточить управленческие воздействия на наиболее уязвимых направлениях деятельности организации [16-19].

В настоящее время риск-ориентированный подход широко применяется в различных областях управления. В системах менеджмента качества, в частности в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 9001:2015, использование РОП направлено на обеспечение стабильности производственных и организационных процессов, а также на предупреждение возникновения дефектов на ранних стадиях функционирования системы [20]. В финансовой сфере и аудите анализ рисков используется для оценки вероятности возникновения финансовых потерь, выявления уязвимых элементов системы учета и определения приоритетных направлений аудиторских проверок.

В области промышленной безопасности и охраны труда РОП применяется для выявления наиболее опасных производственных процессов и видов работ. Это позволяет определять направления, требующие повышенного внимания, и разрабатывать мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций и снижению уровня производственного травматизма. Сходный принцип используется и в системе государственного контроля и надзора, где периодичность и объем проверок хозяйствующих субъектов зависят от категории риска, связанного с возможным причинением вреда жизни и здоровью людей, окружающей среде или имуществу.

Методы анализа рисков получили распространение и в других областях, например в информационной безопасности и управлении проектами. В сфере информационных технологий такой анализ применяется для выявления наиболее значимых угроз — кибератак, утечек данных или технических сбоев — и определения приоритетных направлений защиты информационной инфраструктуры. В управлении проектами учет рисков позволяет заранее оценивать вероятность отклонений от плановых сроков выполнения работ, перерасхода ресурсов или возникновения технических трудностей [21-22].

Распространение РОП связано с его практической направленностью. Он позволяет учитывать вероятность возникновения неблагоприятных событий и оценивать их последствия, что способствует более рациональному распределению ресурсов и повышению эффективности управления. Важной особенностью данного подхода является ориентация на предупреждение потенциальных проблем и снижение их возможных последствий на ранних этапах функционирования системы.

В электроэнергетике применение РОП имеет свою специфику. Эксплуатация систем электроснабжения (СЭС) непосредственно связана с обеспечением устойчивой работы технологических процессов промышленных предприятий, а нарушения электроснабжения могут приводить к значительным экономическим потерям. Поэтому РОП при анализе надежности СЭС представляет как научный, так и практический интерес.

Риск-ориентированный подход в электроэнергетике

РОП активно применяется и весьма эффективен в электроэнергетике, поскольку эта отрасль напрямую связана с высоким уровнем технических, технологических и эксплуатационных рисков, связанных с надёжностью систем электроснабжения. Также РОП имеет большое значение в Энергетической стратегии до 2035 года [9].

Электроэнергетика — это критически важная инфраструктура, где незначительные сбои могут привести к масштабным авариям и социально-экономическим потерям.

РОП позволяет:

- выявлять потенциально опасные участки сети (подстанции, линии электропередач, распределительные устройства и т.д.);
- оценивать вероятность отказа оборудования (например, трансформаторов, выключателей, кабелей);
- прогнозировать последствия таких отказов — от локальных перебоев до каскадных аварий;
- приоритизировать ремонт, модернизацию и обслуживание по степени риска.

Таким образом, ресурсы направляются в первую очередь на объекты с наибольшей вероятностью отказа или самыми тяжёлыми последствиями.

РОП лежит в основе концепции RBI (Risk-Based Inspection) - риск-ориентированных проверок и ремонтов.

Вместо плановых, одинаковых по срокам ремонтов, применяются диагностические методы, оценка вероятности отказа каждого узла, расчёт последствий его выхода из строя.

На основе этих данных формируется приоритетный график ремонтов и обслуживания, что позволяет сократить издержки и повысить эффективность эксплуатации оборудования.

В современном управлении термин «риск» используется для обозначения вероятности наступления событий, которые могут повлиять на достижение целей организации и привести к нежелательным последствиям.

Согласно международному стандарту ISO 31000, риск — это влияние неопределённости на цели, причём это влияние может быть как отрицательным, так и положительным. Иными словами, риск связан с возможностью отклонения фактических результатов от ожидаемых, что может выражаться в убытках, задержках, нарушениях, а иногда и в появлении новых возможностей для развития.

В классическом понимании риск характеризуется двумя основными параметрами:

- вероятностью наступления определённого (нежелательного) события — отказа оборудования;
- величиной последствий, которые могут возникнуть в результате его реализации.

Последний параметр представляет наибольший интерес для организаций. Несмотря на то, что риски в электроэнергетике могут иметь различную природу — техническую, организационную, экологическую или социальную, — наибольший интерес для предприятий представляют риски, выраженные в материальных последствиях. Для любой организации риск становится ощутимым именно тогда, когда он приводит к экономическим последствиям, измеримым в денежных показателях.

1.3 Подходы к анализу последствий отказов электрооборудования в системах электроснабжения

Отказы установок систем электроснабжения (СЭС) приводят к ущербу как у потребителей, так и в самой СЭС.

Наиболее распространенным видом нарушения нормального режима электроснабжения потребителей являются перерывы в подаче электрической энергии. Подобные нарушения приводят к возникновению различных технологических и экономических последствий, выражающихся в простоях оборудования, снижении объемов выпуска продукции и возникновении дополнительных эксплуатационных затрат. Основной причиной перерывов электроснабжения, как правило, являются отказы электрооборудования, входящего

в состав СЭС. Существует два подхода к расчету надежности электрооборудования в СЭС.

Первый подход заключается в нормировании надежности. Нормированием надежности называют установление в нормативно – технической документации количественных и качественных требований к надежности. Нормирование надежности включает комплекс мероприятий:

- выбор номенклатуры нормируемых показателей надежности;
- технико-экономическое обоснование значений показателей надежности объекта и его составных частей;
- задание требований к точности и достоверности исходных данных;
- формирование критериев отказов, повреждений и предельных состояний;
- задание требований к методам контроля надежности на всех этапах жизненного цикла объекта.

При нормировании надежности объекта в качестве базовых могут использоваться показатели, приведенные в ГОСТ 27.003-83. Однако при необходимости допускается применение и других показателей надежности, если они не противоречат положениям данного стандарта. Выбор таких показателей обычно определяется особенностями конкретного объекта, условиями его эксплуатации, а также возможными последствиями отказов. Решение о применении дополнительных показателей, как правило, принимается по согласованию между изготовителем оборудования и заказчиком.

Значения нормируемых показателей надежности играют важную роль на различных этапах жизненного цикла объекта. Они учитываются при формировании стоимости изделия, определении гарантийных обязательств со стороны производителя, а также могут использоваться при рассмотрении спорных ситуаций между изготовителем и эксплуатирующей организацией.

При формировании перечня нормируемых показателей надежности стремятся выбирать такие характеристики, которые имеют однозначную интерпретацию, обладают ясным физическим смыслом и могут быть оценены как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации объекта. При этом

принимаются во внимание назначение объекта, условия его эксплуатации, экономические аспекты его использования, а также возможные последствия отказов оборудования.

Данный подход применяется вследствие высокой сложности точного определения последствий отказов электрооборудования СЭС потребителей. Нарушение работоспособности элементов СЭС приводит к недоотпуску электрической энергии потребителям. При этом одинаковый по физическому объему недоотпуск электроэнергии (например, 1 кВт*ч), возникший вследствие отказа электрооборудования, может вызывать существенно различные последствия на различных предприятиях.

Это обусловлено особенностями технологических процессов, уровнем автоматизации производства, непрерывностью производственного цикла, а также степенью чувствительности оборудования к перерывам в электроснабжении [23-24].

Так, на предприятиях с дискретным характером производства кратковременные нарушения электроснабжения могут приводить лишь к незначительным простоям оборудования, не оказывающим существенного влияния на общий объем выпуска продукции. На предприятиях с непрерывным технологическим циклом (например, в металлургии, химической или нефтеперерабатывающей промышленности) последствия перерывов в электроснабжении проявляются значительно сильнее. Даже кратковременное отключение электроэнергии может привести к нарушению технологического процесса: остановке оборудования, порче сырья или полуфабрикатов, а также необходимости повторного запуска производственных линий. Подобные ситуации, как правило, сопровождаются ощутимыми экономическими потерями.

При этом одинаковый по физическому объему недоотпуск электроэнергии может иметь совершенно разные последствия для различных предприятий. Характер и масштаб потерь во многом определяются особенностями технологического процесса конкретного потребителя. По этой причине использование универсальных нормативов или единых коэффициентов ущерба

оказывается затруднительным, что существенно усложняет задачу объективной оценки последствий отказов электрооборудования в СЭС.

Второй подход основывается на расчете последствий от отказов электрооборудования СЭС. С высокой точностью и с минимальными затратами можно произвести расчет последствий аварий для систем электроснабжения с монопотребителем.

Последствия отказов оборудования систем электроснабжения с монопотребителем

Монопотребитель представляет собой потребителя электрической энергии, функционирование которого связано преимущественно с одним основным технологическим процессом, определяющим режим электропотребления. В таких системах режим работы (СЭС) непосредственно обусловлен особенностями технологического процесса.

К числу монопотребителей могут быть отнесены, например, объекты нефтегазовой отрасли, для которых основным технологическим процессом является добыча нефти или газа. Аналогичные характеристики имеют и отдельные объекты информационной инфраструктуры, такие как центры обработки данных (data center). Для подобных потребителей основная часть потребляемой электрической энергии, как правило, используется для обеспечения функционирования одного доминирующего технологического процесса.

Для монопотребителя более 90 % потребляемой электрической энергии используется для выполнения основной производственной операции. Вследствие этого нарушения электроснабжения приводят к остановке технологического процесса и, как следствие, к прекращению выпуска продукции.

Для объектов нефтедобычи объем производимой продукции непосредственно определяется производительностью добывающих установок, что обуславливает тесную взаимосвязь между потреблением электрической энергии и объемом добычи. В связи с этим перерывы в электроснабжении приводят к снижению или полной остановке добычи продукции.

Авторы описывают данный потребитель как предприятие с одним технологическим процессом [1-6]. Условно монопотребитель можно представить схемой, изображенной на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Схема работы монопотребителя

Значительная часть ущербов объектов нефтедобычи от нарушения электроснабжения заключается в технологических потерях нефти из-за простоя добывающего оборудования. Промежуток времени, связанный с ремонтными работами, не позволяет потребителю работать с прежней эффективностью.

Каждая единица электрооборудования, входящая в состав системы электроснабжения месторождения нефти, может быть проранжирована по рискам в зависимости от оценки технического состояния по результатам диагностического мониторинга.

Чаще риск представляют в абсолютном выражении как величину возможных потерь в стоимостном (денежном) выражении. Это позволяет провести корректировку графиков проведения ремонтов электрооборудования на выделенные денежные средства в рассматриваемом году.

1.4 Методы и модели расчета надежности схем электроснабжения

Надежность - свойство изделия выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени или требуемой наработки [25]. Надежность системы

электроснабжения - свойство снабжать электроэнергией потребителей с сохранением качества в соответствии с действующими нормативами.

Надежность СЭС определяется совокупностью характеристик входящих в нее элементов, к которым относятся силовые трансформаторы, линии электропередачи, коммутационные аппараты, устройства релейной защиты и автоматики и другие компоненты электрической сети [26,27]. Существенное влияние на надежность системы оказывают также режимы ее работы, включая ограничения по пропускной способности, уровень резервирования и способность системы сохранять работоспособность при возникновении отказов отдельных элементов [28].

Оценка надежности СЭС проводится на различных этапах ее жизненного цикла [29-32]. Такие расчеты выполняются как на стадиях разработки и проектирования системы, так и в процессе ее эксплуатации, когда появляется возможность использовать фактические данные о работе оборудования.

Определение показателей надежности, как правило, основано на статистической информации об отказах электрооборудования, накопленной за определенный период эксплуатации [33,34]. При этом следует учитывать, что полученные оценки не являются неизменными во времени. В процессе эксплуатации оборудование подвергается старению и износу, что постепенно влияет на его техническое состояние и, соответственно, на надежность элементов СЭС.

Все элементы системы электроснабжения могут быть разделены на невосстанавливаемые и восстанавливаемые элементы. Невосстанавливаемым элементом является элемент, работоспособность которого невозможно восстановить при отказе в течение времени эксплуатации. Невосстанавливаемые элементы могут быть заменены. Восстанавливаемые элементы – элементы, работоспособность которых может быть восстановлена в ходе проведения ремонтов и технического обслуживания. Элементы оборудования систем электроснабжения, как известно, относятся к классу восстанавливаемых элементов, т. е. обладают свойством ремонтпригодности.

При анализе схемной надежности систем электроснабжения (СЭС) применяются различные показатели надежности, позволяющие количественно оценить вероятность отказов элементов системы [35-39]. Одним из наиболее распространенных показателей, используемых при исследовании как восстанавливаемых, так и невосстанавливаемых элементов, является параметр потока отказов ω (ППО).

Параметр потока отказов характеризует среднее количество отказов элемента за единицу времени и фактически отражает интенсивность возникновения отказов электрооборудования. Данный показатель широко применяется при расчетах надежности электрических сетей и оборудования [40-43].

Расчет значения ППО выполняется на основе статистической информации об отказах элементов системы, накопленной за определенный период эксплуатации. Расчет данного показателя осуществляется по выражению, приведенному в формуле (1.1).

$$\omega = \frac{m}{n \times T}, \quad (1.1)$$

где m – количество отказов; n – число рассматриваемых элементов; T – время, за которое происходило наблюдение, ч.

Помимо параметра потока отказов одним из основных показателей надежности восстанавливаемых элементов является среднее время восстановления. Данный показатель характеризует среднюю продолжительность восстановления работоспособности элемента после возникновения отказа. Расчет среднего времени восстановления выполняется на основе статистической информации об отказах и времени устранения повреждений электрооборудования и определяется по формуле (1.2).

$$T_{\text{в}} = \frac{\sum_{i=1}^m t_i}{m}, \quad (1.2)$$

где t_i – время восстановления i -ого элемента, ч; m – число рассматриваемых элементов.

При оценке надежности схем электроснабжения необходимо различать три периода эксплуатации элемента – период приработки, период нормальной

эксплуатации, период износа. Характерная зависимость параметра потока отказов (кривой интенсивности отказов) элемента системы в процессе эксплуатации схематически представлена на рисунке 1.3. Данная зависимость отражает изменение интенсивности отказов оборудования на различных этапах жизненного цикла.

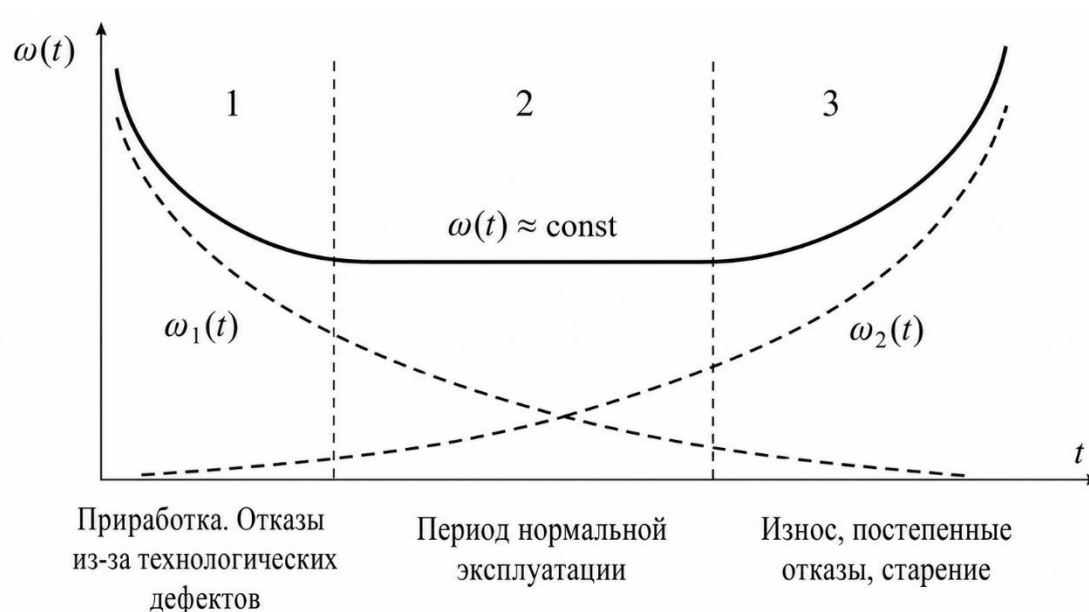


Рисунок 1.3 – Зависимость параметра потока отказов от времени эксплуатации

Период приработки – начальный период эксплуатации элемента, в течение которого наблюдается повышенное значение интенсивности отказов. Отказы, возникающие в данный период, обусловлены производственными, конструкционными, технологическими и прочими особенностями, которые характерны как для элемента, так и для системы в целом.

Для периода нормальной эксплуатации характерно минимальное значение интенсивности отказов. Данный период времени эксплуатации является самым продолжительным.

Период износа - заключительный период эксплуатации элемента, в течение которого наблюдается увеличение количества отказов. Отказы, возникающие в данный период, обусловлены старением элементов и изделий [44,45].

Для расчета вероятности безотказной работы элемента применяется распределение Пуассона. В данном случае рассматривается вероятность отсутствия отказов за заданный интервал времени, то есть число отказов $K=0$. Тогда выражение для определения вероятности безотказной работы рассматриваемого элемента может быть представлено формулой 1.3.

$$P = e^{-\omega \times T}, \quad (1.3)$$

где ω – параметр потока отказов элемента, 1/год; T – интервал времени, в течение которого рассматриваются события.

На основе теоремы о противоположных событиях вероятность отказа элемента может быть определена через вероятность безотказной работы. В этом случае вероятность отказа элемента рассчитывается по формуле (1.4).

$$Q = 1 - P, \quad (1.4)$$

где P – вероятность безотказной работы.

Графически зависимости P и Q при времени t , стремящимся к бесконечности, представлены на рис. 1.4.

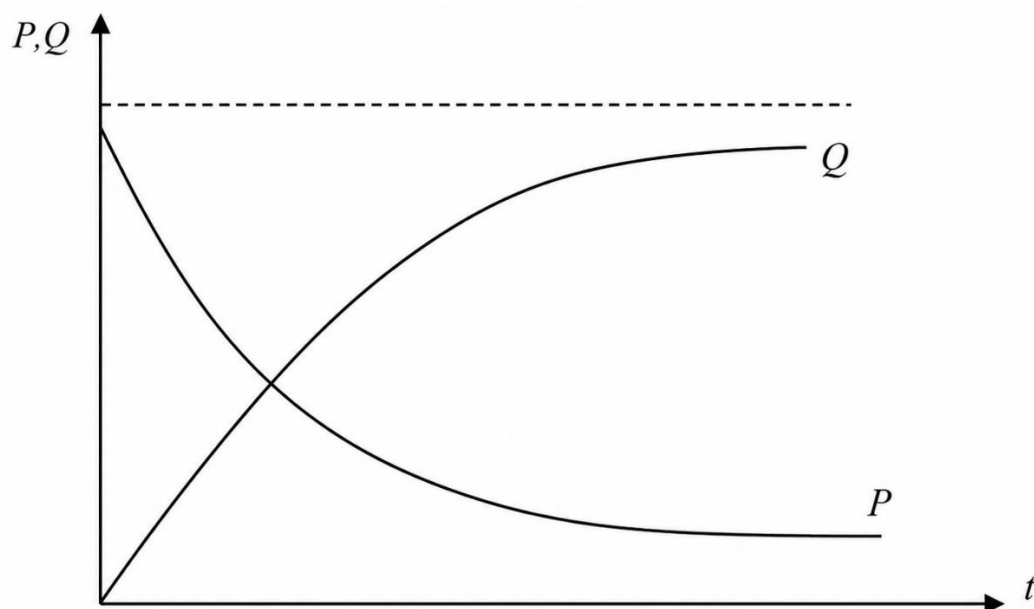


Рисунок 1.4 – Изменение P и Q во времени

При выполнении расчетов схемной надежности систем электроснабжения (СЭС) широко используется метод блок-схем [3,4]. Суть данного метода

заключается в представлении элементов системы в виде условных блоков, каждый из которых характеризуется соответствующими показателями надежности.

Расчет надежности в этом случае выполняется путем последовательного преобразования элементов схемы. Блоки, соединенные между собой последовательно или параллельно, постепенно заменяются эквивалентными элементами с определенными параметрами надежности. В результате такого преобразования исходная схема приводится к упрощенному виду, в котором система представлена одним эквивалентным элементом, соединяющим условные узлы источника питания и потребителя.

Элементы СЭС могут иметь различные варианты соединений. При последовательном соединении отказ любого элемента приводит к нарушению работоспособности всей системы. Для наглядного отображения структуры соединений элементов, а также для выполнения расчетов надежности применяются соответствующие блок-схемы, примеры которых приведены на рисунках 1.5 и 1.6 соответственно.

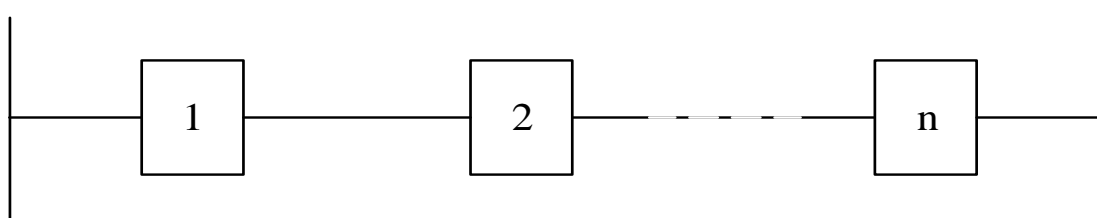


Рисунок 1.5 Схематичное изображение последовательного соединения

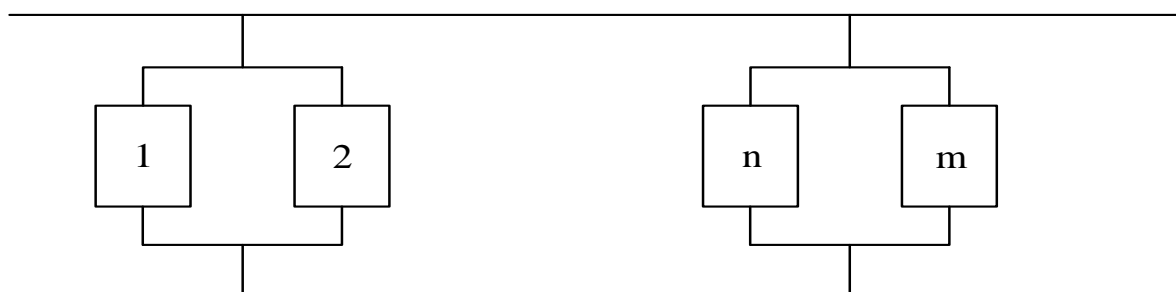


Рисунок 1.6 Схематичное изображение параллельного соединения

Элементы системы электроснабжения могут быть соединены различными способами. Нерезервируемые элементы соединены последовательно.

Для расчета параметра потока отказов схемы, представляющей последовательное соединение элементов, применяется формула (1.5).

$$\omega = \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (1.5)$$

где ω_i – параметр потока отказов i -ого элемента, 1/год.

Время восстановления схемы рассчитывается по формуле (1.6).

$$T_B = \frac{1}{\omega} \sum_{i=1}^n \omega_i \times T_{B i}, \quad (1.6)$$

где ω – параметр потока отказов схемы, 1/год; ω_i – параметр потока отказов i -ого элемента, 1/год; $T_{B i}$ – среднее время восстановления i -ого элемента, ч.

Параллельное соединение элементов схемы называют резервированием, элементы – резервируемыми. В зависимости от пропускной способности резервирование может быть полным (элемент схемы по пропускной способности соответствует отказавшему) или частичным (пропускная способность резервного элемента меньше, чем у отказавшего).

При постоянном соединении резервируемых элементов отказ одного из них не вызовет перебои с электроснабжением. Данное резервирование называется пассивным. Если после отказа элемента происходит автоматическое подключение резервного, то данное резервирование называется активным.

Для расчета параметра потока отказов схемы, представляющей параллельное соединение элементов, применяется формула (1.7).

$$\omega = \omega_1 \times K_{B2} + \omega_2 \times K_{B1}, \quad (1.7)$$

где ω_1 и ω_2 - параметры потока отказов 1 и 2 элементов, 1/год; K_{B1} , K_{B2} – коэффициенты вынужденного простоя 1 и 2 элементов.

Для получения корректного значения результирующего параметра потока отказов необходимо рассчитывать коэффициенты вынужденного простоя 1 и 2 элементов по формулам 1.8 и 1.9 [3].

$$K_{B1} = \omega_1 \times \frac{T_{B1}}{T_{B1}}, \quad (1.8)$$

где ω_1 – параметр потока отказов 1 элемента, 1/год; T_{B1} – время восстановления 1 элемента, ч.

$$K_{B2} = \omega_1 \times \frac{T_{B2}}{T_{B1}}, \quad (1.9)$$

где T_{B2} – время восстановления 2 элемента, ч.

Обязательно должно быть соблюдено соотношение: $T_{B1} < T_{B2}$.

Время восстановления параллельных элементов рассчитывается по формуле (1.10).

$$T_B = \frac{T_{B1} \times T_{B2}}{T_{B1} + T_{B2}}. \quad (1.10)$$

Надежность электроэнергетических систем может оцениваться различными методами, однако для целей практического анализа и регулирования деятельности сетевых организаций применяется система интегральных показателей, отражающих фактические перерывы электроснабжения потребителей.

Данные показатели регламентированы стандартом *IEEE Std 1366* [21] и позволяют перейти от анализа отказов отдельных элементов к оценке надежности электроснабжения конечных потребителей.

Индекс средней продолжительности отключений по системе SAIDI (System Average Interruption Duration Index) — характеризует среднюю суммарную продолжительность перерывов в электроснабжении, приходящуюся на одного потребителя за рассматриваемый период. Показатель определяется как отношение общей длительности всех длительных отключений электроснабжения к числу обслуживаемых потребителей. Значение индекса (1.11) позволяет оценить, какое суммарное время в течение отчетного периода средний потребитель находился без электроснабжения.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m T_i N_i}{\sum_{i=1}^m N_i} \quad (1.11)$$

где – N_i количество потребителей узла i ; T_i – суммарное годовое время отключений узла i , m – число узлов нагрузки в анализируемой сети.

Индекс средней частоты отключений SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) используется для оценки частоты нарушений электроснабжения у потребителей. Данный показатель отражает среднее количество отключений, приходящихся на одного потребителя за рассматриваемый период времени.

Расчет индекса выполняется как отношение суммарного числа длительных перерывов в электроснабжении, продолжительность которых превышает одну минуту, к общему числу обслуживаемых потребителей на определенной территории. Как правило, анализ проводится по итогам отчетного года.

Следует отметить, что если один и тот же потребитель подвергается нескольким отключениям, каждое из них учитывается отдельно. Таким образом, значение индекса SAIFI (1.12) характеризует среднюю частоту возникновения отключений электроснабжения для одного потребителя.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m \omega_i N_i}{\sum_{i=1}^m N_i} \quad (1.12)$$

Индекс средней продолжительности одного отключения CAIDI (System Average Interruption Duration Index) характеризует среднюю продолжительность одного отключения электроснабжения. Данный показатель определяется как отношение суммарной продолжительности всех перерывов в электроснабжении к их общему количеству за рассматриваемый период. Индекс CAIDI (1.13) позволяет оценить эффективность работы эксплуатационного персонала и скорость восстановления электроснабжения после возникновения отказов.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (1.13)$$

Индекс доступности электроснабжения ASAI (Average Service Availability Index) - отражает долю времени, в течение которого потребители обеспечиваются электроснабжением. Показатель определяется как отношение времени нормальной работы системы электроснабжения к общей продолжительности рассматриваемого периода. Значение индекса (1.14) характеризует общий уровень надежности

электроснабжения и степень доступности электрической энергии для потребителей.

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760} \quad (1.14)$$

Индекс средней продолжительности отключения нагрузки ACIDI (Average Customer Interruption Duration Index) — используется для оценки средней продолжительности отключения электрической нагрузки потребителей. Данный показатель учитывает не только время перерывов в электроснабжении, но и величину отключаемой мощности.

Расчет индекса выполняется как отношение суммарного произведения величины отключаемой нагрузки на продолжительность соответствующих отключений к общей величине нагрузки в системе. Таким образом, показатель ACIDI отражает среднее время, в течение которого отключенная нагрузка находилась без электроснабжения.

Использование данного индекса (1.15) позволяет учитывать влияние перерывов электроснабжения на потребителей с различной величиной подключенной мощности и более полно характеризует последствия отказов элементов системы электроснабжения.

$$ACIDI = \frac{\sum_{i=1}^m t_{Bi} P_i}{\sum_{i=1}^m P_i} \quad (1.15)$$

Индекс среднего недоотпуска электроэнергии AENS (Average Energy Not Supplied) — характеризует средний объем электроэнергии, который не был отпущен потребителям вследствие перерывов в электроснабжении. Данный показатель (1.16) позволяет оценить масштабы недоотпуска электроэнергии и используется при анализе экономических последствий отказов в системе электроснабжения.

$$AENS = \frac{\sum_{i=1}^m T_i P_i}{\sum_{i=1}^m N_i} \quad (1.16)$$

Индекс средней частоты кратковременных отключений MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) — применяется для оценки частоты кратковременных нарушений электроснабжения. Он определяется как отношение общего числа кратковременных отключений (обычно продолжительностью менее одной минуты) к числу обслуживаемых потребителей. Значение индекса (1.17) показывает, как часто потребители сталкиваются с кратковременными перебоями в электроснабжении.

$$MAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m Y_i}{\sum_{i=1}^m N_i} \quad (1.17)$$

где Y_i - количество кратковременных отключений потребителей узла i .

Рассмотренные показатели надежности широко применяются при анализе надежности распределительных электрических сетей и позволяют количественно оценивать частоту, продолжительность и последствия нарушений электроснабжения потребителей. Вместе с тем данные показатели характеризуют надежность электроснабжения на уровне системы или группы потребителей и не позволяют непосредственно оценивать влияние отказов отдельных элементов СЭС на последствия нарушений электроснабжения.

1.5 Влияние технического состояния электрооборудования на надежность систем электроснабжения

На практике организация мониторинга технического состояния электрооборудования сталкивается с рядом трудностей. Одной из основных причин является отсутствие универсальных математических моделей, которые позволяли бы достаточно точно учитывать влияние развития дефектов, а в более общем случае — текущего технического состояния оборудования на вероятность возникновения отказов и их возможные последствия. Сложность построения таких моделей обусловлена рядом факторов, рассматриваемых в работах [1-7].

Дефекты, возникающие в элементах электрооборудования, могут иметь различную природу. Их появление и развитие определяется целым рядом факторов: конструктивными особенностями оборудования, свойствами

применяемых материалов, условиями эксплуатации, сроком службы, а также характером и периодичностью технического обслуживания. Наличие большого количества таких факторов существенно усложняет построение универсальных моделей, позволяющих описывать процессы деградации электрооборудования [46-47].

В процессе эксплуатации режимы работы оборудования нередко изменяются, что также отражается на скорости развития дефектов и вероятности возникновения отказов. При этом различные виды электрооборудования — например, силовые трансформаторы, коммутационные аппараты или линии электропередачи — имеют собственные механизмы формирования дефектов и характерные особенности отказов.

Поэтому для адекватного описания процессов развития дефектов и перехода оборудования в отказ необходимо учитывать значительное число параметров и их взаимосвязей. Это, в свою очередь, приводит к необходимости использования достаточно сложных математических моделей.

Разработка и применение таких моделей требует значительных вычислительных ресурсов и специализированных знаний, а также постоянного совершенствования и адаптации к особенностям конкретных видов электрооборудования и условий их эксплуатации [48].

В настоящее время при принятии решений о выводе электрооборудования в плановый ремонт все более широкое применение получают предиктивные модели, основанные на анализе диагностической информации и прогнозировании изменения технического состояния оборудования. Однако применение таких моделей связано с рядом ограничений. В частности, для их корректного функционирования требуется обучение моделей на основе архивных многолетних диагностических данных [49-51]. При этом необходимая статистическая информация в большинстве случаев либо отсутствует, либо является недостаточной для построения достоверных математических моделей.

В системе управления рисками промышленных предприятий учитываются различные факторы, способные оказывать влияние на эффективность

производственной деятельности. К таким факторам относятся возможное снижение объемов выпуска продукции, ухудшение ее качества, уменьшение производительности оборудования, а также рост вероятности отказов технических средств. В этих условиях применение риск-ориентированного подхода (РОП) при управлении эксплуатацией электрооборудования предполагает учет его текущего технического состояния и характеристик схемной надежности СЭС. Реализация такого подхода требует организации регулярного мониторинга состояния оборудования и анализа последствий возникающих отказов для работы предприятия.

Нормативное закрепление риск-ориентированного подхода в Российской Федерации было связано с внесением изменений в Федеральный закон от 26.12.2008 № 294-ФЗ в 2015 году. В соответствии с данным документом РОП рассматривается как способ организации государственного контроля (надзора), при котором форма, продолжительность и периодичность проверок определяются уровнем риска, связанного с деятельностью подконтрольных организаций или степенью опасности соответствующих объектов.

В электроэнергетике развитие данного подхода получило после принятия Постановления Правительства Российской Федерации № 1401 от 19 декабря 2016 года, распространившего применение РОП на объекты отрасли. В рамках реализации этого подхода был введен показатель, характеризующий техническое состояние оборудования, — индекс технического состояния (ИТС).

На практике значительная часть электрооборудования эксплуатируется без организации непрерывного мониторинга его технического состояния в режиме реального времени [5]. В результате информация о фактическом состоянии элементов системы зачастую оказывается неполной или поступает с определенной задержкой. По этой причине при выполнении расчетов надежности систем электроснабжения (СЭС) возникает необходимость учета текущего технического состояния оборудования на основе расчетных методов. Для решения данной задачи предлагается использовать математическую модель, представленную выражением (1.18).

$$P_{ИТС} = P \times J_{k.un.eq} = e^{-\omega \times T} \times J_{k.un.eq}, \quad (1.18)$$

где P – вероятность безотказной работы СЭС; $J_{k.un.eq}$ – индекс технического состояния электрооборудования; ω – суммарный параметр потока отказов элементов СЭС, год⁻¹; T – время, за которое рассматривается событие, год.

ИТС представляет собой интегральную оценку, отражающую общее состояние отдельной единицы электрооборудования. Его расчет выполняется на основе требований действующих нормативных документов. При этом элементы конструкции, которые функционируют только совместно и обеспечивают выполнение определенных функций оборудования, объединяются в так называемые функциональные узлы. Каждый такой узел рассматривается как группа параметров или факторов, влияющих на итоговую оценку состояния оборудования. Общая схема определения индекса технического состояния единицы оборудования приведена на рисунке 1.7.

Следовательно, до начала расчетов необходимо выполнить оценку технического состояния отдельных элементов (факторов) оборудования. На основе полученных оценок определяется состояние функциональных узлов по установленной методике. Результаты оценки функциональных узлов позволяют получить интегральную оценку технического состояния рассматриваемой единицы электрооборудования.

Техническое состояние элементов электрооборудования, входящих в состав системы электроснабжения (СЭС), не остается неизменным и в процессе эксплуатации постепенно изменяется под воздействием различных факторов. К таким факторам относятся условия работы оборудования, его срок службы, режимы нагрузки, а также характер проводимых ремонтных воздействий.

В течение всего периода эксплуатации на электрооборудовании СЭС промышленных предприятий выполняется техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) и внеплановые ремонтные работы. При этом даже после проведения ремонта техническое состояние оборудования, как правило, не возвращается к первоначальному уровню, соответствующему состоянию в момент ввода в эксплуатацию [6,7].

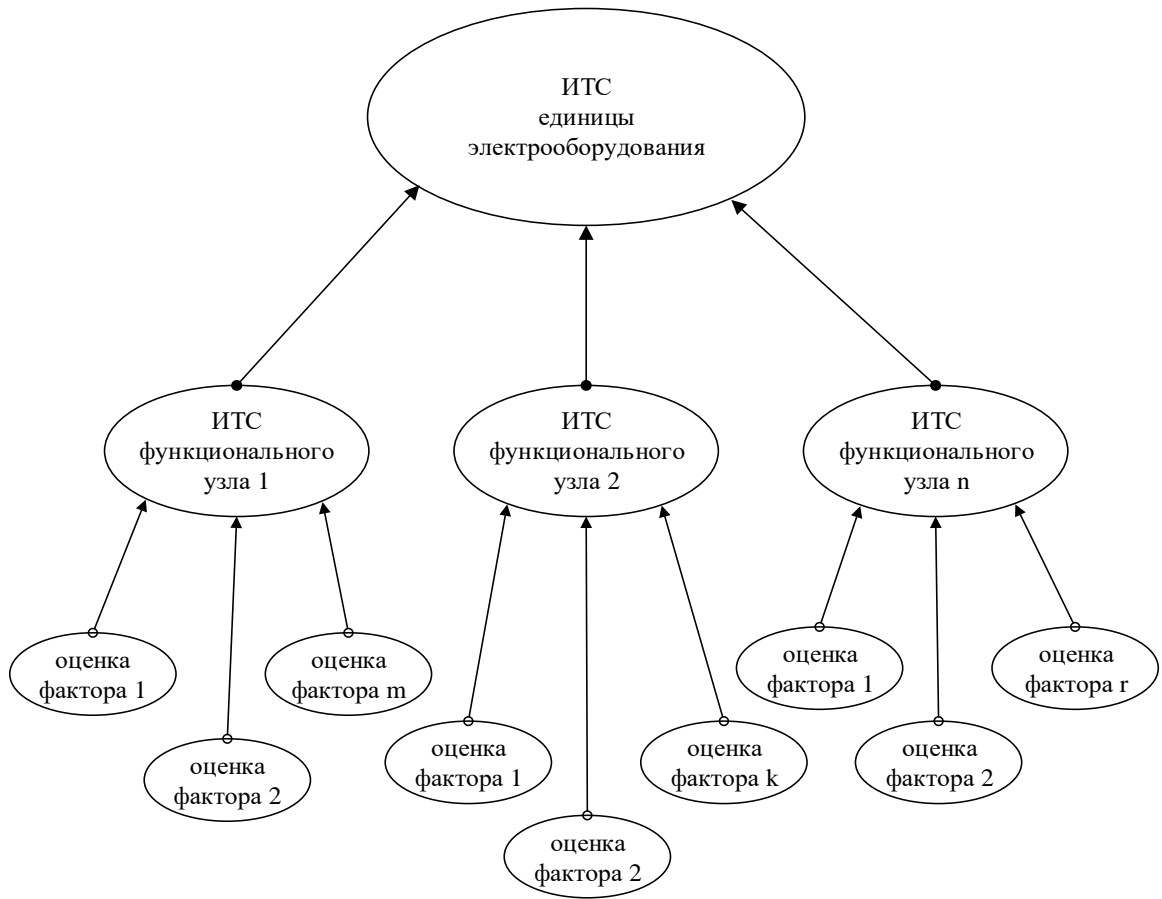


Рисунок 1.7. Схема расчета ИТС единицы оборудования

Каждая единица оборудования обладает составными частями. Структурная схема единицы оборудования приводится на рисунок 1.8

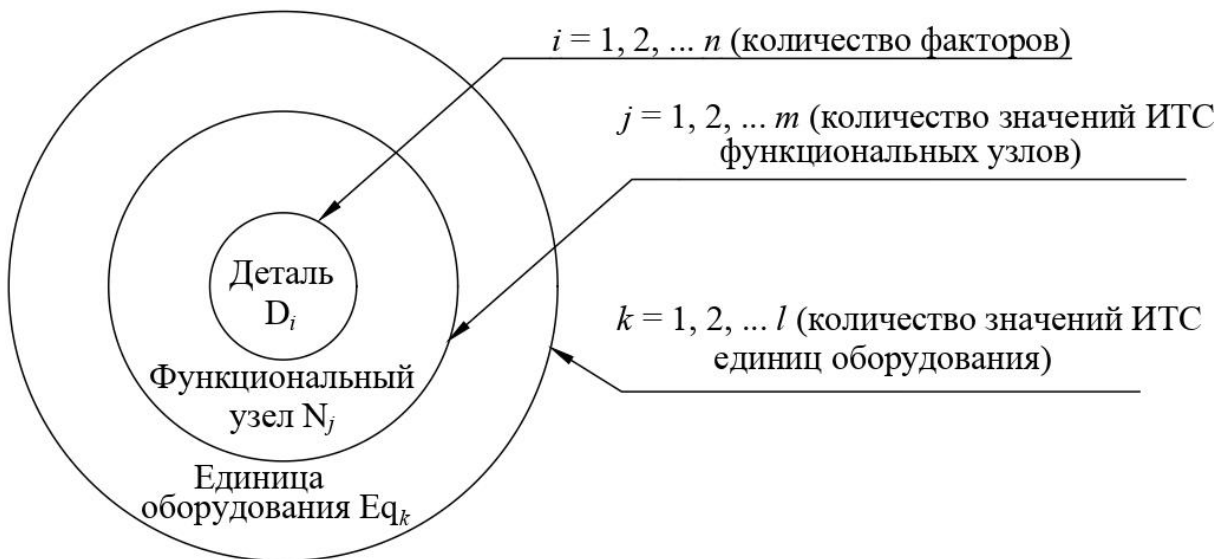


Рисунок 1.8. Структурная схема единицы оборудования

Оценка надежности СЭС с учетом фактического технического состояния ее элементов в настоящее время остается сложной задачей. Одной из причин является отсутствие систематического мониторинга состояния значительной части электрооборудования. Наблюдение за состоянием оборудования нередко осуществляется эпизодически, что не позволяет получить полную информацию о развитии дефектов и их влиянии на вероятность возникновения отказов. В результате при расчетах надежности СЭС часто используются усредненные статистические данные, что может приводить к завышенной оценке надежности системы.

Отказ отдельных элементов СЭС способен вызывать недоотпуск электроэнергии, который в зависимости от особенностей технологического процесса потребителя приводит к различным экономическим последствиям. Несмотря на то что вопросы оценки последствий отказов электрооборудования в системах электроснабжения достаточно подробно рассматриваются в научной литературе, в настоящее время отсутствуют математические модели, позволяющие напрямую связать развитие дефектов в элементах электрооборудования с вероятностью их отказа. По этой причине составление сценариев последствий отказов на основе информации о текущем техническом состоянии оборудования остается затруднительным.

Структурная схема причинно-следственной связи между возникновением дефекта в элементе электрооборудования, его развитием и последующим отказом приведена на рисунке 1.9.

Одним из наиболее уязвимых этапов рассматриваемого процесса является отсутствие математической модели, позволяющей описать связь между возникновением дефекта в оборудовании (событие 1) и последующим отказом элемента (событие 2). Построение такой модели затрудняется недостатком как детерминированной, так и статистической информации, характеризующей влияние дефектов на вероятность отказа [3-6]. В подобных условиях разработка модели возможна лишь на основе неполных или неопределенных данных.

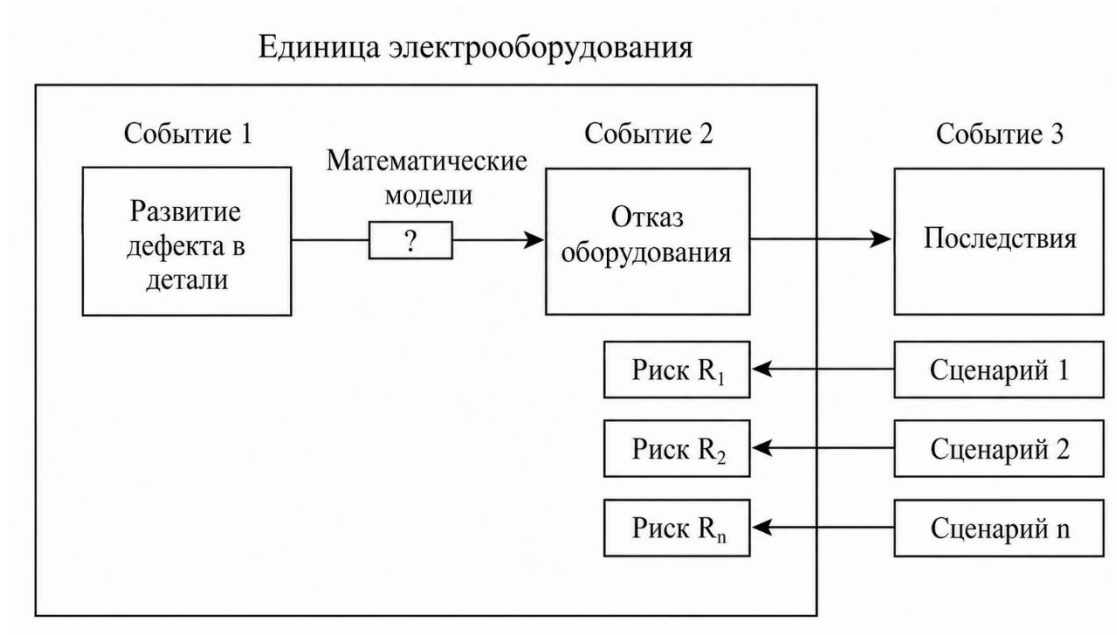


Рисунок 1.9 Причинно-следственная связь между дефектами и отказами элементов СЭС

Для решения этой задачи могут применяться различные эвристические подходы, основанные, например, на методах экспертных оценок или на аппарате теории нечетких множеств.

В ситуациях, характеризующихся высокой степенью неопределенности, более рациональным считается получение приближенных оценок по наиболее значимым параметрам, чем стремление к формально точным результатам при недостатке исходной информации. Данный принцип лежит в основе методов экспертного оценивания. Практический опыт специалистов, основанный на знании конструктивных особенностей оборудования и условий его эксплуатации, позволяет формировать оценки значимости отдельных факторов даже при отсутствии полной информации. При этом объективность получаемых результатов обеспечивается соблюдением ряда условий. Во-первых, при обработке экспертных оценок должны использоваться достаточно строгие процедуры их формирования. Во-вторых, полученные оценки должны характеризоваться приемлемой степенью согласованности мнений экспертов относительно рассматриваемых параметров.

Последствия отказов оборудования (событие 3) могут быть выражены через отрицательный экономический эффект, то есть через величину ущерба. Для

конкретного объекта могут рассматриваться различные сценарии развития событий, при которых отказ определенного элемента СЭС приводит к тем или иным последствиям для производственного процесса. Анализ таких сценариев позволяет оценить риск отказа рассматриваемого элемента. В этом случае риск удобно представлять в стоимостном выражении, характеризующем возможные экономические потери предприятия и фактически определяющем «цену» отказа оборудования.

Полученные оценки могут использоваться лицом, принимающим решение (ЛПР), при выборе управленческих действий, связанных с эксплуатацией оборудования и его выводом в ремонт. При этом одним из возможных критериев выбора решения является минимизация ожидаемого ущерба, возникающего вследствие отказов элементов системы.

Для учета фактического состояния оборудования при анализе надежности используется индекс технического состояния (ИТС), представляющий собой интегральную характеристику текущего состояния элемента СЭС. Определение значения ИТС выполняется на основе оценки состояния отдельных деталей, входящих в состав рассматриваемой единицы электрооборудования. Отдельные детали объединяются в функциональные узлы, для которых первоначально рассчитываются частные значения ИТС. Затем на основе полученных результатов определяется итоговое значение ИТС всей единицы электрооборудования.

При этом различные элементы конструкции оказывают неодинаковое влияние на общее состояние оборудования. Для учета степени их значимости используются весовые коэффициенты V , отражающие вклад соответствующих деталей или функциональных узлов в формирование итоговой оценки технического состояния. Значения таких коэффициентов могут быть определены с применением методов экспертных оценок. Стоит отметить, что при процедуре экспертных оценок должны быть соблюдены ключевые условия. Эксперты должны отвечать требованиям компетентности, объективности и независимости. При организации сбора данных должны быть соблюдены требования к численности

группы и наличие четкого инструментария. При обработки и анализе должны соблюдаться требования к надежности шкал и согласованности мнений групп.

Итоговое значение ИТС элемента СЭС определяется с использованием математической модели, приведенной в выражении (1.19).

$$J_{k.un.eq} = \sum_1^j V_j \times \left(\sum_1^i (V_i \times O_i) \right), \quad (1.19)$$

где V_i – весовой коэффициент значимости детали; O_i – весовой коэффициент (оценка) состояния детали; V_j – весовой коэффициент значимости функционального узла; i – количество деталей в составе функционального узла; j – количество функциональных узлов в составе элемента СЭС.

Нормирование весовых коэффициентов позволяет упростить модель (1.19) и получить выражение (1.20).

$$J_{k.un.eq} = \left(\sum_1^i V_i^{norm} \times O_i \right), \quad (1.20)$$

где V_i^{norm} – нормированный весовой коэффициент значимости детали.

Применяя информацию о техническом состоянии деталей, может быть получено значение ИТС единицы электрооборудования. Данная информация может быть получена путем мониторинга за техническим состоянием электрооборудования, помимо этого информация может быть получена с помощью процедуры экспертных оценок или с помощью моделирования.

Применение метода статистических испытаний для моделирования технического состояния

Метод Монте-Карло относится к группе статистических методов моделирования, в основе которых лежит использование случайных величин и многократное воспроизведение случайных процессов. Суть метода заключается в том, что характеристики исследуемой системы определяются на основе серии численных экспериментов, в которых случайные параметры моделируются с использованием специальных генераторов.

Исторически развитие данного подхода связывают с работами Н. Метрополиса и С. Улама, опубликованными в 1949 году. В этих исследованиях

были сформулированы основные принципы применения статистических испытаний для решения вычислительных задач. Само название метода возникло по аналогии с игорными заведениями города Монте-Карло, где случайность является ключевым элементом игровых процессов. В частности, рулетка может рассматриваться как физическое устройство, позволяющее получать случайные значения, что и послужило метафорой для обозначения рассматриваемого метода.

Широкое распространение метода Монте-Карло стало возможным с развитием вычислительной техники. Появление электронно-вычислительных машин позволило генерировать последовательности псевдослучайных чисел, обладающих статистическими свойствами, близкими к случайным величинам. В практических расчетах именно такие числа используются для имитации случайных процессов, поскольку их получение может быть реализовано алгоритмически.

В настоящее время метод Монте-Карло применяется при решении широкого круга прикладных задач. Он используется, например, при вычислении многомерных интегралов, исследовании систем алгебраических уравнений высокого порядка, а также при анализе сложных технических систем, поведение которых определяется большим количеством случайных факторов. Возможность многократного воспроизведения случайных процессов делает данный метод удобным инструментом для изучения систем со сложной структурой и неопределенными параметрами.

Развитие методов статистических испытаний привело к формированию целого класса вероятностно-статистических методов моделирования. В зависимости от постановки задачи и характера рассматриваемых процессов такие методы могут использоваться в различных формах.

В ряде случаев теория вероятностей применяется для решения чисто вычислительных задач, например для оценки значений интегралов или решения математических уравнений различных типов — линейных, дифференциальных или интегральных. Использование вероятностных моделей для выполнения подобных расчетов обычно относят к вероятностному моделированию.

Если же вероятностный процесс используется для воспроизведения поведения реальной системы или ее математической модели, такой подход называют вероятностно-имитационным моделированием. В этом случае метод Монте-Карло применяется для имитации функционирования системы и последующего определения ее характеристик.

Отдельное направление применения вероятностных методов связано с решением задач статистического анализа данных. К ним относятся задачи оценивания параметров, прогнозирования, корреляционно-регрессионного анализа, исследования многомерных статистических зависимостей, оптимизации систем и поиска экстремумов функций многих переменных.

Приведенное разделение методов по типам решаемых задач носит условный характер. Обобщенная схема данной классификации представлена на рисунке 1.10.



Рисунок 1.10 – Классификация метода Монте-Карло по типу задач

Подобные задачи возникают при исследовании различных процессов в физике, геофизике, газовой динамике, теориях фильтрации и передачи информации, а также в системах массового обслуживания.

Сущность метода заключается в нахождении значения a некоторой изучаемой величины. Для этого необходимо выбрать такую случайную величину X , математическое ожидание которой равно a . Данное выражение представлено формулой (1.21)

$$M(X) = a. \quad (1.21)$$

Применение метода Монте-Карло предполагает выполнение большого числа повторяющихся вычислительных экспериментов. По этой причине в научной литературе данный подход нередко называют методом статистических испытаний. Практическая реализация метода заключается в организации серии численных экспериментов, в рамках которых моделируется отдельное случайное испытание. Такое испытание многократно воспроизводится, причём каждое из них считается независимым от предыдущих. После выполнения заданного числа экспериментов полученные результаты обрабатываются статистически, как правило, путём их усреднения.

В общем случае метод Монте-Карло используется для моделирования случайных величин и случайных процессов с целью оценки параметров исследуемой системы. Ключевым этапом применения метода является выбор случайной величины X , значения которой используются при проведении вычислительных экспериментов. Процесс получения отдельных реализаций этой величины принято называть моделированием или «разыгрыванием» случайной величины.

Для генерации значений случайных величин применяются последовательности чисел, распределённых в интервале $(0;1)$. Теоретически такие числа должны соответствовать непрерывной случайной величине с равномерным распределением. Однако при вычислениях используются псевдослучайные числа, получаемые алгоритмически. Эти значения имеют конечную точность

представления, поэтому фактическое распределение лишь приближенно воспроизводит идеальное равномерное распределение.

Теоретической основой метода Монте-Карло является закон больших чисел. Его суть состоит в том, что при достаточно большом числе независимых испытаний влияние отдельных случайных факторов уменьшается, а средний результат экспериментов стремится к некоторому устойчивому значению. Одной из формулировок данного принципа является теорема Чебышева. Согласно этой теореме, если X_1, X_2, \dots, X_n — независимые случайные величины с одинаковым математическим ожиданием α , а их дисперсии ограничены, то при увеличении числа наблюдений среднее арифметическое этих величин будет стремиться к значению α . Математическая запись данного утверждения приведена в выражении (1.22).

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{n} \approx \alpha, \quad (1.22)$$

где $M(X) = \alpha$ и $D(X) = \sigma^2 < \infty; n \rightarrow \infty$.

Следствием теоремы Чебышева является теорема Бернулли. Пусть произведено n независимых испытаний по реализации случайного события A , и в результате испытаний, событий A реализовалась всего n_A раз, тогда арифметическое среднее \bar{X} есть относительная частота события. Теорема представлена выражением (1.23).

$$\bar{X} = \frac{n_A}{n}, \quad (1.23)$$

где $\alpha = M(X) = P(A); n \rightarrow \infty$.

Использование метода Монте-Карло в задачах компьютерного моделирования основано на замене реального случайного процесса его вероятностным аналогом. Для исследуемого явления или математической модели, описывающей его поведение, формируется специальная вероятностная схема, позволяющая воспроизводить основные особенности рассматриваемого процесса. Исследование проводится на этой модели путем выполнения серии вычислительных экспериментов, чаще всего с применением средств вычислительной техники. Полученные результаты используются для анализа

поведения системы и выбора возможных решений, которые затем могут быть применены при изучении реального объекта.

В рассматриваемой работе необходимость моделирования индекса технического состояния (ИТС) обусловлена недостатком статистической информации о фактическом состоянии электрооборудования. В этих условиях значения оценок отдельных групп параметров (факторов), характеризующих состояние оборудования, целесообразно рассматривать как случайные величины, принимающие значения в интервале (0;1).

Для моделирования таких величин применяются псевдослучайные числа. Под псевдослучайными числами понимают последовательности числовых значений, которые формируются алгоритмически, но при этом обладают статистическими характеристиками, близкими к характеристикам истинно случайных величин. Генерация таких последовательностей осуществляется с использованием специальных алгоритмов — генераторов псевдослучайных чисел. Получаемые значения обычно распределяются по равномерному закону и используются для имитации случайных факторов в вычислительных экспериментах.

Определение оценок рассматриваемых факторов выполняется с использованием метода статистических испытаний, основанного на принципах метода Монте-Карло. В рамках моделирования проводится серия из n независимых испытаний, в ходе которых формируются возможные значения случайной величины X . После выполнения всех испытаний результаты обрабатываются статистически, и по полученной выборке определяется среднее значение рассматриваемой величины. Вычисление среднего значения производится по выражению (1.24).

$$\bar{x} = \frac{(\sum x_i)}{n}, \quad (1.24)$$

где x_i – i -ое псевдослучайное число; n – количество испытаний.

Моделирование технического состояния оборудования может быть реализовано с использованием метода Монте-Карло. В рамках данного подхода для

каждого рассматриваемого параметра, характеризующего влияние определённого фактора, задается число статистических испытаний, определяющее объем моделирования. Каждое испытание соответствует одному циклу вычислительного эксперимента, в ходе которого с помощью генератора псевдослучайных чисел формируется значение соответствующего параметра. После выполнения очередного испытания счетчик циклов увеличивается на единицу.

Процедура моделирования продолжается до тех пор, пока не будет достигнуто заданное количество испытаний. В процессе выполнения циклов формируются последовательности значений параметров, отражающих влияние отдельных факторов на техническое состояние рассматриваемого элемента электрооборудования. Если число выполненных испытаний меньше установленного значения, процесс моделирования продолжается.

После завершения всех статистических испытаний для каждого фактора определяется среднее значение полученной последовательности, которое вычисляется на основе результатов проведенных экспериментов. Далее полученные оценки факторов корректируются с учетом их значимости: каждое среднее значение умножается на соответствующий весовой коэффициент, характеризующий степень влияния данного фактора на общее состояние оборудования.

Итоговое значение интегрального показателя — индекса технического состояния (ИТС) — определяется путем суммирования полученных произведений. В рассматриваемой задаче данный показатель используется для оценки технического состояния элемента системы электроснабжения, например воздушной линии электропередачи. Рассчитанное значение ИТС служит исходной информацией для последующего анализа состояния оборудования и представляется пользователю в качестве результирующей оценки.

Схематическое представление описанного алгоритма моделирования технического состояния оборудования приведено на рисунке 1.11.

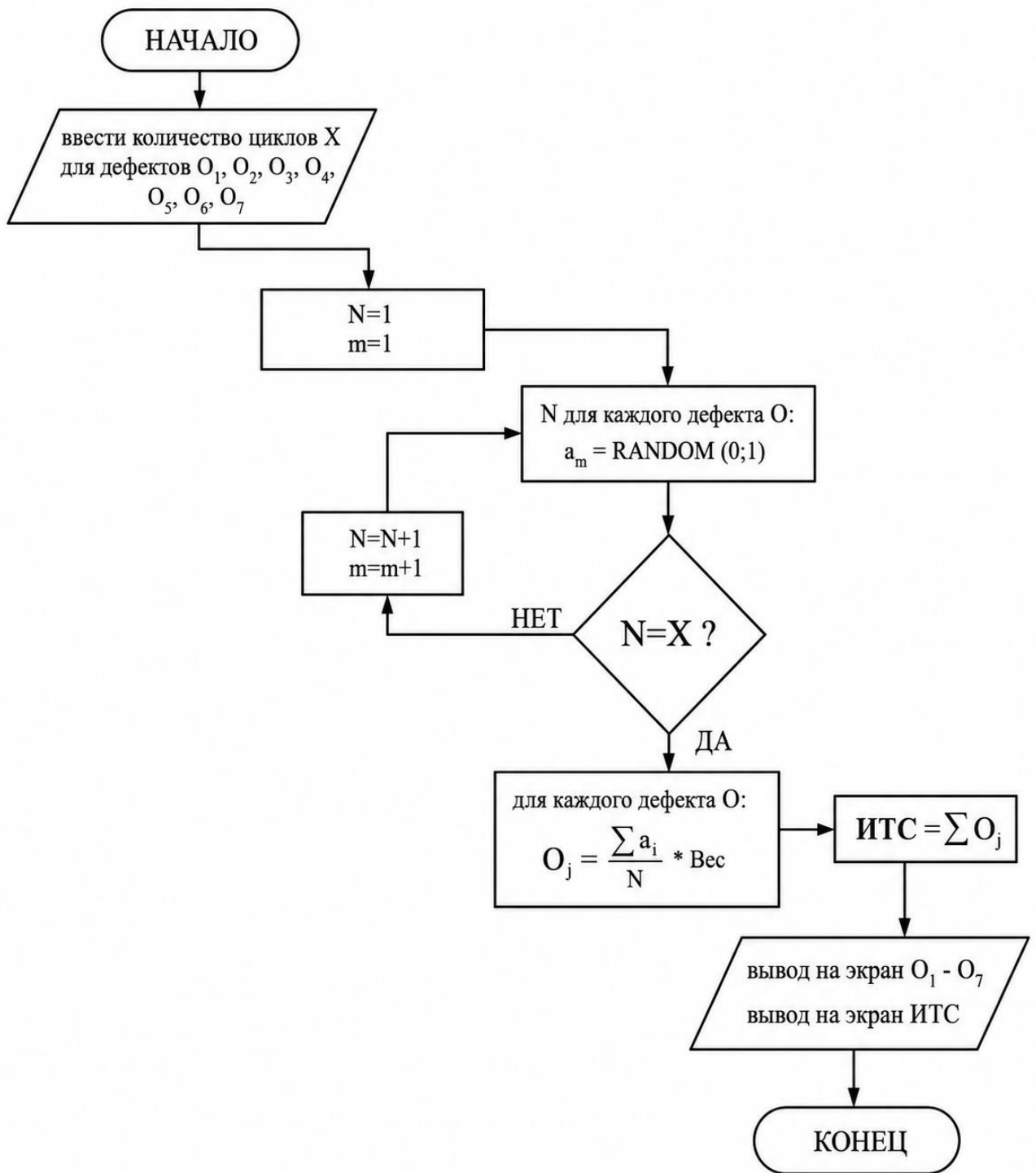


Рисунок 1.11 – Алгоритм моделирования ИТС

Метод Монте-Карло представляет собой статистический метод моделирования, основанный на использовании случайных величин и многократного воспроизведения случайных процессов. Данный метод применяется для решения широкого круга задач в технических, математических, экономических

и других областях, когда аналитическое описание исследуемого процесса является затруднительным или невозможно.

Суть метода заключается в проведении большого числа статистических испытаний, в ходе которых моделируются случайные события, характеризующие поведение исследуемой системы. На основе полученной совокупности результатов определяется оценка искомых параметров системы, например вероятностей событий, средних значений или других статистических характеристик.

Метод позволяет получить приблизительные решения, даже если статистическая информация недоступна, метод может использоваться для генерации данных, основанных на предположениях о распределении генерируемой величины. Это позволяет получать приблизительные оценки [8].

Псевдослучайные числа играют важную роль при реализации метода Монте-Карло, в том числе при моделировании технического состояния оборудования и технических систем. Такие числа генерируются алгоритмическими методами с использованием специальных генераторов псевдослучайных последовательностей. В отличие от истинно случайных чисел, получение которых связано с физическими процессами и затруднено при практической реализации, псевдослучайные числа могут эффективно генерироваться средствами электронно-вычислительной техники.

При расчетах надежности элементов систем электроснабжения (СЭС) предполагается, что событие возникновения дефекта в элементе оборудования носит случайный характер. В рамках рассматриваемой модели степень влияния дефекта на отказ элемента может изменяться в диапазоне от 0 до 1. При этом значение 0 соответствует отсутствию влияния дефекта на возможный отказ элемента, а значение 1 — ситуации, при которой наличие дефекта неизбежно приводит к отказу оборудования.

В связи с этим для моделирования влияния дефектов предлагается использовать генератор псевдослучайных чисел с равномерным законом распределения (функция *RANDOM*), диапазон значений которого также находится в интервале от 0 до 1.

Следует отметить, что дефекты отдельных деталей и элементов оборудования в рассматриваемой модели выражаются с использованием весовых коэффициентов. Поэтому в процессе моделирования предлагается генерировать значения указанных коэффициентов, нормированных в диапазоне от 0 до 1.

Комбинированное применение метода экспертных оценок и метода статистических испытаний (метода Монте-Карло) позволяет решать задачу моделирования и мониторинга технического состояния электрооборудования СЭС, включая линии электропередачи и силовые трансформаторы.

В такой постановке текущий индекс технического состояния k -ого элемента СЭС может быть получен по выражению (1.25):

$$J_{k.л.е.г} = \sum_1^i \left[\left(\frac{\sum_1^n RANDOM}{n} \right) \times V_i \right], \quad (1.25)$$

где *RANDOM* – генератор псевдослучайных чисел, генерирующий в пределах от 0 до 1; n – количество испытаний; V_i – весовой коэффициент значимости детали; i – количество деталей в единице электрооборудования.

Выполнение серии из n статистических испытаний с использованием генератора псевдослучайных чисел *RANDOM* позволяет сформировать набор возможных значений, характеризующих состояние отдельных деталей рассматриваемой единицы электрооборудования. В рамках моделирования сгенерированные случайные значения используются для имитации весовых коэффициентов, отражающих оценку состояния соответствующей детали O_i в математической модели (1.18).

Полученные значения позволяют определить показатели технического состояния отдельных элементов конструкции. Далее путем их суммирования формируется интегральная оценка, характеризующая общее техническое состояние всей единицы электрооборудования. Полученный показатель представляет собой значение индекса технического состояния (ИТС), используемого для дальнейшего анализа состояния оборудования.

1.6 Выбор и принятие решения на основе оценок риска в системах электроснабжения

Выбор методов управления рисками следует осуществлять с учетом различий в их эффективности в условиях существующих ресурсных и технических ограничений. В связи с этим задачу выбора методов управления рисками можно рассматривать как задачу оптимизации в условиях ограничений. При выборе альтернативных вариантов управления рисками необходимо учитывать не только экономические показатели эффективности, но и технические критерии, определяющие возможность реализации соответствующих мероприятий.

Сложность оценки эффективности методов управления рисками обусловлена вероятностной природой самих рисков и связанной с этим неопределенностью их реализации. В течение рассматриваемого периода риск может не реализоваться, однако предприятие вынуждено нести затраты на реализацию мероприятий по управлению рисками. В связи с этим возникает необходимость сопоставления фактических затрат на управление рисками с возможным снижением потенциальных экономических потерь.

Совокупность мероприятий, направленных на снижение рисков, формирует программу управления рисками. Такая программа включает критерии оценки эффективности реализуемых мероприятий, а также систему распределения ответственности за принимаемые управленческие решения. После выбора оптимального набора мероприятий проводится оценка их достаточности для достижения требуемого уровня риска. В случае достаточности принимается решение о принятии риска лицом, принимающим решение (ЛПР). В противном случае может быть принято решение об отказе от реализации соответствующего мероприятия, что соответствует стратегии уклонения от риска.

Важную роль в системе управления рисками играет механизм обратной связи, позволяющий выявлять отклонения между требуемым и фактическим уровнем риска и своевременно корректировать принимаемые управленческие решения. Контроль результатов реализуемых мероприятий осуществляется на основе мониторинга их эффективности.

Отказы отдельных элементов, входящих в состав (СЭС), могут приводить к недоотпуску электрической энергии и, в зависимости от особенностей технологических процессов потребителей, вызывать различные отрицательные экономические последствия (ущербы).

На практике после оценки вероятности возникновения отказов электрооборудования и их последствий, риски ранжируются по приоритету. Основное внимание уделяется рискам с высокой вероятностью возникновения отказов и значительными последствиями (R_6). Риски с низкой вероятностью возникновения отказов и незначительными последствиями (R_m) могут быть учтены на будущее без принятия мер в данный момент времени:

$$R_6 > R_m$$

После ранжирования рисков разрабатываются подходящие стратегии для каждого риска R_n . В рамках РОП могут применяться различные стратегии управления рисками. Наиболее распространенными являются следующие варианты:

1. Избежание риска. Данная стратегия предполагает полное устранение риска путем отказа от выполнения действий или реализации мероприятий, способных привести к возникновению неблагоприятных последствий.

2. Снижение риска. Заключается в реализации мероприятий, направленных на уменьшение вероятности возникновения риска либо на снижение тяжести его последствий. К таким мерам может относиться корректировка графиков проведения планово-предупредительных ремонтов, совершенствование системы технического обслуживания оборудования и применение дополнительных средств контроля технического состояния.

3. Передача риска. Предполагает перераспределение ответственности за возможные негативные последствия между участниками деятельности. На практике это может осуществляться посредством страхования, а также заключения договоров с подрядными организациями, принимающими на себя часть рисков, связанных с выполнением работ.

4. Принятие риска. Данная стратегия используется в случаях, когда уровень риска является допустимым, либо когда затраты на мероприятия по его снижению превышают возможные экономические потери от реализации риска.

При разработке мероприятий по управлению рисками на предприятиях электроэнергетики, как правило, применяется стратегия снижения риска. В рамках данной стратегии реализуются мероприятия, направленные на уменьшение вероятности возникновения отказов оборудования или снижение тяжести их последствий.

При принятии решений о проведении ремонтно-восстановительных работ на элементах электрооборудования (СЭС) важным этапом является выбор критерия управления, на основе которого осуществляется обоснование принимаемых управленческих решений. В качестве одного из критериев могут быть приняты показатели надежности такие как Q – вероятность отказа электрооборудования или $У_{\text{сум}}$ – суммарный ущерб от последствий этого отказа:

Минимум значения вероятности неработоспособности (1.26):

$$Q = 1 - P \rightarrow \min \quad (1.26)$$

Минимум затрат (ущерба) от недоотпуска электроэнергии вследствие отказа оборудования (1.27):

$$M(Y) \rightarrow \min \quad (1.27)$$

Высокая вероятность отказа единицы электрооборудования, характеризующейся низким значением текущего технического состояния, не всегда соответствует высокой тяжести возможных последствий (ущерба $У_{\text{сум}}$). В то же время значительные экономические потери от недоотпуска электрической энергии могут возникать даже при относительно небольшой вероятности отказа оборудования.

В связи с этим при выборе критерия управления необходимо учитывать соотношение между вероятностью возникновения отказа и величиной возможных последствий. Критерий (1.26) ориентирован на реализацию стратегии технического обслуживания и ремонтов электрооборудования по техническому состоянию, тогда

как критерий (1.27) соответствует стратегии управления на основе оценки прогнозируемых рисков.

Соответственно риск может быть выражен как математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии вследствие отказов электрооборудования:

$$R = M(Y)$$

Стратегия технического обслуживания предназначена для удержания под контролем известных видов отказов и для сокращения объема наиболее дорогостоящих незапланированных работ. Когда техническое обслуживание применяется слишком рано или слишком поздно, может произойти большее количество отказов.

Чаще риск представляют в абсолютном выражении как величину возможных потерь в стоимостном (денежном) выражении. Это позволяет провести корректировку графиков проведения ремонтов электрооборудования на выделенные денежные средства в рассматриваемом году.

Каждая единица электрооборудования, входящая в состав системы электроснабжения монопотребителя, может быть проранжирована по рискам в зависимости от оценки технического состояния по результатам диагностического мониторинга.

Монопотребитель — это потребитель электрической энергии, деятельность которого полностью связана с одной основной технологической операцией, например, добычей нефти и газа или обработкой информации в дата-центрах. В контексте добывающих установок, система электроснабжения монопотребителя полностью подчинена технологическим особенностям его производственного процесса. Нарушение в электроснабжении приводит к остановке оборудования и, как следствие, к недовыпуску продукции, который можно напрямую соотнести с производительностью установки.

И, применяя ранжированный ряд, может быть составлен алгоритм принятия решения. Пример алгоритма представлен на рисунке 1.12 (а) и рисунке 1.12 (б), где приводится схема поддержки принятия решения по выводу оборудования в ремонт.

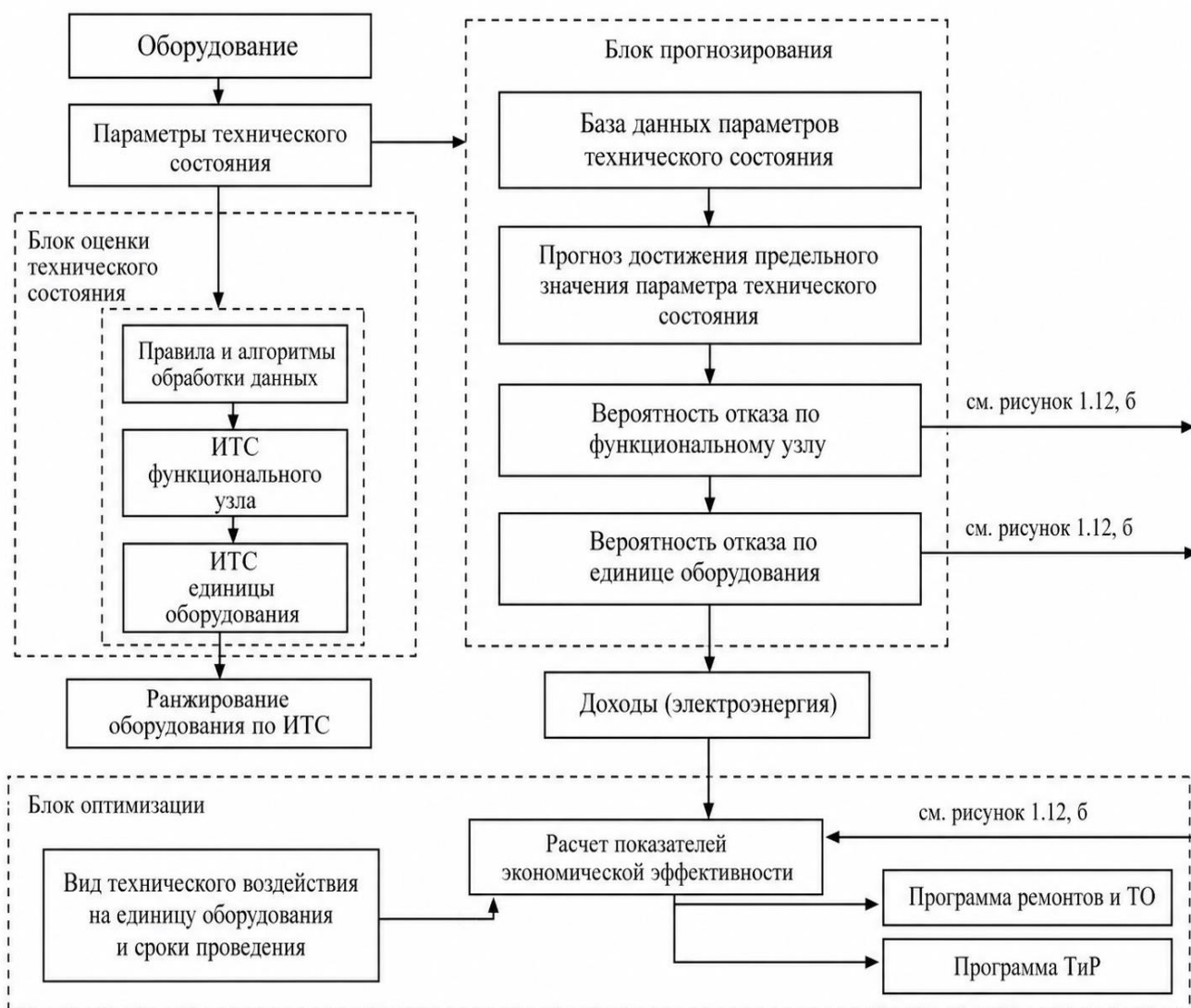


Рисунок 1.12 (а) – Последовательность процессов при поддержке принятия решения

Схема отражает взаимосвязь между оценкой последствий отказа оборудования, расчетом риска отказа функционального узла и единицы оборудования, а также определением затрат, связанных с восстановлением, заменой и эксплуатацией оборудования. Оценка технического состояния происходит в соответствующем блоке, в который включен алгоритм расчета.

Результаты оценки рисков используются совместно с блоком оценки стоимости владения для выбора сценариев технических воздействий, ремонта, ТПиР или вывода оборудования из эксплуатации.

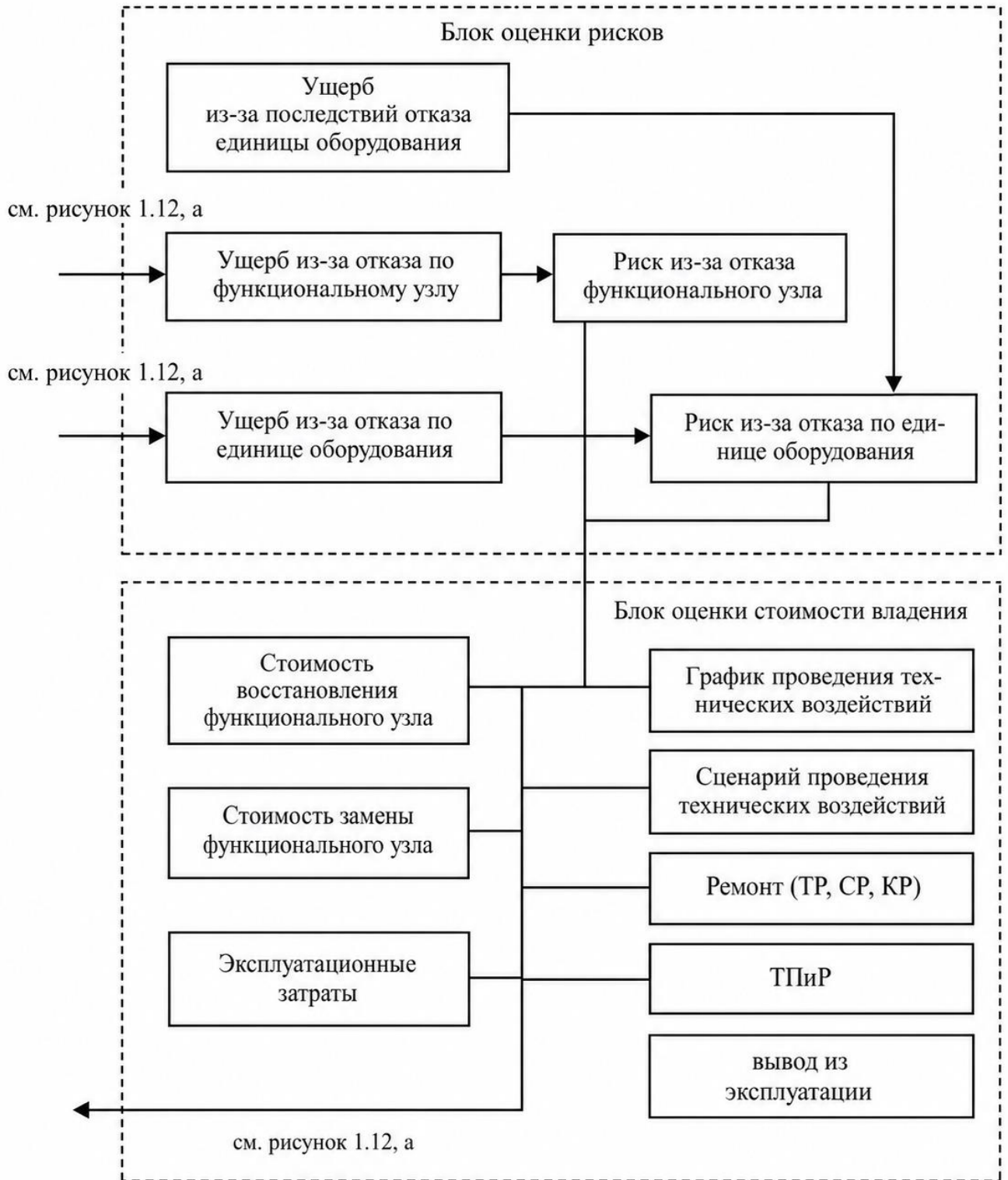


Рисунок 1.12 (б) – Последовательность процессов при поддержке принятия решения

Для последствий отказов учитывается стоимость восстановления.

При составлении и корректировки планов ТОиР, при принятии решений безразмерные показатели Q или D не применяются, так как не позволяют оценить последствия принятых решений. Как было отмечено выше, риск нарушения электроснабжения можно определять как математическое ожидание ущерба от аварийных потерь добычи нефти и рассчитывается по формуле (1.28):

$$M(Y) = P_{\text{нагр}} \times T_{\text{в}} \times D \times Q \times c \quad (1.28)$$

где c – удельная стоимость потерь, руб/тонн; Q – вероятность отказа схемы электроснабжения.

При нарушениях работы технологического оборудования монопотребителя возникает ущерб из-за простоя данного оборудования. Время простоя может измеряться в часах, сменах или днях в зависимости от ситуации. Это продолжительность времени $T_{\text{в}}$, в течение которого оборудование было неработоспособно и не могло выполнять свою производственную функцию. Неработоспособная установка не потребляет электроэнергию, что равноценно тому, как если бы простой произошел по причине нарушения электроснабжения. Тогда стоимость недоотпуска электроэнергии для одной скважины будет определяться её производительностью $D_{\text{СКВ}}$, тонна/кВт×ч, установленной мощностью данной установки $P_{\text{СКВ}}$, кВт и временем простоя скважины.

Значительная часть ущербов объектов нефтедобычи от нарушения электроснабжения заключается в технологических потерях нефти из-за простоя добывающего оборудования. Во время ремонтного периода скважина не функционирует.

Мониторинг за сетями электроснабжения низкого напряжения (0,4 кВ) часто нецелесообразен из-за их большой протяженности и разветвленности, что делает процесс дорогостоящим и технически сложным. Также низкий уровень напряжения не связан с такими значительными ущербами, как в более высоковольтных сетях, что снижает потенциальную экономическую выгоду от мониторинга. Проблемы в сетях низкого напряжения обычно не приводят к значительным потерям энергии или значимым экономическим убыткам, по сравнению с высоковольтными сетями и трансформаторами, где потери энергии и

последствия отказов более критичны. Мониторинг требует значительных инвестиций в оборудование (датчики, системы связи) и их обслуживание. В случае сетей низкого напряжения эти затраты могут значительно превышать выгоды от предотвращенных потерь или аварий.

Сети среднего (6-35 кВ) и высокого напряжения (110 кВ и выше) нуждаются в мониторинге больше, так как проблемы в этих сетях могут приводить к значительным экономическим потерям и длительным перерывам в электроснабжении при отказах в системе электроснабжения. Питающие линии подстанций являются ключевыми элементами в данных системах, и их отказ может привести к значительным сбоям в подаче электроэнергии.

Следовательно, при разработке мероприятий по управлению рисками необходимо соблюсти условие: затраты на выполнение мероприятия не должны превышать эффект от минимизации риска.

Куст состоит из ряда скважин. Статистика по выходу из строя оборудования на каждой скважине отсутствует. Для решения данной задачи необходимо применять математические модели.

Выводы по главе 1

1. Был проведен обзор элементов теории надежности, описаны основные показатели надежности, рассмотрена методика преобразования последовательных и параллельных (резервируемых) элементов, приведено описание метода блок-схем.

2. Эффективность управления рисками на промышленных предприятиях во многом определяется наличием достоверных данных о фактическом техническом состоянии используемого оборудования. Получение такой информации возможно при организации систематического мониторинга состояния оборудования в процессе его эксплуатации. Недостаток или отсутствие подобных данных приводит к росту неопределенности при принятии эксплуатационных решений, что может выражаться в увеличении вероятности отказов, снижении надежности работы оборудования и, как следствие, в ухудшении производственных показателей предприятия.

3. Для получения точной оценки ущерба от недоотпуска электроэнергии необходимо учитывать особенности технологических процессов потребителя электроэнергии. Оценка ущербов зависит от уникальных факторов, характерных для конкретного предприятия и отрасли, в данном случае разработка универсального метода оценки становится невозможной. Следовательно, для предприятий различных областей промышленности необходимо разрабатывать уникальные модели расчета ущерба, адаптированные под специфику их производства. Наиболее простой вариант расчетов последствий отказов электрооборудования систем электроснабжения дает возможность получить оценку последствий для систем электроснабжения с монопотребителем.

4. Мониторинг за техническим состоянием электрооборудования системы электроснабжения монопотребителя имеет смысл проводить до границы начала распределительной сети 0,4 кВ. Мониторинг текущего технического состояния сетей требует значительных затрат. В случае сетей низкого напряжения эти затраты могут значительно превышать выгоды от предотвращенных потерь или аварий. С целью расчета ущерба монопотребителя от недоотпуска электроэнергии мониторинг за техническим состоянием необходимо проводить для электрооборудования 35 кВ и выше.

5. Предложено рассматривать риск как математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии. Простой технологического оборудования приводит к ущербу, связанному с ограничением выпуска продукции. Так как продукция не производится, предприятие теряет возможный доход от ее продажи. Возможный риск, связанный с отказом оборудования, может быть представлен ущербом от простоя производства вследствие нарушения электроснабжения.

6. Предложено применять математические модели для расчета ущерба от недоотпуска электроэнергии, и рассчитывать риски. Применение предложенных математических моделей и методов анализа риска способствует более обоснованной оценке ущербов, а также формированию эффективной стратегии управления надежностью систем электроснабжения.

2 МОНИТОРИНГ И ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Оценка технического состояния единицы электрооборудования в составе системы электроснабжения

Эксплуатация оборудования на промышленных предприятиях всегда связана с неопределенностью, поскольку даже при соблюдении установленных регламентов [57] невозможно полностью исключить влияние факторов, способных нарушить нормальный ход производственного процесса. К числу таких факторов относятся снижение выпуска продукции, ухудшение ее качества, потеря производительности оборудования, а также увеличение числа отказов технических средств. В подобных условиях приоритет получает не только устранение уже возникших нарушений, но и предварительная оценка вероятности их возникновения и тяжести возможных последствий.

Именно этим объясняется практический интерес к риск-ориентированному подходу (РОП), который используется как средство обоснования решений в условиях неопределенности. Применительно к задачам эксплуатации электрооборудования такой подход позволяет учитывать не только сам факт возможного отказа, но и его влияние на надежность СЭС, технологический процесс и результаты работы предприятия. Следовательно, использование РОП требует постоянного накопления и анализа информации о состоянии оборудования, а также оценки последствий отказов отдельных элементов.

На нормативном уровне понятие РОП в Российской Федерации получило закрепление после внесения в 2015 году изменений в Федеральный закон от 26.12.2008 № 294-ФЗ. В рамках данного регулирования риск рассматривается как основание для выбора формы и интенсивности контрольных мероприятий: периодичность, продолжительность и объем надзора определяются степенью потенциальной опасности объекта или характером деятельности контролируемого субъекта.

Для электроэнергетики развитие указанного подхода связано с принятием Постановления Правительства Российской Федерации № 1401 от 19 декабря 2016 года. После введения данного документа риск-ориентированные принципы стали применяться и к управлению активами отрасли. Это привело к необходимости использования показателя, который позволял бы количественно описывать состояние оборудования и применять результаты такой оценки в эксплуатационной практике. В качестве такого показателя был введен индекс технического состояния (ИТС).

ИТС используется как обобщенная числовая характеристика, отражающая текущее состояние единицы электрооборудования. Его применение позволяет перейти от анализа отдельных признаков износа или дефектов к комплексной оценке объекта в целом. Порядок определения данного показателя установлен методикой оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 [58,59].

Электрооборудование СЭС представляет собой совокупность взаимосвязанных конструктивных элементов, совместная работа которых обеспечивает выполнение требуемых технологических функций. При анализе технического состояния оборудования отдельные детали и элементы, функционирование которых возможно только при их совместной работе, объединяются в функциональные узлы. Каждый функциональный узел характеризуется определённым набором параметров, отражающих его текущее состояние. Совокупность таких параметров позволяет сформировать представление о состоянии соответствующей единицы электрооборудования в целом [60,61].

Следует отметить, что различные функциональные узлы оказывают неодинаковое влияние на работоспособность оборудования. Одни элементы выполняют основные функции и напрямую определяют надежность функционирования оборудования, тогда как другие играют вспомогательную роль. По этой причине при оценке технического состояния оборудования

рассматриваются не только отдельные параметры элементов, но и их совокупность, а также степень влияния каждого узла на итоговую характеристику состояния объекта.

Важное место в процессе оценки состояния оборудования занимает техническая диагностика [62]. Ее основной задачей является выявление признаков, свидетельствующих о возникновении или развитии дефектов, а также анализ этих признаков с целью определения текущего состояния оборудования. Диагностирование позволяет обнаружить начальные стадии повреждений, определить степень износа отдельных элементов и оценить вероятность дальнейшего ухудшения технического состояния оборудования.

При проведении диагностических процедур используются различные показатели, характеризующие состояние оборудования. Одним из таких показателей является дефект, который отражает степень физического износа элементов оборудования. Наличие и развитие дефектов свидетельствуют о постепенной деградации конструктивных элементов, возникающей в процессе длительной эксплуатации под воздействием механических, электрических, температурных и других факторов.

Для получения обобщенной характеристики состояния оборудования применяется ИТС. Данный показатель представляет собой интегральную величину, формируемую на основе совокупности параметров, характеризующих состояние различных функциональных узлов оборудования. Использование ИТС позволяет перейти от анализа отдельных дефектов к комплексной оценке состояния всей единицы электрооборудования [63,64].

Следует подчеркнуть, что между дефектами в электрооборудовании и индексом технического состояния существует противоположная зависимость. Повышение степени износа элементов оборудования, сопровождаемое увеличением числа и глубины дефектов, приводит к ухудшению общего состояния объекта и, соответственно, к снижению значения индекса технического состояния. Таким образом, ИТС может рассматриваться как интегральный показатель, позволяющий количественно оценить уровень технического состояния

оборудования с учетом совокупности факторов, влияющих на его работоспособность.

Индекс технического состояния электрооборудования для воздушных линий

Воздушные линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше относятся к числу основных элементов технологической инфраструктуры объектов электроэнергетики. В соответствии с действующими нормативными требованиями для данного вида оборудования проводится оценка технического состояния с применением установленной методики.

Первоначально выполняется определение оценок по отдельным группам параметров, характеризующих состояние элементов оборудования. На основе полученных значений рассчитываются показатели технического состояния соответствующих функциональных узлов. Далее результаты этих расчетов используются при определении интегрального показателя — индекса технического состояния (ИТС) всей единицы электрооборудования.

Согласно методике [58] расчет ИТС функционального узла воздушной линии осуществляется по формуле 2.1

$$\text{ИТС}_{\text{ф.уз}} = 100 \times \frac{\sum(\text{КВ}_i \times \text{ОГП}_i)}{10} \quad (2.1)$$

где КВ_i – весовой коэффициент i -ого фактора; ОГП_i – оценка i -ого фактора (группы параметров) в баллах.

Весовой коэффициент представляет собой числовой параметр, характеризующий степень влияния отдельного функционального узла или группы параметров на результирующую оценку технического состояния единицы электрооборудования. Использование весовых коэффициентов позволяет учитывать различную значимость элементов оборудования при формировании интегрального показателя технического состояния. При этом более высокое значение коэффициента соответствует большему влиянию соответствующего параметра или функционального узла на итоговую оценку состояния рассматриваемого объекта.

Также согласно методике [58] расчет ИТС единицы оборудования осуществляется по формуле 2.2

$$\text{ИТС} = \sum (\text{КВ}_i \times \text{ИТС}_{\text{ф.уз}}) \quad (2.2)$$

где КВ_i – весовой коэффициент для i -ого функционального узла; $\text{ИТС}_{\text{ф.уз}}$ – индекс технического состояния функционального узла.

Индекс технического состояния (ИТС) принимает значения в диапазоне от 0 до 100. При этом минимальное значение соответствует наихудшему техническому состоянию оборудования, тогда как значение 100 характеризует его наилучшее состояние [65,66].

Для выполнения расчетов ИТС используются весовые коэффициенты, отражающие значимость отдельных функциональных узлов и групп параметров технического состояния оборудования. Значения указанных коэффициентов для воздушных линий электропередачи были определены на основании экспертной оценки, проведенной специалистами ПАО «Газпромнефть».

Для демонстрации процедуры расчета приведен пример определения индекса технического состояния воздушной линии электропередачи ПАО «Газпромнефть». Исходные данные, необходимые для выполнения расчетов, представлены в таблице 2.1. В таблице приведены оценки групп параметров технического состояния, а также соответствующие им весовые коэффициенты.

В рамках рассматриваемого примера значения оценок факторов приняты максимальными и составляют 10 баллов, что позволяет продемонстрировать порядок применения расчетной методики.

Таблица 2.1 - Оценка группы параметров

Узел	Группа параметров (факторы)	Оценка	Вес
Опора	Крепление опоры, стойки, траверсы, крюка, изоляторы на стойке опоры, провода	10	0,3
	Приставка, стойка, подкос	10	0,1
	Траверса, крюк, изолятор на траверсе	10	0,2

Продолжение таблицы 2.1

	Заземляющее устройство	10	0,1
	Коммутационные аппараты, разрядники	10	0,3
Пролет	Трасса ВЛ	10	0,3
	Провод, кабельная вставка	10	0,7

Согласно формуле 2.1. рассчитывается ИТС функциональных узлов. ИТС опоры:

$$\text{ИТС}_{\text{оп}} = 100 \times \frac{0,3 \times 10 + 0,1 \times 10 + 0,2 \times 10 + 0,1 \times 10 + 0,3 \times 10}{10} = 100\%$$

ИТС пролета:

$$\text{ИТС}_{\text{пр}} = 100 \times \frac{0,3 \times 10 + 0,7 \times 10}{10} = 100\%$$

В таблицу 2.2 заносятся результаты, полученные при расчете функциональных узлов и указывается весовой коэффициент каждого узла единицы электрооборудования.

Таблица 2.2 - Оценка функциональных узлов

Оборудование	Функц.узел	Оценка (ИТС)	Вес
ВЛ	Опора	100 %	0,334
	Пролет	100 %	0,666

Согласно формуле 2.2 рассчитывается ИТС воздушной линии:

$$\text{ИТС}_{\text{ВЛ}} = 0,334 \times 100 + 0,666 \times 100 = 100 \%$$

Вес функционального узла позволяет математически объективно сбалансировать параметры при расчете ИТС.

Значение 100 % является идеальным состоянием оборудования, соответственно 0 % характеризует наихудшее (техническое состояние) состояние оборудования. На практике оборудование, как правило, не достигает подобных значений.

2.2 Модели мониторинга за техническим состоянием электрооборудования

Авторы [67-80] предлагают различные модели и методы для мониторинга технического состояния электрооборудования. Для выражения обобщенного состояния может быть применен ИТС.

Интегральной характеристикой текущего технического состояния оборудования является ИТС единицы электрооборудования $J_{\text{эл.об}}$. Значение данного показателя определяется на основе совокупности оценок функциональных узлов оборудования. Расчет выполняется путем суммирования значений ИТС отдельных функциональных узлов с учетом соответствующих весовых коэффициентов, отражающих их вклад в общее состояние оборудования.

Показатель $J_{\text{эл.об}}$ может принимать значения в диапазоне от 0 до 1. При этом нулевое значение соответствует крайне неудовлетворительному техническому состоянию оборудования, тогда как значение, близкое к единице, характеризует его наилучшее состояние. Следует отметить, что в условиях реальной эксплуатации значение данного показателя, как правило, остается ниже единицы, поскольку оборудование в процессе работы неизбежно подвергается износу и воздействию различных эксплуатационных факторов.

В настоящее время отсутствуют достаточные статистические данные, позволяющие однозначно определить числовые оценки состояния функциональных узлов электрооборудования.

Вопросы, касающиеся влияния условий эксплуатации и качества ремонтных воздействий на техническое состояние электрооборудования, в настоящее время остаются исследованными недостаточно подробно. Это относится, в частности, к особенностям применяемых материалов, качеству проведения ремонтных работ, а также различиям в режимах эксплуатации оборудования на отдельных участках СЭС. Наличие большого числа таких факторов затрудняет получение объективной статистической информации о характере появления и развития дефектов в функциональных узлах оборудования.

В результате отсутствие систематизированных наблюдений за указанными процессами не позволяет установить детерминированную зависимость между

состоянием отдельных узлов и вероятностью их отказа. В подобных условиях изменение технического состояния элементов оборудования целесообразно рассматривать как процесс, имеющий случайный характер.

С учетом указанной неопределенности для анализа влияния индекса технического состояния на схемную надежность СЭС была предложена математическая модель, представленная выражением (2.3). В рамках данной модели состояние функциональных узлов описывается случайными величинами, значения которых принимаются в соответствии с равномерным законом распределения. Такой подход позволяет имитировать возможные варианты изменения технического состояния оборудования при отсутствии достоверной статистической информации.

$$J_{\text{эл.об}} = \sum_1^i \left(\left(\frac{\sum_1^n \text{RANDOM}_i}{n} \right) \times \text{KB}_i \right) \quad (2.3)$$

где *RANDOM* – генератор псевдослучайных чисел для диапазона [0;1]; *n* – количество испытаний;

В условиях недостатка достоверной информации о процессах развития дефектов в электрооборудовании получение строго точных оценок зачастую затруднено. В подобных ситуациях более оправданным является использование приближенных оценок, позволяющих получить обоснованные ответы на наиболее значимые практические вопросы. Такой подход лежит в основе применения методов экспертных оценок.

В ситуациях, когда объем исходных данных оказывается недостаточным для строгого количественного анализа, существенную роль приобретает практический опыт специалистов, занимающихся эксплуатацией оборудования. Накопленные знания о конструктивных особенностях оборудования, принципах его работы и характере воздействия эксплуатационных факторов позволяют экспертам оценивать относительную значимость отдельных параметров, даже если статистическая информация ограничена.

Подобные оценки не являются произвольными. Их достоверность во многом определяется квалификацией специалистов и опорой на фактические сведения об

эксплуатации оборудования. При соблюдении этих условий экспертные оценки могут использоваться как обоснованный источник информации при анализе факторов, влияющих на техническое состояние и надежность электрооборудования.

Во-первых, процедура определения весов должна основываться на формализованных и логически последовательных методах обработки экспертных мнений. Во-вторых, результаты экспертного опроса должны характеризоваться приемлемой степенью согласованности между участниками экспертизы.

Отказы элементов СЭС сопровождаются определенными последствиями, которые могут быть выражены через возникающий экономический ущерб. В зависимости от особенностей рассматриваемого объекта могут быть сформированы различные сценарии развития событий, отражающие влияние отказа конкретного элемента на функционирование системы.

Следует учитывать, что отдельные детали и функциональные узлы оказывают неодинаковое влияние на техническое состояние оборудования в составе СЭС. Для учета различий в степени их значимости используются весовые коэффициенты V , характеризующие вклад соответствующего узла или параметра в итоговую оценку состояния оборудования. Значения этих коэффициентов определяются на основе экспертной процедуры. Стоит также отметить, что коэффициент KB_i формулы (2.2) из методики [58] является аналогичным весовому коэффициенту V . Интегральная оценка технического состояния элемента СЭС, выраженная через индекс технического состояния, может быть получена с использованием математической модели (2.4).

$$J_{k.un.eq} = \sum_1^j V_j \times (\sum_1^i V_i \times O_i) \quad (2.4)$$

где V_i – весовой коэффициент значимости детали; O_i – весовой коэффициент (оценка) состояния детали; V_j – весовой коэффициент значимости функционального узла; i – количество деталей в составе функционального узла; j – количество функциональных узлов в составе элемента СЭС.

В ПАО «Газпромнефть» была проведена экспертная оценка значимости отдельных деталей и функциональных узлов электрооборудования. По результатам

данной экспертизы определены весовые коэффициенты, характеризующие вклад соответствующих элементов в формирование интегральной оценки технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и силовых трансформаторов. Полученные значения коэффициентов приведены в таблице 2.3.

Для применения указанных коэффициентов в разработанной математической модели (2.4) требуется выполнить их нормирование. Процедура нормирования осуществляется по выражению (2.5), что позволяет привести значения коэффициентов к форме, пригодной для дальнейших расчетов.

$$V_i^{norm} = V_j \times V_i \quad (2.5)$$

Результаты проведенного нормирования представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.3 – Весовые коэффициенты значимости ВЛ 35 кВ

Функциональный узел	Весовые коэффициенты (значимости) функциональных узлов V_j	Деталь	Весовые коэффициенты (значимости) деталей V_i
Опора	0,334	Крепления	0,3
		Подкосы и стойки	0,1
		Изоляторы, траверсы, крюки	0,2
		Заземляющие устройства	0,1
		Разрядники	0,3
Пролет	0,666	Трасса ВЛ	0,3
		Провода	0,7

Таблица 2.4 – Результат нормирования весовых коэффициентов значимости ВЛ 35 кВ

Единица электрооборудования	Деталь	Весовые коэффициенты (значимости) V_i
Воздушная линия 35 кВ	Крепления	0,1
	Подкосы и стойки	0,03
	Изоляторы, траверсы, крюки	0,07
	Заземляющие устройства	0,03
	Разрядники	0,1
	Трасса ВЛ	0,2
	Провода	0,47

При определении весовых коэффициентов следует учитывать особенности конструкции отдельных элементов воздушной линии электропередачи. В частности, для деталей, входящих в состав функционального узла «Пролет двухцепной воздушной линии», значения весовых коэффициентов принимаются увеличенными в два раза. Это обусловлено тем, что дефекты, возникающие в каждой из цепей линии, рассматриваются независимо друг от друга и оказывают самостоятельное влияние на техническое состояние соответствующего участка.

Аналогичная процедура нормирования была выполнена и для весовых коэффициентов, характеризующих функциональные узлы силового трансформатора по результатам [81-83]. Результаты проведенного нормирования представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результат нормирования весовых коэффициентов трансформатора

Единица электрооборудования	Деталь	Весовые коэффициенты (значимости) V_i
Трансформатор	Изоляционная система	0,32
	Магнитная система	0,18
	Обмотки	0,18
	Высоковольтный ввод	0,13
	Устройство РПН	0,1
	Система охлаждения	0,09

Нормирование весовых коэффициентов позволяет упростить модель (2) и получить выражение (2.6).

$$J_{k.un.eq} = (\sum_1^i V_i^{norm} \times O_i) \quad (2.6)$$

где V_i^{norm} – нормированный весовой коэффициент значимости детали.

Информация о состоянии отдельных деталей и элементов оборудования служит исходной основой для определения индекса технического состояния единицы электрооборудования. На основе совокупности таких данных формируется интегральная оценка, характеризующая общее состояние рассматриваемого объекта. Источником информации для выполнения такой оценки могут выступать результаты мониторинга технического состояния,

экспертные заключения специалистов, а также данные, полученные при применении методов математического моделирования.

В разработанной модели итоговое состояние оборудования описывается показателем $J_{\text{эл.об}}$, отражающим значение индекса технического состояния конкретной единицы электрооборудования. Для воспроизведения возможных вариантов изменения состояния функциональных узлов используется генерация псевдослучайных чисел. Формирование совокупности возможных состояний оборудования осуществляется путем проведения серии вычислительных экспериментов, основанных на применении метода статистических испытаний (метода Монте-Карло).

Расчет выполняется одновременно для нескольких элементов СЭС, например для воздушной линии электропередачи и силового трансформатора. При этом учитывается текущее состояние каждой единицы оборудования, входящей в состав рассматриваемой системы. Совместное моделирование нескольких элементов требует согласования используемых весовых коэффициентов, поскольку их суммарное значение должно соответствовать единице. Для обеспечения этого условия применяется процедура нормирования, позволяющая корректно учитывать вклад каждого элемента при формировании итоговой оценки технического состояния.

2.3 Анализ моделирования технического состояния электрооборудования

В рамках проведенного исследования был выполнен анализ схем электроснабжения объектов нефтяного промысла, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе. В общей сложности было рассмотрено 72 схемы, отражающие реальные варианты организации электроснабжения на промышленных объектах.

Проведенное изучение показало, что в структуре рассматриваемых систем применяются как одноцепные, так и двухцепные воздушные линии электропередачи. При этом на практике наибольшее распространение получили схемы, в состав которых входят двухцепные линии. Их использование обусловлено

требованиями повышения надежности электроснабжения технологических объектов нефтедобычи.

Для дальнейшего исследования разработанной математической модели была проведена классификация всех рассмотренных схем. В результате анализа были выделены несколько типовых вариантов построения систем электроснабжения, которые в наибольшей степени отражают характерные особенности рассматриваемых объектов. Именно эти типовые схемы были приняты в качестве базовых при последующем моделировании. Их структурные варианты приведены на рисунке 2.1.

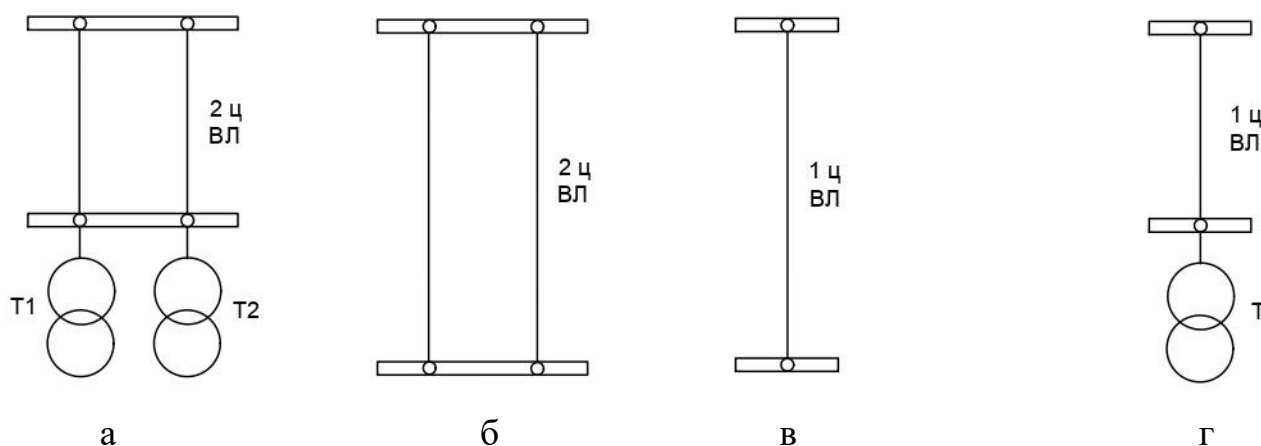


Рисунок 2.1 – Варианты схем с двухцепной линией с трансформаторами (а), двухцепной линией без трансформаторов (б), одноцепной линией без трансформатора (в) и одноцепной линией с трансформатроом (г)

В процессе моделирования состояние оборудования описывается набором случайных величин, значения которых формируются в пределах заранее заданного диапазона [84,85]. Такая постановка задачи требует предварительного анализа свойств генерируемых данных. В частности, необходимо определить, какому закону распределения может подчиняться моделируемая величина и насколько значительным является разброс ее значений при различном составе и количестве рассматриваемых элементов электрооборудования.

Проведение подобного анализа осложняется тем, что в настоящее время отсутствует систематизированная статистическая информация о фактическом

состоянии функциональных узлов и отдельных деталей электрооборудования. Наблюдения за развитием дефектов и изменением параметров состояния носят фрагментарный характер, что затрудняет применение классических методов статистической обработки.

В связи с этим для получения исходной совокупности данных используется имитационное моделирование. Формирование выборки осуществляется на основе расчетной зависимости, приведенной в выражении (2.3). Для того чтобы полученные результаты могли рассматриваться как статистически устойчивые, моделирование выполняется многократно. Практические расчеты показали, что количество итераций должно составлять не менее 200, что обеспечивает приемлемую репрезентативность формируемой выборки.

Первый этап моделирования был выполнен для варианта схемы электроснабжения, включающей двухцепную воздушную линию электропередачи и силовые трансформаторы (рисунок 2.1, а).

Для последующего анализа полученные результаты моделирования подвергаются статистической обработке. На основе сформированной выборки строится статистический ряд распределения. При этом весь диапазон значений случайной величины X разбивается на отдельные интервалы (разряды). В рассматриваемом случае количество интервалов принимается равным $I=12$. Частота попадания значений в каждый интервал определяется отношением числа наблюдений m_i , попавших в соответствующий i -й интервал, к общему числу имитационных наблюдений n . Расчет выполняется по выражению (2.7).

$$p_i^* = \frac{m_i}{n} \quad (2.7)$$

При моделировании максимальное значение составило $X_{max} = 0,760674$, минимальное - $X_{min} = 0,7080835$. Для получения размаха выборки $R_{выб}$ необходимо из максимального значения вычесть минимальное. Длина интервалов находится путем деления размаха на количество интервалов выборки. Строится статистический ряд, где приводятся интервалы в порядке их расположения вдоль оси абсцисс. Статистический ряд представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Статистический ряд

Номер интервала	m_i	p_i^*	Диапазон интервалов
1	3	0,015	[0,708-0,712)
2	9	0,045	[0,712-0,717)
3	9	0,045	[0,717-0,721)
4	23	0,115	[0,721-0,726)
5	45	0,225	[0,726-0,730)
6	34	0,17	[0,730-0,734)
7	27	0,135	[0,734-0,739)
8	26	0,13	[0,739-0,743)
9	15	0,075	[0,743-0,748)
10	5	0,025	[0,748-0,752)
11	2	0,01	[0,752-0,756)
12	2	0,01	[0,756-0,761]

Математическое ожидание случайной дискретной величины рассчитывается по формуле 2.8.

$$M(X) = \sum x_i p_i \quad (2.8)$$

где x_i – i -ое значение случайной величины; p_i – вероятность появления i -ого значение случайной величины.

Математическое ожидание составило $M(X) = 0,731858$. На основе сформированного статистического ряда выполняется графическое представление распределения полученных значений. Для этого строится гистограмма распределения случайной величины, приведенная на рисунке 2.2. Гистограмма используется для предварительного анализа характера распределения и выдвижения гипотезы о законе распределения генерируемой случайной величины.

Для исследования свойств моделируемой случайной величины необходимо установить характер ее распределения. В качестве исходного предположения принимается гипотеза о том, что величина X , формируемая в процессе моделирования, распределена по нормальному закону. Это предположение рассматривается как нулевая гипотеза H_0 . Альтернативная гипотеза H_1 предполагает отклонение распределения случайной величины от нормального закона.

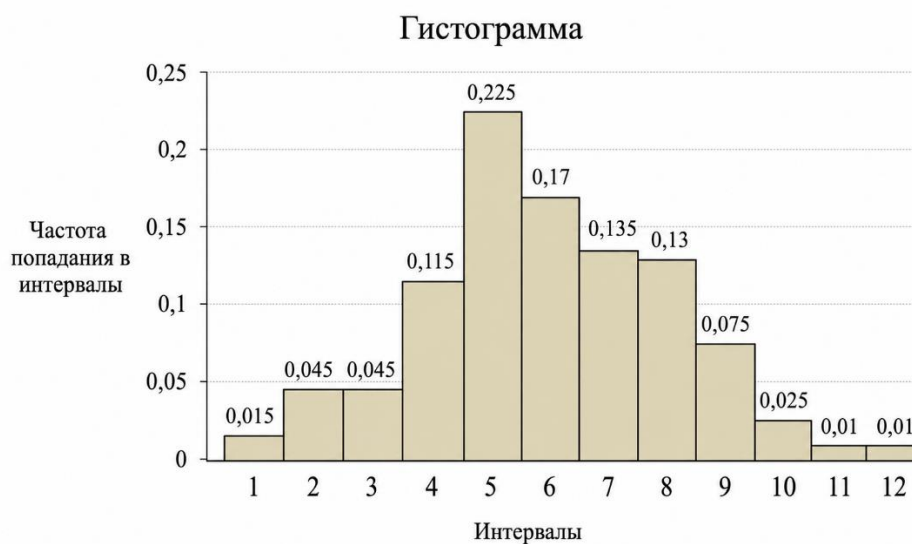


Рисунок 2.2 – Гистограмма для ряда варианта с двухцепной линией с трансформаторами

Проверка данного предположения осуществляется путем сопоставления теоретической модели распределения с результатами, полученными в ходе моделирования. Для этого анализируется статистическая выборка значений случайной величины и выполняется ее приближение соответствующей теоретической зависимостью.

Перед проведением проверки статистической гипотезы необходимо определить основные характеристики выборки. В частности, вычисляются выборочное среднее значение и выборочное среднеквадратическое отклонение, которые позволяют оценить положение центра распределения и степень разброса наблюдаемых значений. Дополнительно интервальный статистический ряд преобразуется в дискретный вид, что требуется для применения методов проверки статистических гипотез и дальнейшего сравнения теоретических и эмпирических данных.

Все результаты расчетов сводятся в таблицу 2.7 Стандартизированные значения приводятся в столбце z_i , значения функции плотности нормального распределения приводятся в столбце $f(z_i)$, теоритические частоты приводятся в столбце m'_i .

Таблица 2.7 – Результаты расчетов для построения гистограммы теоретических частот

№	Дискретные значения ряда x_i	Значения z_i	$f(z_i)$	Значения m'_i
1	0,710	-2,344	0,026	2,407
2	0,715	-1,873	0,069	6,487
3	0,719	-1,403	0,149	14,013
4	0,723	-0,933	0,258	24,269
5	0,728	-0,463	0,358	33,696
6	0,732	0,007	0,399	37,509
7	0,737	0,477	0,356	33,473
8	0,741	0,947	0,255	23,949
9	0,745	1,417	0,146	13,737
10	0,750	1,888	0,067	6,317
11	0,754	2,358	0,025	2,329
12	0,758	2,828	0,007	0,688

Далее теоретическая кривая накладывается на гистограмму на рисунке 2.3

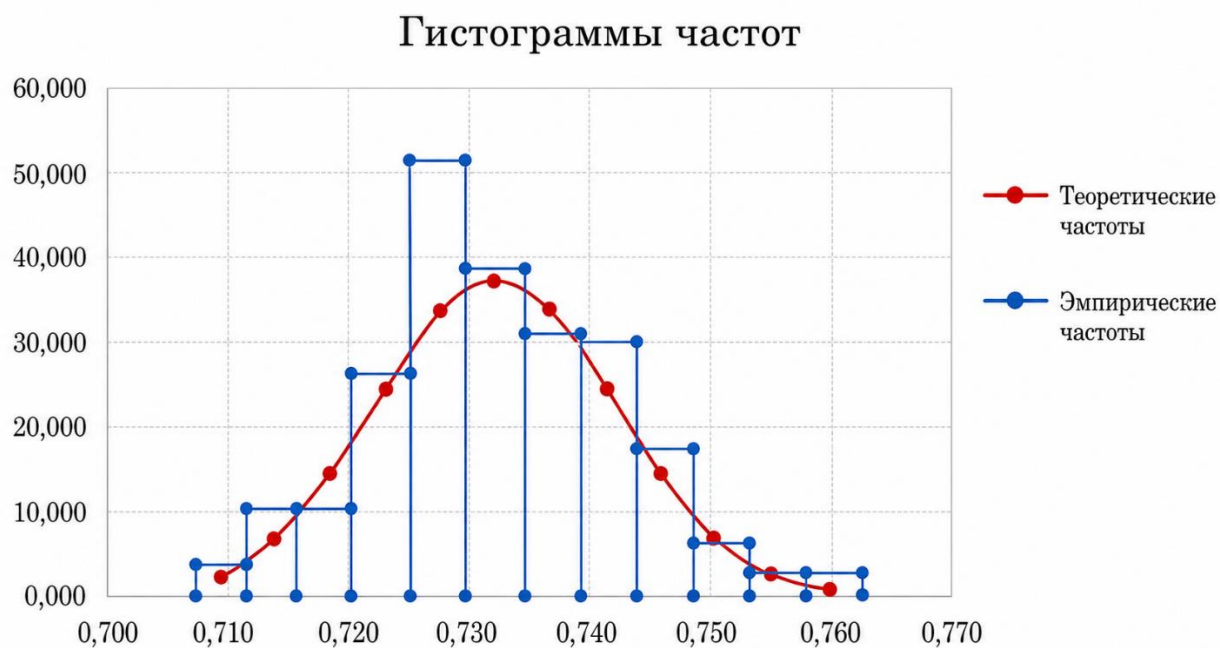


Рисунок 2.3 – Гистограммы теоретических и эмпирических частот для варианта

(а)

Для количественной оценки различий между теоретическими и эмпирическими частотами используется критерий согласия χ^2 Пирсона. Применение данного критерия позволяет определить степень соответствия

статистического распределения, полученного в результате моделирования, предполагаемому теоретическому закону распределения.

Перед выполнением расчетов необходимо провести корректировку частот в сформированных интервалах распределения. Такая процедура направлена на предотвращение значительных отклонений, которые могут возникать при малом числе наблюдений в отдельных интервалах. С этой целью соседние интервалы, для которых частота наблюдений оказывается меньше пяти, объединяются между собой.

После выполнения указанной корректировки значение статистики критерия Пирсона определяется по выражению (2.9).

$$\chi^2 = \sum \frac{(m_i - m'_i)^2}{m'_i} \quad (2.9)$$

Результаты приводятся в таблице 2.8

Таблица 2.8 – Результаты расчетов для расчета критерия Пирсона

№	Эмпирические частоты	Теоретические частоты	$\frac{(m_i - m'_i)^2}{m'_i}$
1	12	8,894	1,084
2	9	14,013	1,793
3	23	24,269	0,066
4	45	33,696	3,792
5	34	37,509	0,328
6	27	33,473	1,252
7	26	23,949	0,176
8	15	13,737	0,116
9	5	6,317	0,275
10	4	3,017	0,320
χ^2			9,203

Наблюдаемое значение критерия Пирсона равно:

$$\chi^2_{\text{набл}} = \sum \frac{(m_i - m'_i)^2}{m'_i} = 9,203$$

Для нахождения критического значения необходимо определить число степеней свободы:

$$k = m - r - 1 = 10 - 2 - 1 = 7$$

где m – число разрядов;

r – количество оцениваемых параметров (\bar{x}_B, σ_B для нормального распределения)

При уровне значимости $\alpha=0,05$ и числе степеней свободы $k=7$ по табличным значениям критерия χ^2 определяется соответствующее критическое значение статистики. В рассматриваемом случае оно составляет $\chi_{\text{крит}}^2 = 14,1$.

Сравнение вычисленного значения статистики с критическим показывает, что выполняется неравенство $\chi_{\text{набл}}^2 < \chi_{\text{крит}}^2$ ($9,2 < 14,1$). Следовательно, оснований для отклонения нулевой гипотезы H_0 не имеется, и предположение о нормальном характере распределения моделируемой случайной величины принимается.

Аналогичная процедура проверки статистической гипотезы была выполнена и для других вариантов схем электроснабжения. Полученные результаты обобщены и представлены в таблице 2.9

Таблица 2.9 – Результаты проверки гипотез по критерию Пирсона

Вариант схемы	Рассматриваемые значения			
	$M(X)$	k	$\chi_{\text{набл}}^2$	$\chi_{\text{крит}}^2$
2ц ВЛ	0,92015994	7	8,420	14,1
1ц ВЛ	0,55086108	7	1,963	
1ц ВЛ + Тр-р	0,550665215	7	5,702	

Гистограммы теоретических и эмпирических частот для вариантов схем (б), (в) и (г) приводятся на рисунках 2.4, 2.5 и 2.6 соответственно. Результаты проверки статистических гипотез показали, что во всех рассмотренных случаях нулевая гипотеза H_0 не отвергается.

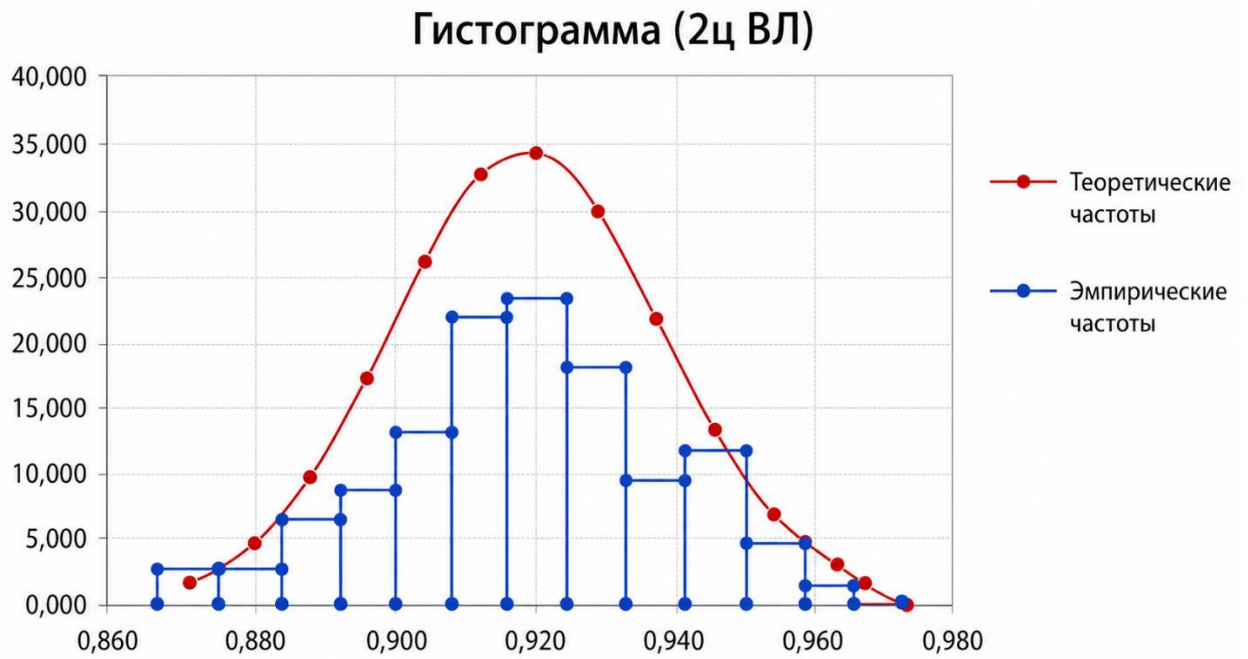


Рисунок 2.4 – Гистограммы теоретических и эмпирических частот для варианта (б)

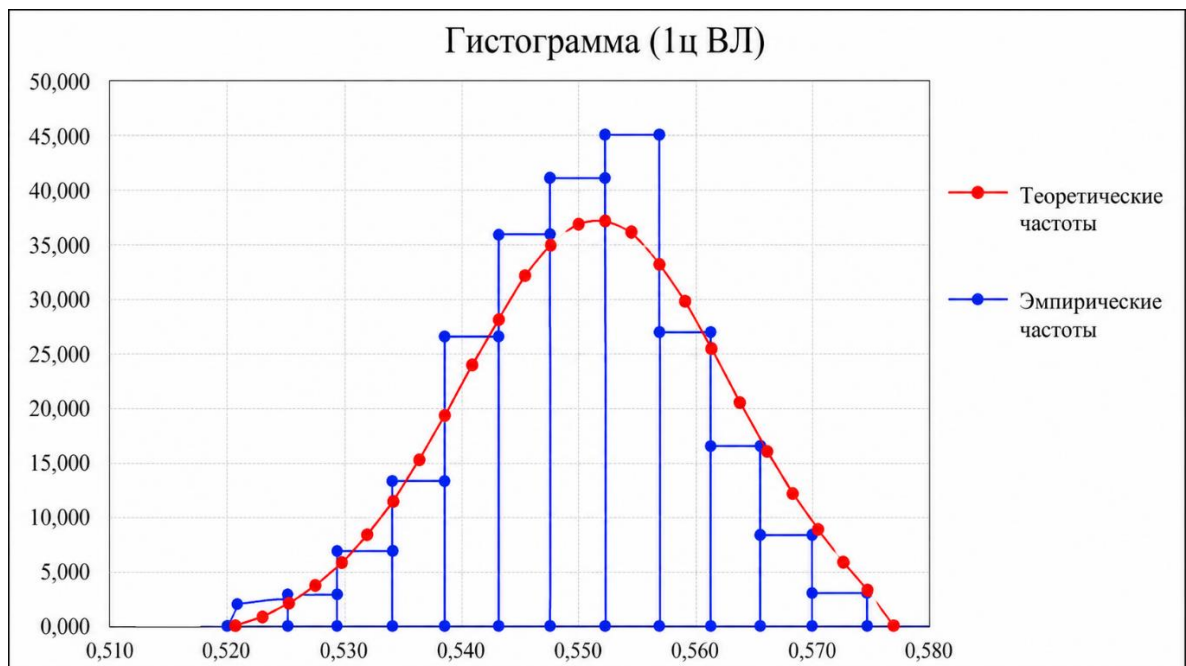


Рисунок 2.5 – Гистограммы теоретических и эмпирических частот для варианта (в)

Можно сделать вывод о том, что распределение моделируемой случайной величины может быть описано нормальным законом распределения.

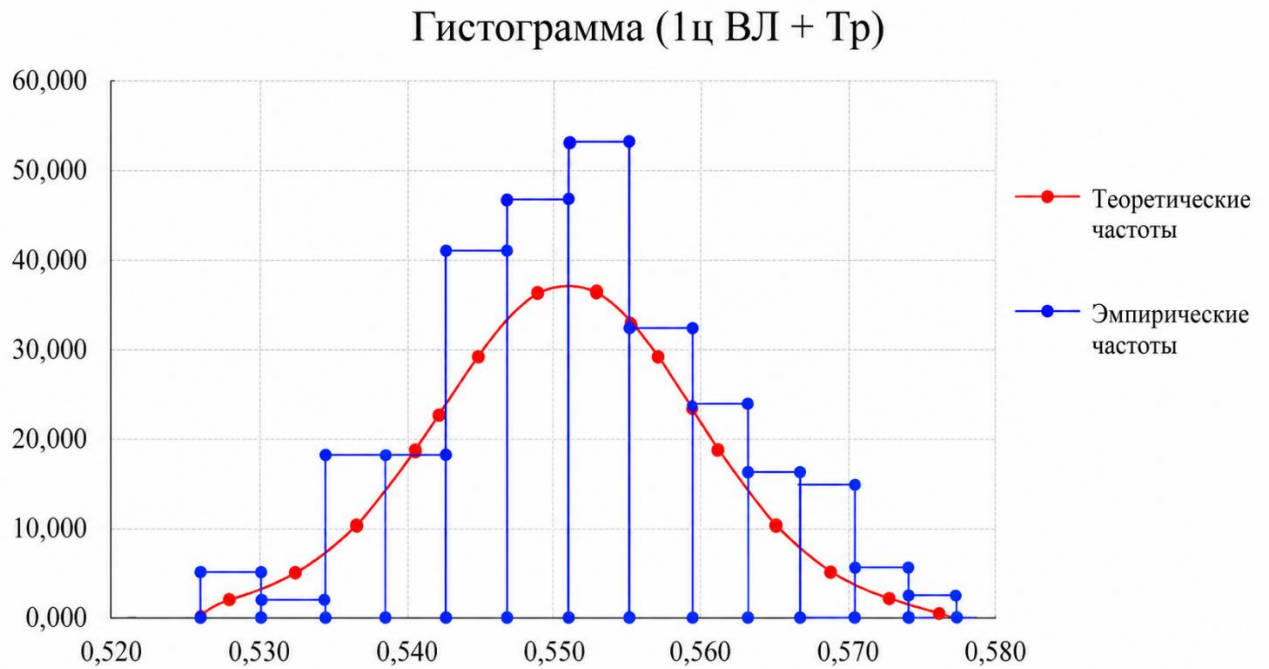


Рисунок. 2.6 – Гистограммы теоретических и эмпирических частот для варианта (Г)

Полученный результат согласуется с положениями центральной предельной теоремы, применяемой к сумме одинаково распределенных случайных величин. В соответствии с данной теоремой, при неограниченном увеличении числа независимых случайных величин X_i , имеющих одинаковый закон распределения, конечные значения математического ожидания и дисперсии, распределение их суммы стремится к нормальному закону.

Математическая запись центральной предельной теоремы приведена в выражении (2.10).

$$Y = \sum_{i=1}^n X_i \quad (2.10)$$

где n – количество слагаемых.

В рамках рассматриваемой модели в качестве независимых случайных величин выступают генерируемые оценки состояния функциональных узлов

электрооборудования. Для каждой из таких величин предполагается равномерный закон распределения.

Результаты моделирования представлены в виде совмещенной гистограммы, приведенной на рисунке 2.7. При выполнении моделирования данных мониторинга технического состояния электрооборудования наблюдается снижение математического ожидания интегрального показателя ИТС по мере увеличения количества учитываемых единиц оборудования. Данный эффект объясняется тем, что суммарная оценка состояния системы формируется с учетом большего числа факторов, каждый из которых может оказывать влияние на итоговый результат [86-87].

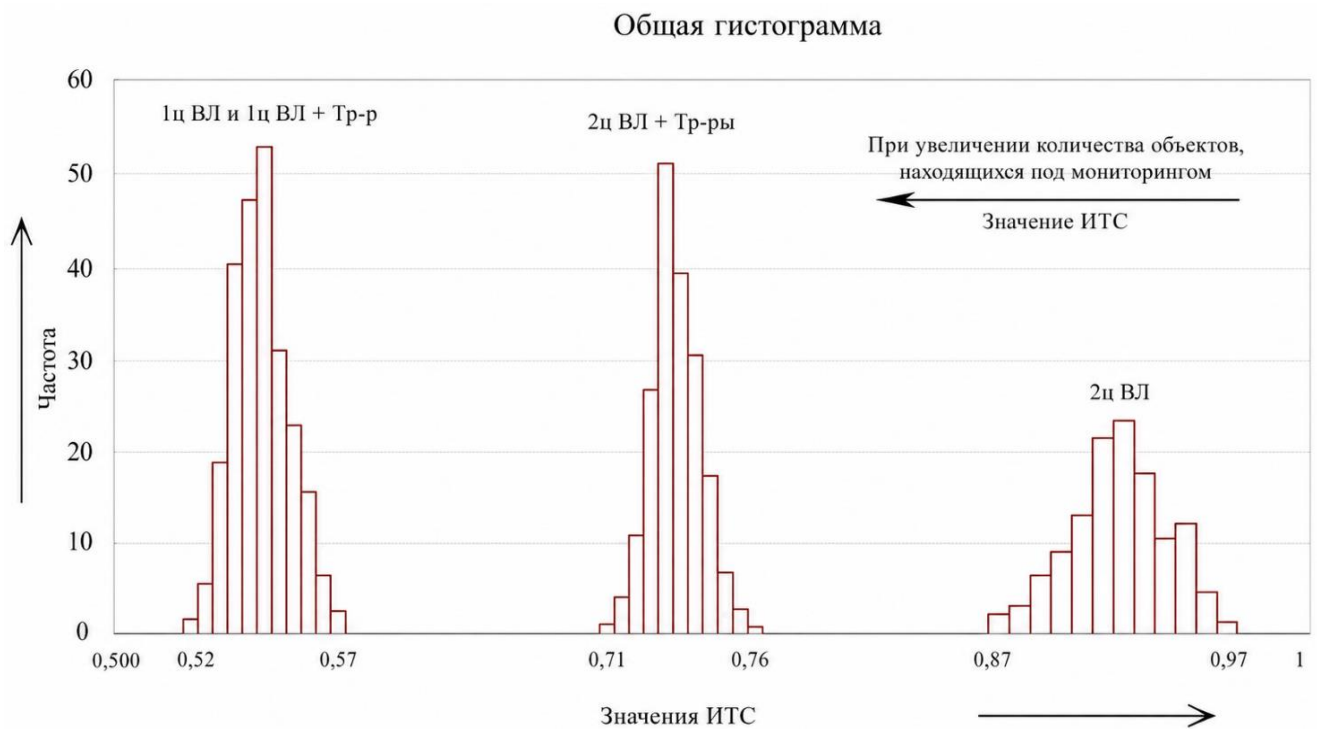


Рисунок 2.7 – Совмещенная гистограмма частот

Следует отметить, что показатель индекса технического состояния (ИТС) носит накопительный характер, поскольку формируется на основе совокупности оценок отдельных функциональных узлов оборудования. Каждый выявленный дефект или отклонение параметра ухудшает состояние соответствующего функционального узла, а затем учитывается при формировании общего ИТС оборудования.

2.4 Программный комплекс для моделирования технического состояния системы электроснабжения

Программный комплекс должен соответствовать ряду критериев и иметь возможность получать следующие результаты:

- Результаты расчета ИТС функциональных узлов, единиц основного технологического оборудования и ЛЭП объектов электроэнергетики, групп оборудования, объектов и субъекта электроэнергетики в целом;
- Перечень единиц основного технологического оборудования и ЛЭП, имеющего наихудшую оценку ИТС;
- Анализ ИТС оборудования;
- Ранжирование оборудования, ЛЭП, объектов электроэнергетики по рассчитанным ИТС.

Использование математических моделей играет важную роль при анализе технического состояния объектов электроэнергетики [88-89]. Оценка состояния оборудования, как правило, основывается на совокупности критериев, каждый из которых определяется набором параметров, характеризующих работу и состояние отдельных элементов системы. При этом разнообразие типов электрооборудования приводит к необходимости разработки значительного числа моделей, адаптированных к особенностям конкретных объектов.

Применение моделей особенно важно при эксплуатации сложных технических систем, когда непосредственное получение объективных оценок состояния оборудования затруднено или невозможно.

В условиях ограниченности исходной информации моделирование становится одним из основных инструментов, позволяющих получить обобщенную оценку технического состояния электрооборудования. Использование расчетных зависимостей и имеющихся диагностических данных дает возможность перейти от анализа отдельных параметров к формированию интегральных показателей состояния.

Модель оценки технического состояния в рассматриваемой задаче строится как система взаимосвязанных расчетных элементов. В ее состав входят индексы технического состояния функциональных узлов, набор исходных характеристик, а также алгоритмы, по которым выполняется расчет для различных видов электрооборудования. Такой подход позволяет учитывать особенности как отдельных узлов, так и оборудования в целом.

Индекс технического состояния является безразмерной величиной, с помощью которой количественно описывается состояние объекта по выбранному критерию. Для функционального узла этот показатель формируется на основе группы признаков, отражающих его техническое состояние. В качестве исходной информации могут использоваться как расчетные характеристики, так и диагностические параметры, полученные в процессе эксплуатации.

Практическая реализация модели требует возможности работы с достаточно большим набором исходных данных. Поэтому в составе модели должны быть предусмотрены процедуры добавления, изменения и удаления характеристик, расчетных показателей, индексов состояния и самих моделей, применяемых для разных типов оборудования.

При задании характеристик указываются их наименование, способ расчета, нормирующие коэффициенты и связи с конкретным видом оборудования. Кроме того, характеристика может быть связана либо с параметрами отдельной единицы оборудования, либо с параметрами, общими для группы однотипных объектов. Это позволяет использовать одну и ту же расчетную структуру в разных эксплуатационных условиях.

Отдельно формируются правила задания индексов технического состояния. Для каждого индекса определяется диапазон значений шкалы и задаются действия, которые должны выполняться при достижении определенных уровней. В зависимости от значения индекса это могут быть уведомление пользователя, регистрация события, фиксация отказа или формирование задания на выполнение ремонтных работ.

Помимо расчетных процедур модель должна обеспечивать контроль собственной структуры. В частности, необходима возможность проверки ее целостности, активации для дальнейшего использования, а также просмотра свойств характеристик, расчетных показателей и типов оборудования, с которыми она связана. Наличие таких функций делает модель пригодной не только для вычислений, но и для практического применения в задачах анализа состояния электрооборудования.

Функция расчета индексов

В программной реализации модели обновление расчетных показателей может происходить в разных режимах. В одних случаях инициатором расчета выступает пользователь, в других — обновление выполняется автоматически через заранее установленный промежуток времени. Возможен и событийный режим, при котором основанием для повторного расчета служит изменение исходных параметров, используемых в модели.

Если индекс технического состояния включен в активную расчетную схему, его значение формируется заново не только при прямом запуске соответствующей процедуры пользователем, но и при изменении связанных с ним характеристик. Повторный расчет может потребоваться и тогда, когда меняется состав оборудования: например, при вводе новой единицы, замене существующего элемента или изменении связей между объектами. Иначе говоря, любое изменение структуры данных, способное повлиять на итоговую оценку состояния, должно сопровождаться обновлением ИТС. Сведения о таких изменениях целесообразно сохранять в отдельном массиве данных, что позволяет в дальнейшем проследить историю изменения характеристик.

Тот же принцип используется и для других расчетных показателей, входящих в модель. Их значения не рассматриваются как постоянные: при изменении исходных данных, отсутствии актуального результата или выходе показателя за установленный порог возникает необходимость повторного вычисления. За счет этого поддерживается актуальность информации, применяемой при анализе технического состояния оборудования.

С практической точки зрения важно не только получить текущее значение показателя, но и обеспечить возможность его последующего анализа. Поэтому результаты расчетов, относящиеся к конкретным единицам электрооборудования, подлежат накоплению и хранению. Наличие такой истории дает возможность оценивать изменение параметров состояния во времени и использовать эти данные при анализе тенденций эксплуатации оборудования.

Планирование и анализ

Результаты расчета индексов состояния используются не только для оценки текущего состояния оборудования, но и как основание для принятия эксплуатационных решений. На их основе формируется перечень возможных отказов и мероприятий, которые могут быть назначены для соответствующих единиц оборудования. При этом пользователь может работать как со всем сформированным перечнем, так и только с отдельными позициями, выбирая необходимые записи для регистрации отказов или включения работ в план.

До внесения таких решений в систему выполняется дополнительная проверка. Она необходима для того, чтобы установить, не была ли соответствующая работа уже включена в действующий план-график технического обслуживания и ремонта и не зарегистрирован ли ранее аналогичный отказ. Подобная процедура позволяет избежать повторного внесения одной и той же информации и тем самым повысить достоверность формируемых данных.

Полученные значения индексов состояния служат также основой для последующего анализа оборудования в целом. По результатам расчета элементы системы могут быть перераспределены в ранжированном перечне с учетом их критичности и текущего состояния. Это, в свою очередь, позволяет уточнять приоритетность эксплуатационных воздействий и относить оборудование к тем или иным программам обслуживания: диагностическому контролю, предупредительным работам, капитальному ремонту либо замене.

Алгоритм моделирования технического состояния оборудования реализован на основе метода Монте-Карло. Для каждого рассматриваемого параметра или фактора задается количество статистических испытаний (циклов). Минимальное

число циклов может быть равно единице, однако в практических расчетах используется значительно большее количество испытаний.

В процессе выполнения каждого цикла осуществляется генерация псевдослучайного значения, характеризующего состояние соответствующего параметра, после чего счетчик цикла увеличивается на единицу. Процедура моделирования продолжается до достижения заранее заданного числа испытаний. По завершении расчетов формируется последовательность значений для каждого рассматриваемого фактора.

Далее для каждой последовательности определяется среднее арифметическое значение, полученное путем усреднения результатов всех проведенных испытаний. Полученные оценки факторов умножаются на соответствующие весовые коэффициенты, отражающие их вклад в формирование итоговой оценки состояния оборудования. Суммирование произведений позволяет определить значение индекса технического состояния (ИТС) рассматриваемой единицы электрооборудования — в данном случае воздушной линии электропередачи.

Алгоритм моделирования индекса технического состояния (ИТС) реализован с использованием языка программирования Python. Для генерации псевдослучайных значений в среде Python применяется стандартный модуль `random`, предназначенный для формирования последовательностей псевдослучайных чисел.

Результирующее значение ИТС выводится пользователю и может использоваться для дальнейшего анализа состояния оборудования. Схема описанного алгоритма моделирования технического состояния воздушной линии приведена на рисунке 2.8.

Работа данного модуля основана на алгоритме «вихря» Мерсенна (Mersenne Twister), который широко используется в вычислительных системах благодаря хорошим статистическим свойствам и высокой равномерности генерируемых последовательностей. Применение данного алгоритма позволяет получать псевдослучайные значения, удовлетворяющие требованиям, предъявляемым к задачам статистического моделирования.

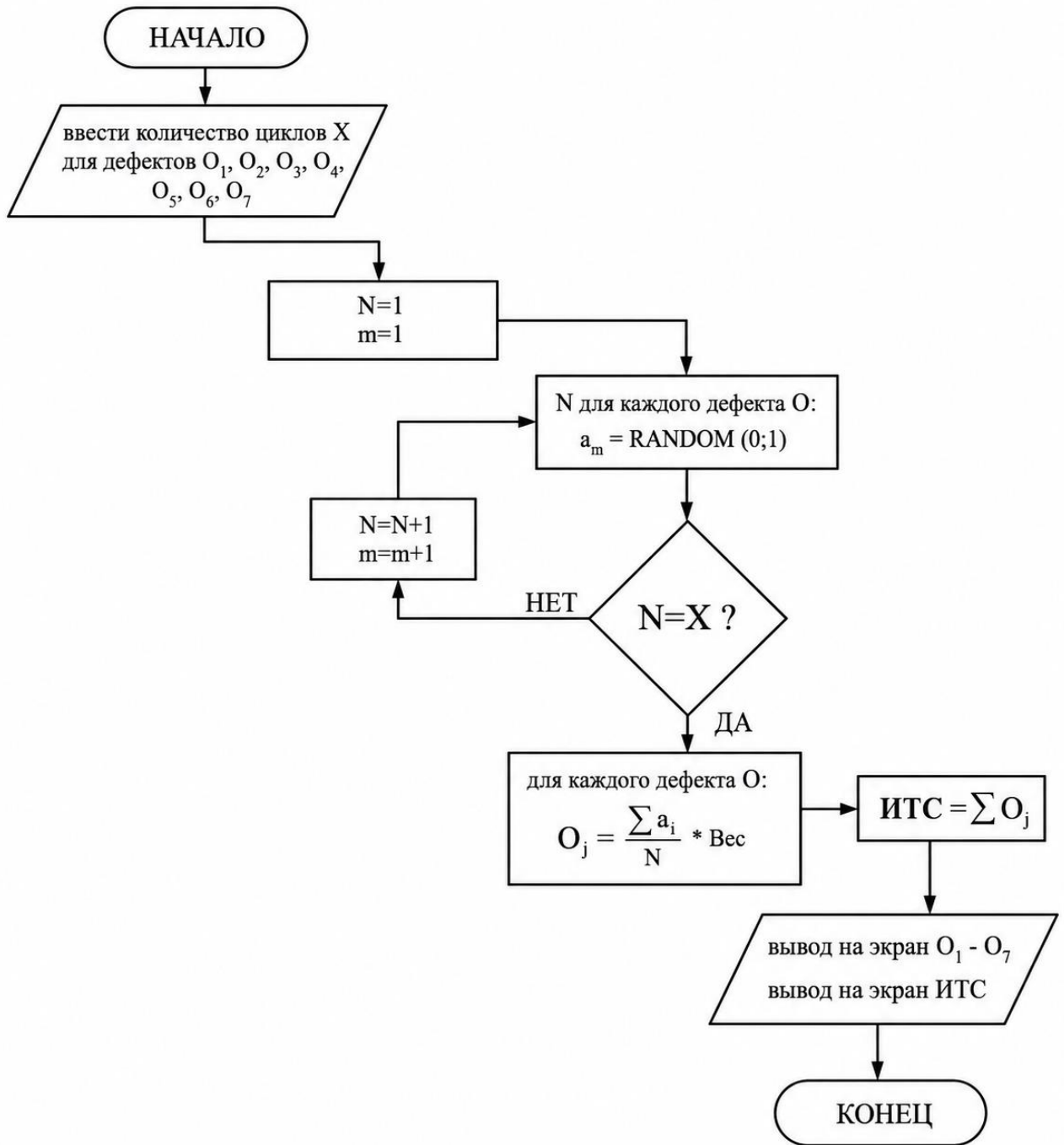


Рисунок 2.8 – Алгоритм моделирования ИТС

Математическая запись модели, используемой при реализации алгоритма в среде Python, приведена в выражении (2.11).

$$\text{ИТС} = \sum_1^i \left(\left(\frac{\sum_1^n \text{RANDOM}_i}{n} \right) \times \text{ВК}_i \right) \quad (2.11)$$

где ВК_i – нормированный весовой коэффициент i -ого фактора; RANDOM – псевдослучайное число в диапазоне (0;1); n – количество испытаний; i – количество параметров (факторов).

При построении имитационных моделей, связанных с анализом случайных процессов, возникает необходимость формировать последовательности значений случайных величин. В вычислительных экспериментах такую задачу решают с использованием псевдослучайных чисел. Под псевдослучайными числами понимают числовые последовательности, которые генерируются алгоритмически, однако по своим статистическим характеристикам приближены к последовательностям истинно случайных величин.

Получение таких последовательностей обеспечивается специальными алгоритмами, называемыми генераторами псевдослучайных чисел. По сути, генератор представляет собой вычислительную процедуру, позволяющую последовательно формировать значения, обладающие свойствами случайности. При корректной реализации элементы получаемой последовательности имеют незначительную взаимную зависимость и распределяются в соответствии с заданным законом, чаще всего равномерным на некотором интервале.

В современных вычислительных системах генерация псевдослучайных чисел реализуется программными средствами и используется при решении широкого круга задач имитационного моделирования. Одним из наиболее распространённых подходов к анализу случайных процессов является метод статистических испытаний, известный как метод Монте-Карло. Этот метод основан на многократном воспроизведении случайных экспериментов с использованием генерируемых числовых последовательностей и последующем статистическом анализе полученных результатов. Суть данного метода заключается в проведении серии из n вычислительных экспериментов, в ходе которых формируется набор возможных значений моделируемой величины. По полученной выборке определяется среднее арифметическое значение, используемое в дальнейшем при расчетах.

Фрагмент программного кода, реализующего процедуру моделирования ИТС, приведен на рисунке 2.9.

```

def btn3_click():
    tci_sum = np.array([0, 0, 0, 0, 0, 0, 0], dtype=np.float64)
    for i in range(50):
        tci = (1.0 - 0.1) * np.random.random_sample((7,)) + 0.1
        tci_sum = tci_sum + tci
    tci_sum = tci_sum / 50
    tci_sum[0] = 0.1 * tci_sum[0]
    tci_sum[1] = 0.03 * tci_sum[1]
    tci_sum[2] = 0.07 * tci_sum[2]
    tci_sum[3] = 0.03 * tci_sum[3]
    tci_sum[4] = 0.1 * tci_sum[4]
    tci_sum[5] = 0.4 * tci_sum[5] **2
    tci_sum[6] = 0.94 * tci_sum[6] **2
    global ITS
    ITS = 0
    ITS = ITS+(tci_sum.sum())
    ITS = round(ITS, (6))

```

Рисунок 2.9 – Фрагмент кода на Python для моделирования ИТС

Графически интерфейс программы, моделирующий данные о мониторинге технического состояния воздушной линии, представлен на рисунке 2.10.

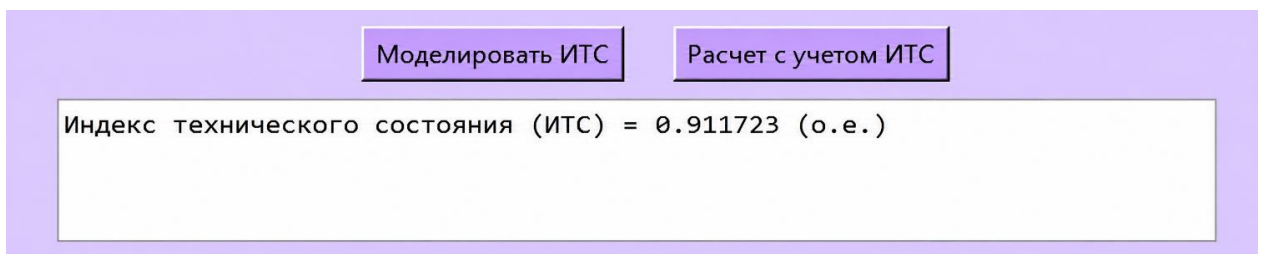


Рисунок 2.10 – Интерфейс программы моделирования ИТС

Для информации выводится значение ИТС единицы электрооборудования [8].

Выводы по главе 2

1. В ходе исследования предложен способ формирования значений текущего технического состояния электрооборудования СЭС на основе имитационного моделирования. Разработанная математическая модель использует метод статистических испытаний и позволяет воспроизводить возможные

варианты изменения ИТС оборудования при различных конфигурациях схем электроснабжения.

2. В построенной модели используются весовые коэффициенты значимости функциональных узлов и деталей оборудования, полученные в ходе экспертной оценки, выполненной специалистами ПАО «Газпромнефть». Для корректного применения указанных коэффициентов в расчетах была выполнена процедура нормирования. Расчеты выполнены в программном комплексе, разработанном на основе предложенной математической модели.

3. Проведенное моделирование показало, что при увеличении количества учитываемых единиц электрооборудования наблюдается снижение среднего значения моделируемого индекса технического состояния, что связано с накопительным характером формирования данного показателя.

4. Результаты статистического моделирования были получены для нескольких вариантов схем электроснабжения, включающих различные сочетания элементов электрооборудования. Расчеты подтвердили возможность применения разработанной модели для оценки текущего технического состояния элементов СЭС в условиях ограниченности исходной информации.

5. Проверка статистических гипотез с использованием критерия согласия χ^2 Пирсона показала, что полученные в процессе моделирования значения случайной величины не противоречат предположению о нормальном законе распределения. Результат согласуется с положениями центральной предельной теоремы, что подтверждает корректность применения метода статистических испытаний при моделировании технического состояния СЭС.

6. Проведенный анализ показывает, что при отсутствии достоверных статистических данных, характеризующих развитие дефектов в деталях электрооборудования, оценка схемной надежности СЭС с учетом текущего технического состояния её элементов существенно затруднена. В таких условиях целесообразно рассматривать процессы возникновения и развития дефектов как случайные, что позволяет применять методы вероятностного моделирования для формирования оценок технического состояния оборудования.

3 МОДЕЛИ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МОНОПОТРЕБИТЕЛЕЙ С УЧЕТОМ МОНИТОРИНГА ЗА ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

3.1 Обработка статистической информации об отказах электрооборудования

Мероприятия по обеспечению надежности систем электроснабжения включает в себя сбор статистической информации об отказах элементов и оценку показателей надежности в условиях эксплуатации.

СЭС относятся к классу сложных технических объектов, характеризующихся большим числом функционально взаимосвязанных элементов и многообразием структурных и режимных состояний. В процессе эксплуатации количественный состав элементов, параметры их взаимодействия, а также топология межэлементных связей могут изменяться под воздействием эксплуатационных, климатических, технологических и человеческих факторов. Указанные изменения носят преимущественно случайный характер и не поддаются строгому детерминированному описанию [90,91].

Вследствие этого функционирование системы приобретает стохастический характер, а её поведение, особенно в предельных и аварийных режимах, характеризуется высокой степенью неопределённости и ограниченной предсказуемостью.

В связи с вышеизложенным обоснованным является использование вероятностно-статистического подхода, основанного на предварительном накоплении, систематизации и обработке эксплуатационной информации.

Сбор и анализ статистических данных об отказах, наработке до отказа, времени восстановления и условиях эксплуатации отдельных элементов, а также системы в целом позволяют выявить эмпирические закономерности отказов, оценить параметры распределений надёжности и сформировать адекватные математические модели, обеспечивающие достоверное прогнозирование показателей безотказности, ремонтпригодности и готовности [92].

При оценке надежности оборудования решающее значение имеет не столько сама процедура расчета, сколько качество исходной информации, на которой этот расчет основан. Репрезентативность получаемых показателей определяется полнотой сведений о наработке и отказах, точностью их регистрации и тем, насколько корректно выполнена последующая обработка накопленных данных. Если информационная база сформирована некачественно, это неизбежно отражается и на достоверности итоговых оценок.

Работы по накоплению, учету и анализу сведений о надежности, как правило, должны выполняться специализированными подразделениями предприятия, отвечающими за надежность и качество. Именно на этом уровне формируется система наблюдений, выбираются формы регистрации данных и устанавливаются правила их дальнейшего использования. Наблюдение за состоянием и отказами оборудования может вестись непрерывно либо в пределах отдельных временных интервалов; при этом возможен как сплошной учет, так и выборочный. Конкретный вариант определяется целями исследования, требуемой глубиной анализа и существующими техническими и экономическими ограничениями. Наиболее полные сведения обычно удается получить при длительных наблюдениях в условиях подконтрольной эксплуатации, когда регистрация событий ведется систематически на протяжении всего периода работы оборудования [93].

Во многих случаях сбор сведений о надежности начинается с момента ввода оборудования в эксплуатацию у потребителя. Чтобы такая работа не носила случайный характер, заранее подготавливают организационно-методический комплект документов: техническое задание, программу наблюдений, инструкции для предприятий, включенных в систему сбора данных, а также методики анализа и обработки информации [94]. Такой подход позволяет обеспечить единообразие учета и сопоставимость накопленных результатов.

Первичная информация об отказах имеет самостоятельную ценность, и ее качество принципиально важно. Неполные или искаженные сведения невозможно сделать надежными только за счет статистической обработки. Поэтому при регистрации отказов необходимо фиксировать не только сам факт нарушения

работоспособности, но и время работы оборудования до отказа, момент возникновения отказа, продолжительность восстановления, условия эксплуатации и режимы работы. Чем полнее описаны обстоятельства каждого события, тем выше возможности объективного анализа надежности элементов СЭС. Не менее важны непрерывность наблюдений, сохранность архивов и ответственность предприятия за целостность накопленной информации.

После накопления сведения об отказах подлежат систематизации, обобщению и предварительной обработке. Для решения практических задач оценки надежности обычно достаточно использовать результаты наблюдений, собранные в течение нескольких лет эксплуатации. Такие материалы позволяют не только рассчитывать показатели надежности, но и выявлять причины отказов, а также формировать мероприятия, направленные на повышение качества проектирования, изготовления, монтажа, ремонта и эксплуатации электроэнергетического оборудования.

Краткая информация об объекте исследования

В качестве объекта исследования были выбраны электрические сети Салымской группы месторождений. Салымское нефтяное месторождение расположено в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области РФ. Входит в состав Салымского нефтегазоносного района Средне-Обской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Группа Салымских месторождений представлена на рисунке 3.1.

Салымское месторождение расположено в зоне вечной мерзлоты, где толщина слоя мерзлых пород составляет 15–40 метров, а глубина залегания достигает 140–180 метров.

Глубина залежей нефти на месторождениях составляет приблизительно от 2,2 до 2,8 метров. Кроме того, было обнаружено 3 нефтяных проявления и 7 нефтяных залежей, относящихся к данному нефтепромыслу.

Месторождения были введены в эксплуатацию в 1974-ом году.

КАРТА САЛЫМСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

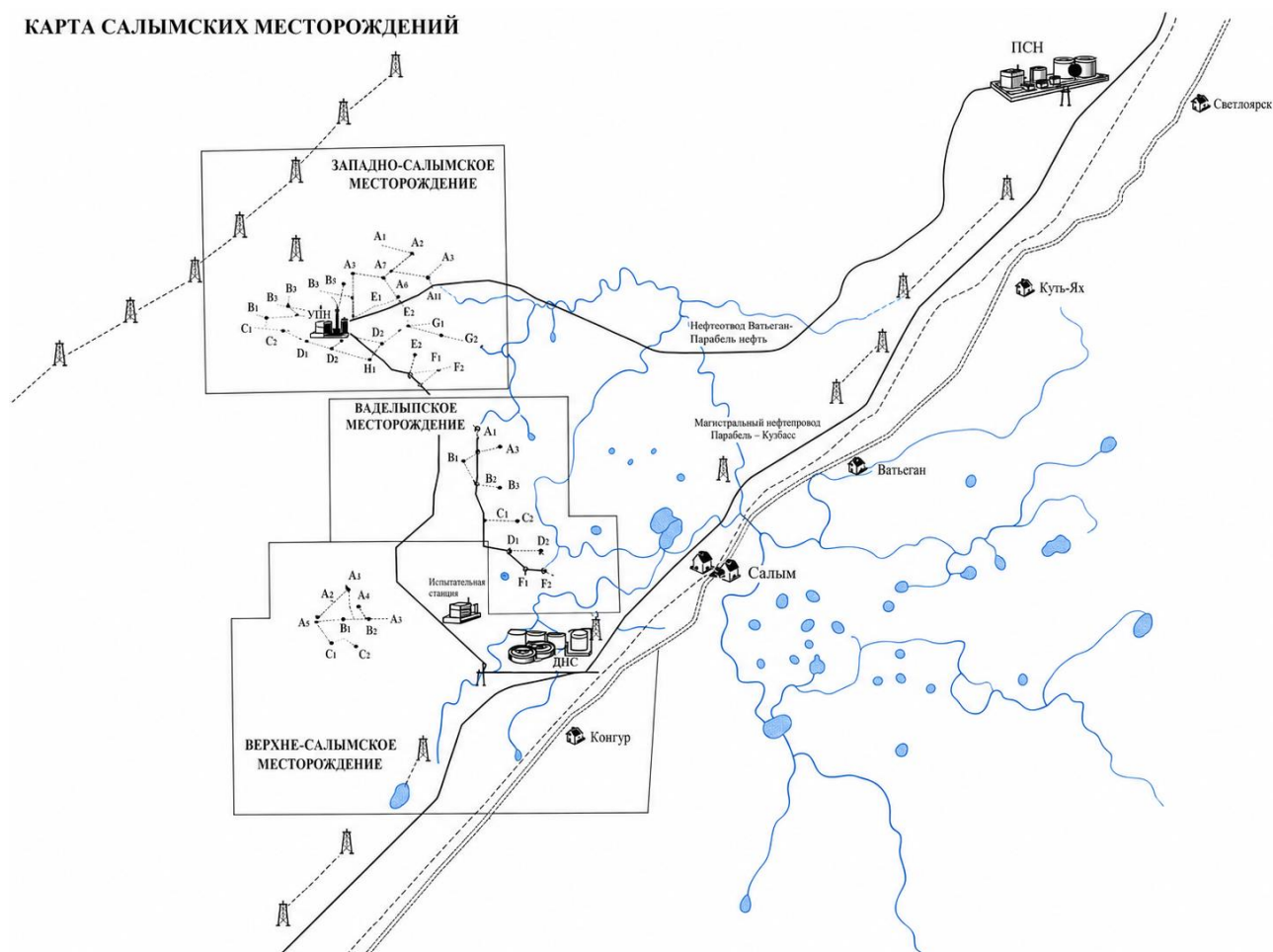


Рисунок 3.1 – Карта Салымских месторождений

На территории нефтедобывающего комплекса было пробурено около двух сотен разведочных скважин. Глубина залежей на месторождениях составляет около 2,2 – 2,8 м. Также было определено 3 нефтепроявления и 7 нефтяных залежей, принадлежащих Салымскому нефтепромыслу. Начальный дебит скважин от 3 до 237 т/сут, плотность нефти составляет 0,84-0,89 г/см³, содержание серы находится в пределах $S = 0,19-1,38\%$. Рассматриваемый нефтяной промысел состоит в распределенном фонде недр, имеет сложное геологическое строение и относится к классу крупных месторождений.

На объекте расположено 78 потребителей, получающих электропитание по воздушным линиям с классом напряжения 35 кВ. В данной работе рассматриваются только воздушные линии, так как информация об отказах другого электрооборудования по данному объекту отсутствует. Воздушные линии имеют наибольшую частоту отказов среди других элементов системы электроснабжения,

при практических расчетах это позволяет получать оценку надежности наиболее близкую к фактической.

Согласно рисунку 3.2 группа Салымских месторождений включает: Западно-Салымский, Верхнесалымский, Выдelpьский, Южно-Ямской, Восточно-Шапшинский-1, а также Салымский-2 участки недр.

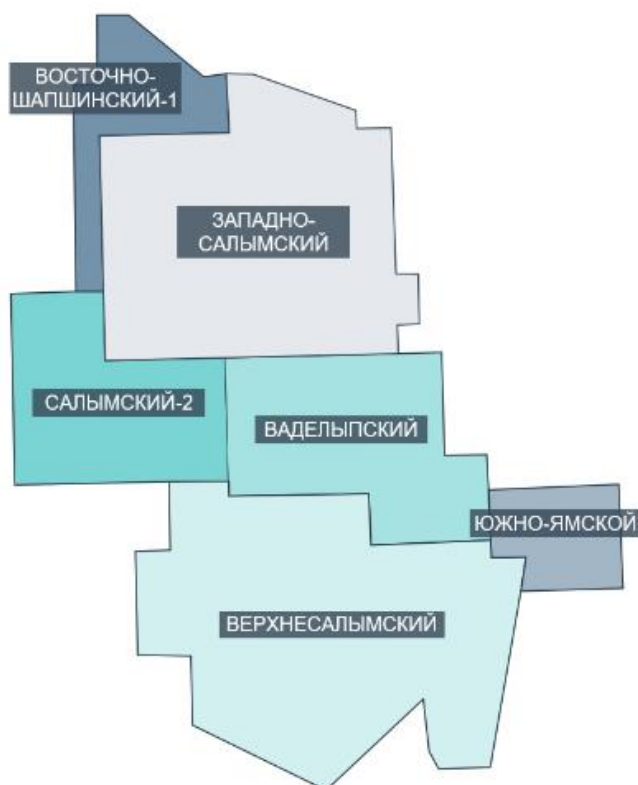


Рисунок 3.2 – Карта Салымских месторождений

Салымская группа месторождений — крупный нефтедобывающий кластер Западно-Сибирского экономического района, расположенный в ХМАО-Югре и объединяющий несколько взаимосвязанных месторождений, разрабатываемых единым производственным комплексом.

Обработка статистической информации об отказах линий электропередач

При исследовании надежности оборудования возникает необходимость анализа совокупности однотипных объектов по признакам, характеризующим их состояние, работоспособность или соответствие установленным требованиям. Такие признаки могут быть качественными и количественными. Качественные признаки позволяют разделять объекты по наличию или отсутствию определенного

свойства, тогда как количественные дают возможность выразить контролируемый параметр численно.

Теоретически наиболее полное представление об исследуемой совокупности обеспечивает сплошное обследование, при котором наблюдению подвергается каждый объект. Однако в эксплуатационных исследованиях такой подход используется ограниченно, поскольку его реализация связана со значительными временными и организационными затратами. По этой причине на практике чаще применяют выборочный метод, при котором изучению подлежит лишь часть объектов, отобранных из общей совокупности.

Совокупность объектов, фактически включенных в исследование, рассматривается как выборка, а исходная совокупность, из которой производится отбор, — как генеральная совокупность. Количество элементов, входящих в каждую из них, определяет их объем. При этом принципиальное значение имеет не только численность выборки, но и способ ее формирования, поскольку именно от этого зависит возможность распространения полученных результатов на генеральную совокупность.

В зависимости от организации отбора различают повторную и бесповторную выборки. При повторном отборе объект после наблюдения может вновь участвовать в последующих этапах формирования выборки. При бесповторном отборе такой объект из дальнейшего рассмотрения исключается. В задачах анализа надежности данное различие имеет методическое значение, однако при большом числе объектов генеральной совокупности и относительно малом объеме выборки его влияние на итоговые оценки, как правило, оказывается несущественным.

Основное требование к выборке состоит в том, чтобы она достаточно полно отражала свойства генеральной совокупности. Иными словами, выборка должна быть представительной. Это условие достигается при случайном отборе, когда каждый объект генеральной совокупности имеет одинаковую вероятность быть включенным в исследование. В этом случае результаты наблюдений могут использоваться для получения обоснованных выводов о характеристиках всей совокупности объектов.

До начала непосредственного анализа собранная информация подлежит предварительной проверке и уточнению. Такая работа обычно выполняется с привлечением специалистов предприятия, обладающих сведениями об условиях эксплуатации оборудования и характере зарегистрированных отказов. На данном этапе оцениваются полнота и достоверность исходных данных, исключаются записи, не относящиеся к отказам, уточняются причины нарушений работоспособности и проверяются сведения о продолжительности восстановительных мероприятий.

При формировании базы данных по надежности оборудования в нее должны систематически заноситься сведения о каждом зафиксированном отказе. К числу обязательных параметров относятся дата и время отказа, наименование отказавшего элемента, а также установленная причина его возникновения. Наличие такой информации создает основу для последующего статистического анализа, расчета показателей надежности и выявления факторов, оказывающих наибольшее влияние на работу оборудования.

Полученный в результате наблюдений статистический материал представляет собой первичные данные о величине, подлежащей статистической обработке. Обычно такие статистические данные оформляются в виде таблицы, графика, гистограммы и т. д.

Полученные таблицы должны включать в себя: время наблюдения, номер элементов, отказавших во время наблюдения, время отказа и время полного восстановления элемента, причины отказа элемента.

На основе сформированных таблиц, содержащих информацию об отказах элементов системы электроснабжения, производится определение показателей надежности.

При оценке схемной надежности СЭС рассматриваемой группы месторождений особое внимание должно быть уделено воздушным линиям электропередачи напряжением 35 кВ, эксплуатируемым в данном районе. Именно состояние и надежность этих линий в значительной степени определяют общий

уровень надежности электроснабжения, поскольку воздушные линии традиционно относятся к числу наиболее уязвимых элементов электрической сети.

Определение основных показателей надежности осуществляется на основе статистических данных, накопленных по отказам электрооборудования. При этом качество последующего анализа во многом зависит от того, насколько полно зафиксированы сведения по каждому случаю отказа. Для получения достоверных оценок необходимо, чтобы информация об отказах была полной, непрерывно регистрируемой и не содержала искажений.

Достоверность таких сведений обеспечивается точным учетом времени работы оборудования, момента возникновения отказа и продолжительности восстановительных работ. Не менее важны сохранность накопленных данных, ведение архивов и ответственность эксплуатирующих организаций за целостность информационной базы. Только при соблюдении этих условий статистический материал может рассматриваться как достаточный для объективной оценки надежности элементов СЭС.

В рамках исследований надёжности первичными статистическими характеристиками служат частота отказов, среднее время восстановления и производные показатели. Под частотой отказов понимается среднее число отказов, приходящееся на единицу оборудования, определяемое по данным наблюдений. Расчет ведется по формуле (3.1).

$$\lambda = \frac{N}{T}, \quad (3.1)$$

где N – число отказов; T – время наблюдения за объектом, год.

Расчет для группы однотипного оборудования выполняется по формуле (3.2).

$$\lambda = \frac{N_{\Sigma}}{m \times T}, \quad (3.2)$$

где N_{Σ} – суммарное число отказов по всем объектам группы; m – количество рассматриваемых объектов.

Обработка статистики отказов линий электропередачи осуществляется на основе накопления эксплуатационных данных, их очистки от нерелевантных событий и нормирования по протяжённости линии. Частота отказов определяется

как отношение числа зарегистрированных отказов к произведению суммарной длины линии и времени наблюдения. По формуле (3.3) расчет производится для линий электропередачи.

$$\lambda = \frac{N_{\Sigma}}{L_{\Sigma} \times T}, \quad (3.3)$$

где L_{Σ} – суммарная протяженность рассматриваемых линий, км.

В практических расчетах надежности часто в качестве допущения применяется простейший (Пуассоновский) поток событий, что позволяет применять параметр потока отказов ω , год⁻¹ вместо частоты отказов λ , год⁻¹ [12].

В качестве основной информации является статистика об отказах электрооборудования. Статистические данные формировались в течение 11 лет с 2008 года по 2018 год.

Необходимо определить основные показатели надежности – параметр потока отказов и среднее время восстановления элемента.

Параметр потока отказов ω – это среднее количество отказов ремонтируемого изделия в единицу времени. Характеризует частоту отказов или интенсивность отказов элемента. В качестве единицы времени используется чаще год и реже час. Расчет ведется согласно формуле (1.1).

В течение 11 лет рассматривалось 412 участков с средней длиной воздушных линий 5 км. За рассматриваемое время произошло 410 отказов на линиях. Производится расчет параметра потока отказов:

$$\omega = \frac{m}{n \times T} = \frac{410}{412 \times 11} = 0,0904 \text{ год}^{-1}.$$

Для дальнейших расчетов производится приведение рассчитанного параметра потока отказов к 1 км воздушной линии:

$$\omega = \frac{\omega_{5\text{км}}}{5} = \frac{0,0904}{5} = 0,01808 \text{ год}^{-1}.$$

Рассматриваемые элементы – воздушные линии, являющиеся восстанавливаемыми элементами. Следовательно необходимо определять среднее время восстановления.

Вторым основным показателем надежности является время восстановления, представляющем собой промежуток времени, необходимый для восстановления работоспособности отказавшего элемента.

В ходе обработки статистики по отказам воздушных линий было выявлено несколько значений, существенно выбивающиеся по величине от других значений. Данные значения были промаркированы и не учитывались в дальнейшем при расчете показателей надежности.

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^m t_i}{410} = 3,94 \text{ ч.}$$

Статистика по отказам и времени восстановления по годам представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Статистика по отказам и времени восстановления по годам

Год	Число отказов, шт	ω , 1/год	T_B , ч
2008	20	0,0485	2,98
2009	56	0,1358	2,43
2010	44	0,1067	10,28
2011	53	0,1285	2,94
2012	65	0,1576	4,36
2013	41	0,0994	3,14
2014	45	0,1091	2,57
2015	28	0,0679	3,70
2016	29	0,0703	4,42
2017	22	0,0533	4,77
2018	7	0,0170	2,35
2008 - 2018	410	0,0904	3,94

По результатам обработки эксплуатационной статистики за 11-летний период при суммарной протяженности воздушных линий 2060 км зарегистрировано 410 отказов. Это соответствует приблизительно 1,8 отказа на 100 км линии в год. Для типового участка длиной 5 км параметр потока отказов равен 0,0904. Полученные значения характеризуют некоторый уровень надёжности сетей Салымского месторождения и могут быть использованы в качестве исходных данных при дальнейших расчётах надёжности электроснабжения

3.2 Расчет и анализ схемной надежности систем электроснабжения с монопотребителями

Надёжность системы электроснабжения определяется её режимами работы и структурной схемой. В частности, при выполнении ремонтных работ на элементах системы происходит изменение схемы электроснабжения, как правило — с уменьшением резервирования. В результате снижается уровень надёжности СЭС, возрастает вероятность отказов и нарушения электроснабжения потребителей [95].

В ходе работы были проанализированы все схемы электроснабжения потребителей. Электроснабжение осуществляется для 78 основных потребителей электроэнергии. Схемы питания являются однотипными. Электропитание 27 потребителей осуществляется по одноцепным линиям. Данные потребители относятся к III категории надёжности, при нарушении электроснабжения этой группы потребителей не нарушается основной производственный процесс. Как правило, к данной группе относятся вспомогательные потребители такие как склады, гаражные боксы, наружное освещение. Оставшиеся потребители фактически являются монопотребителями, участвующими в своем основном производственном процессе – добыче нефти, и получают электропитание по двухцепным воздушным линиям.

В ходе анализа 51 схемы электроснабжения было выделено 11 типовых. Данные схемы приводятся в Приложении В.

При дальнейших расчетах надежности схем показатели плановых ремонтов не рассматриваются и не учитываются в расчетах. Необходимость в подробном учете плановых простоев в расчетах возникает при реконструкциях и перспективных расширениях систем электроснабжения [96-99]. Очередность и необходимость плановых ремонтных работ при принятии решения о выводе электрооборудования в ремонт рассматриваются в 4 главе.

В качестве примера рассмотрен расчет надежности схемы электроснабжения для потребителя №113Д. Схема представляет собой простейший транзит – резервируемую сеть. Особенности рельефа местности объекта не позволяют использовать двухцепные линии на всем протяжении трассы. Участки воздушной

линии имеют как двухцепные линии, так и одноцепные вставки. Данные особенности влияют на расчеты надежности схем. Линия по виду типологии является магистральной, на всем протяжении расположены отпайки, разбивающие линию на несколько участков с разной длиной. Рассмотрим более подробно расчет схемной надежности отдельного монопотребителя.

Пример расчета схемной надежности типового монопотребителя

ШГ – шины генерации, являющиеся питающим узлом; ШП – шины подстанции потребителя. Каждый элемент блок-схемы характеризует участок воздушной линии. Для дальнейших расчетов необходимо привести параметр потока отказов к фактической длине участков линии.

Метод блок-схем позволяет описать структуру системы и рассчитать ее вероятность безотказной работы на основе показателей надежности отдельных элементов.

Каждый блок соответствует элементу, узлу или подсистеме, а связи между блоками показывают, при каких условиях система остается работоспособной. Если для работы системы необходима исправность всех элементов, используется последовательное соединение. Если работоспособность обеспечивается хотя бы одним из нескольких элементов, используется параллельное соединение, то есть резервирование.

Данный метод позволяет наглядно установить наиболее уязвимые элементы системы, оценить влияние резервирования, сравнить разные варианты структуры и рассчитать итоговые показатели надежности СЭС.

Метод применим при анализе электроэнергетических систем, систем электроснабжения, технических комплексов и оборудования, где важно определить, как отказ отдельных элементов влияет на работоспособность объекта в целом.

Приведем пример расчетной схемы электроснабжения куста №113 Д на рисунке 3.3.

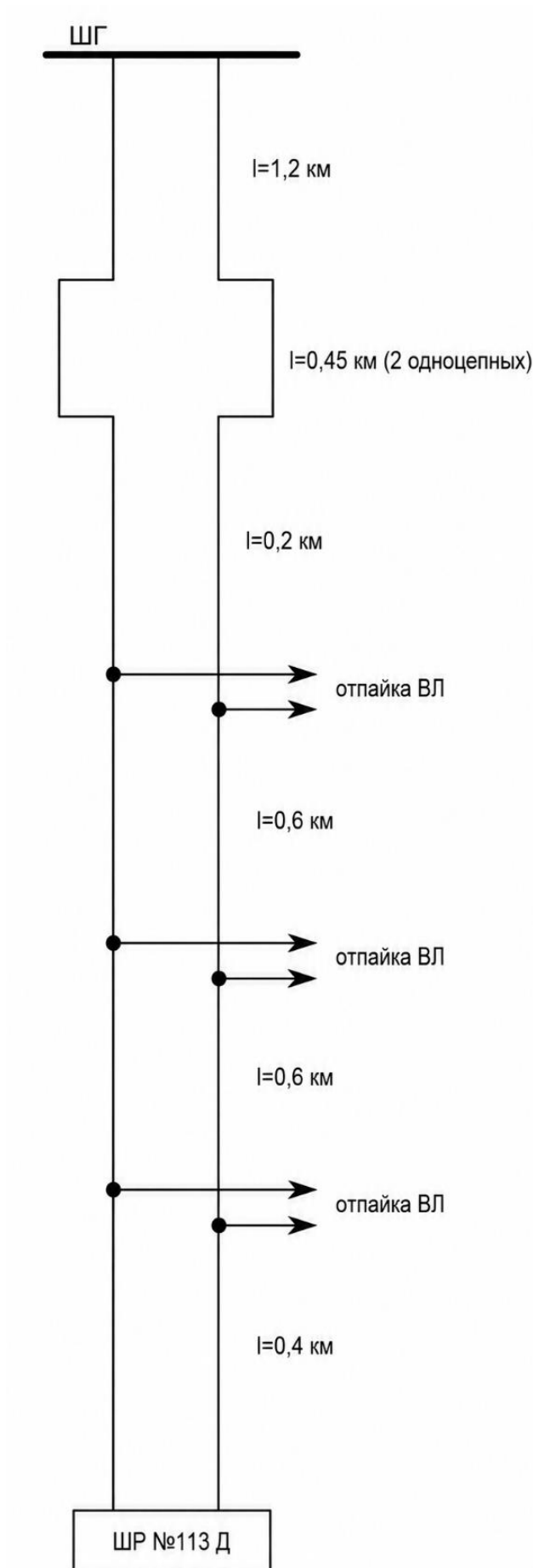


Рисунок 3.3 – Схема электроснабжения потребителя №113Д

На основе схемы электроснабжения потребителя строится блок-схема. Блок-схема для потребителя №113Д приводится на рисунке 3.4.

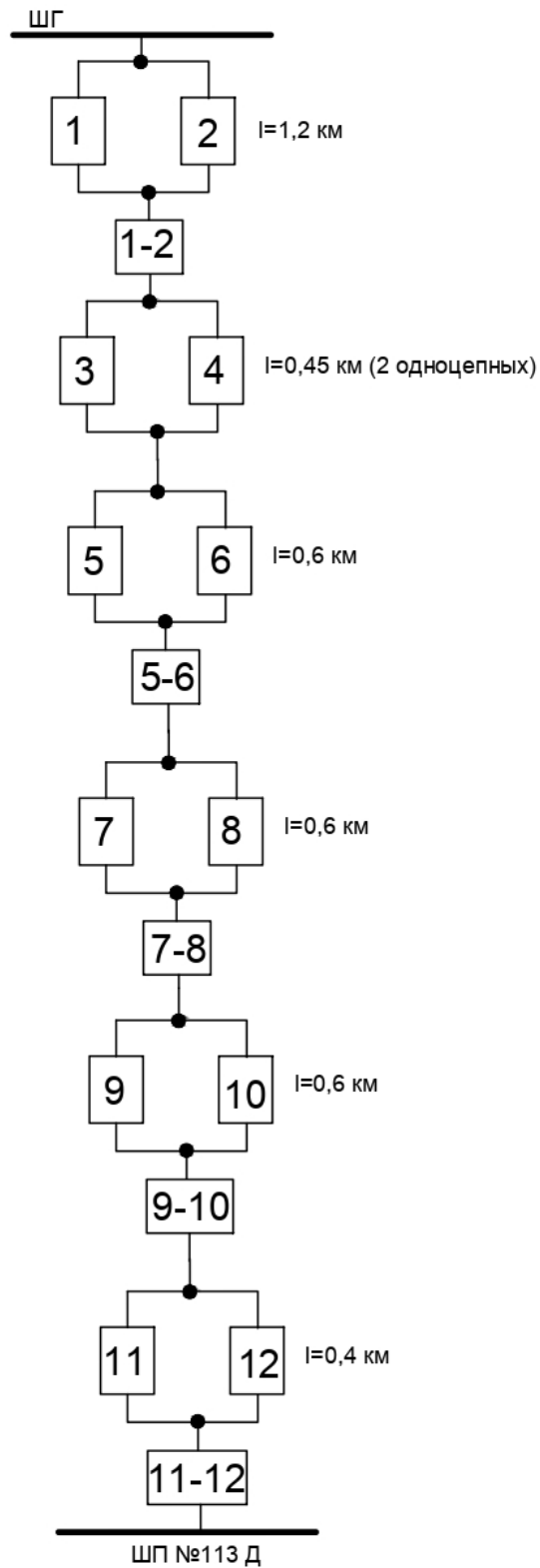


Рисунок 3.4 – Блок - схема потребителя №113Д

Элемент на блок-схеме, характеризующий одновременный отказ двух цепей линии, статистически имеет значение параметра потока отказов в 10 раз меньше, чем элемент, характеризующий одну цепь:

$$\omega_{i-j} = \frac{\omega}{10} = \frac{0,01808}{10} = 0,001808 \text{ год}^{-1}.$$

Параметр потока отказов для первого участка с длиной 1,2 км составит:

$$\omega_1 = \omega_2 = \omega \times l = 0,01808 \times 1,2 = 0,021696 \text{ год}^{-1};$$

$$\omega_{1-2} = \omega_{i-j} \times l = 0,001808 \times 1,2 = 0,0021696 \text{ год}^{-1}.$$

Параметр потока отказов для второго участка с длиной 0,45 км составит:

$$\omega_3 = \omega_4 = \omega \times l = 0,01808 \times 0,45 = 0,008136 \text{ год}^{-1}.$$

Параметр потока отказов для третьего участка с длиной 0,6 км составит:

$$\omega_5 = \omega_6 = \omega \times l = 0,01808 \times 0,6 = 0,010848 \text{ год}^{-1};$$

$$\omega_{5-6} = \omega_{i-j} \times l = 0,001808 \times 0,6 = 0,0010848 \text{ год}^{-1}.$$

Параметр потока отказов для четвертого и пятого участка с длиной 0,6 км аналогичен третьему участку.

Параметр потока отказов для шестого участка с длиной 0,4 км составит:

$$\omega_{11} = \omega_{12} = \omega \times l = 0,01808 \times 0,4 = 0,007232 \text{ год}^{-1};$$

$$\omega_{11-12} = \omega_{i-j} \times l = 0,001808 \times 0,4 = 0,0007232 \text{ год}^{-1}.$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Расчет параметра потока отказов для участков линии

Номер участка	1	2	3	4	5	6
$\omega_i = \omega_j$	0,021696	0,008136	0,010848	0,010848	0,010848	0,007232
ω_{i-j}	0,0021696	-	0,0010848	0,0010848	0,0010848	0,0007232

Для расчета надежности всей схемы необходимо преобразовать всю блок-схему в эквивалентный элемент [100-106]. Преобразование происходит поэтапно, первоначально производится преобразование параллельных элементов. Первыми преобразуются элементы 1 и 2 в эквивалентный элемент Э1. Схема преобразования представлена на рисунке 3.5.

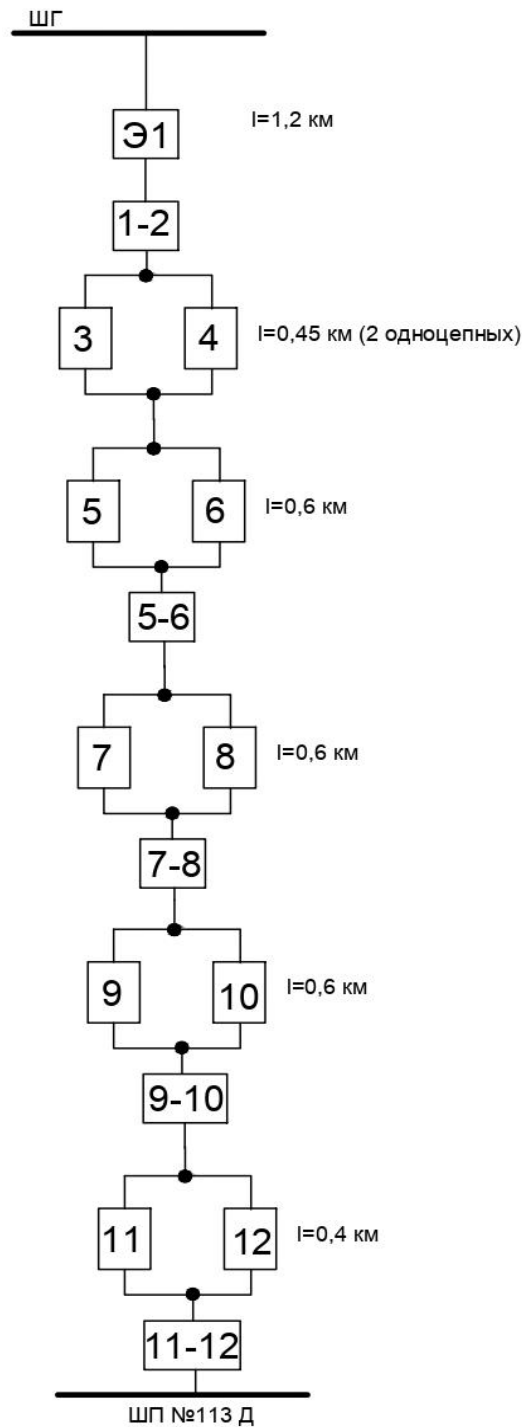


Рисунок 3.5 – Преобразование блок-схемы для элемента Э1

Рассчитывается параметр потока отказов для элемента Э1:

$$\begin{aligned}
 \omega_{\text{Э1}} &= \omega_1 \times \omega_1 \times \frac{T_{\text{В2}}}{T_{\text{В1}}} + \omega_2 \times \omega_1 \times \frac{T_{\text{В1}}}{T_{\text{В1}}} = \\
 &= 0,021696 \times 0,021696 \times \frac{3,94}{3,94} + 0,021696 \times 0,021696 \times \frac{3,94}{3,94} = \\
 &= 0,00094 \text{ год}^{-1}.
 \end{aligned}$$

Рассчитывается время восстановления для элемента Э1:

$$T_{вЭ1} = \frac{T_{в1} \times T_{в2}}{T_{в1} + T_{в2}} = \frac{3,94 \times 3,94}{3,94 + 3,94} = 1,97 \text{ ч.}$$

Время восстановления всех эквивалентных элементов, характеризующих параллельное соединение, аналогично времени восстановления элемента Э1. Далее преобразуются элементы 3 и 4 в эквивалентный элемент Э2.

Рассчитывается параметр потока отказов для элемента Э2:

$$\omega_{Э2} = \omega_3 \times \omega_3 \times \frac{T_{в4}}{T_{в3}} + \omega_4 \times \omega_3 \times \frac{T_{в3}}{T_{в3}} =$$

$$0,008136 \times 0,008136 \times \frac{3,94}{3,94} + 0,008136 \times 0,008136 \times \frac{3,94}{3,94} = 0,00013 \text{ год}^{-1}.$$

Время восстановления для элемента Э2:

$$T_{вЭ1} = T_{вЭ2} = 1,97 \text{ ч.}$$

Происходит поэтапная замена группы элементов одним эквивалентным элементом с рассчитанными показателями надежности.

Сначала рассчитываются показатели надежности простых участков схемы — последовательных или параллельных соединений, затем эти участки заменяют эквивалентными блоками. После этого схема становится проще, и расчет повторяется до тех пор, пока вся система не будет представлена одним обобщенным блоком с итоговой вероятностью безотказной работы.

Происходит последовательное укрупнение структуры СЭС, где отдельные элементы объединяются в подсистемы, подсистемы — в более крупные блоки, а затем определяется надежность всей схемы.

В данном случае группы последовательно или параллельно соединенных элементов заменяются эквивалентными блоками с рассчитанными показателями надежности, что позволяет постепенно упростить структурную схему и определить результирующую надежность системы в целом.

Приведем схему дальнейшего преобразования на рисунке 3.6.

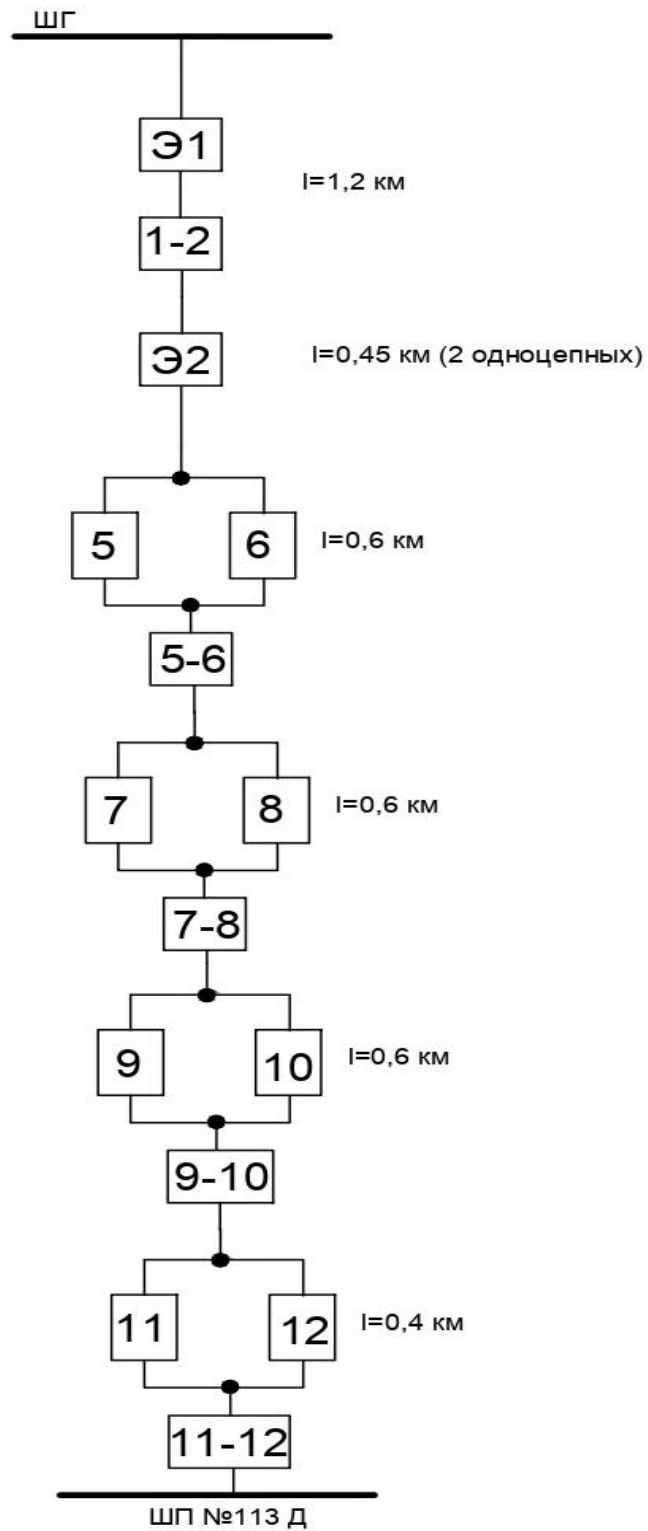


Рисунок 3.6 – Преобразование блок-схемы для элемента Э2

Далее преобразуются элементы 5 и 6 в эквивалентный элемент Э3. Схема преобразования представлена на рисунке 3.7.

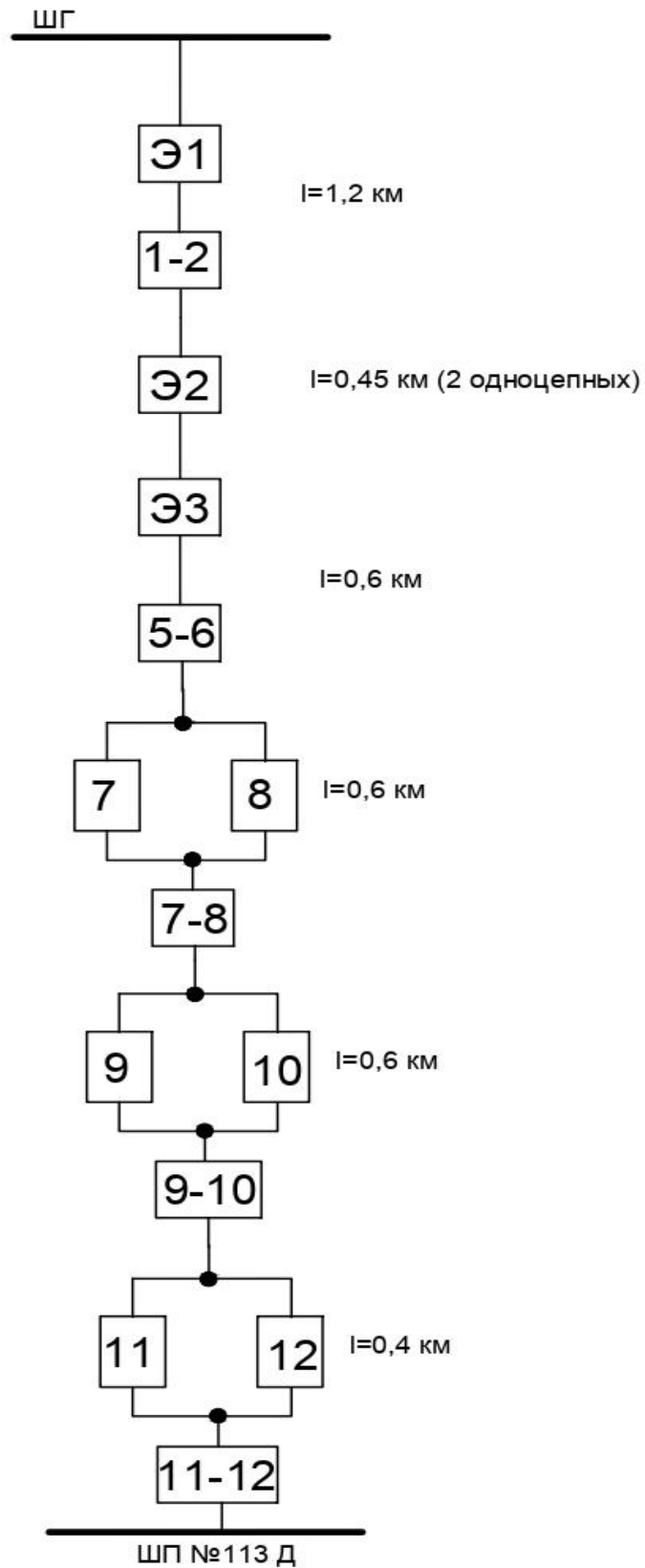


Рисунок 3.7 – Преобразование блок-схемы для элемента Э3

Рассчитывается параметр потока отказов для элемента Э3:

$$\begin{aligned}\omega_{\text{Э3}} &= \omega_5 \times \omega_5 \times \frac{T_{\text{Б6}}}{T_{\text{Б5}}} + \omega_6 \times \omega_5 \times \frac{T_{\text{Б5}}}{T_{\text{Б5}}} = \\ &= 0,010848 \times 0,010848 \times \frac{3,94}{3,94} + 0,010848 \times 0,010848 \times \frac{3,94}{3,94} = \\ &= 0,00024 \text{ год}^{-1}.\end{aligned}$$

Время восстановления для элемента Э3:

$$T_{\text{вЭ3}} = T_{\text{вЭ1}} = 1,97 \text{ ч.}$$

Далее преобразуются элементы 7 и 8 в эквивалентный элемент Э4. Схема преобразования представлена на рисунке 3.8.

Так как длины участков 3, 4 и 5 воздушной линии имеют одинаковую длину, данные участки характеризуются одинаковым значением параметра потока отказов и времени восстановления.

Параметр потока отказов для элемента Э4:

$$\omega_{\text{Э4}} = \omega_{\text{Э3}} = 0,00024 \text{ год}^{-1}.$$

Время восстановления для элемента Э4:

$$T_{\text{вЭ4}} = T_{\text{вЭ1}} = 1,97 \text{ ч.}$$

Метод блок-схем является эффективным инструментом анализа надежности СЭС при условии, что структура системы может быть представлена в виде последовательных, параллельных или смешанных соединений элементов. Его применение позволяет упростить расчет надежности за счет последовательного сворачивания элементов в эквивалентные блоки.

Однако эффективность метода снижается при анализе сложных систем с зависимыми отказами, резервированием с переключением и динамически изменяющейся структурой функционирования.

Но несмотря на указанные ограничения, метод блок-схем является эффективным для анализа относительно простых схем СЭС, например схем СЭС кустов нефтяного месторождения, поскольку их элементы могут быть представлены в виде последовательных, параллельных или смешанных соединений с последующим расчетом эквивалентной надежности.

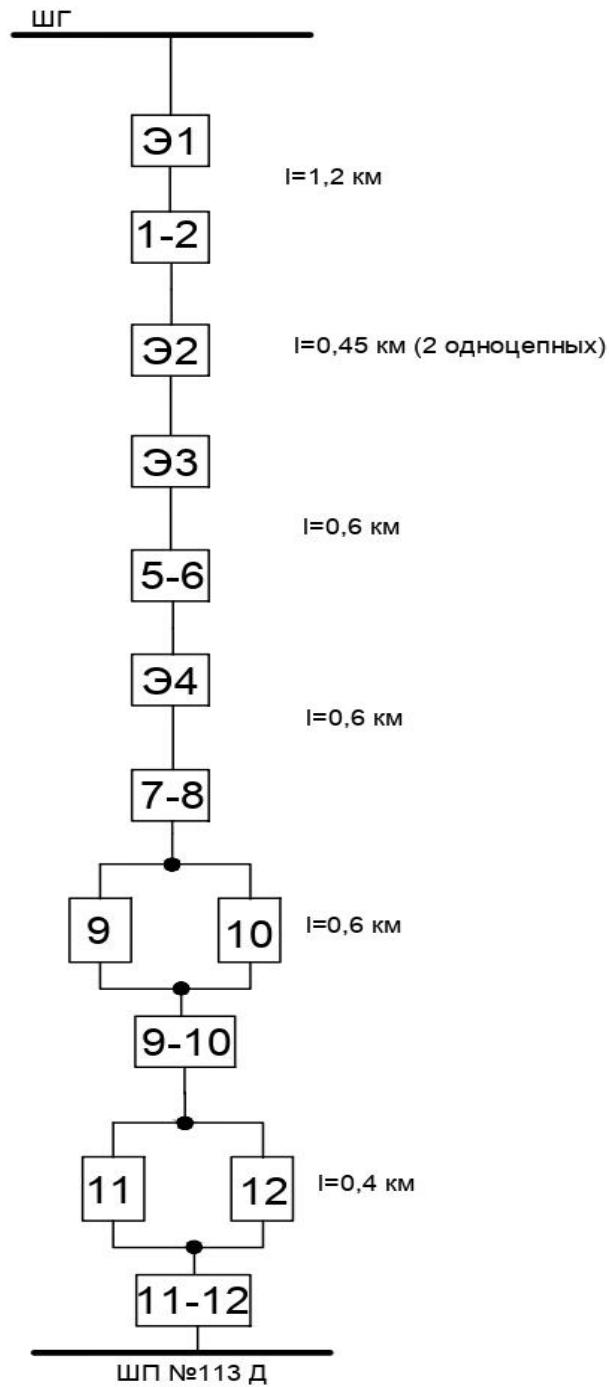


Рисунок 3.8 – Преобразование блок-схемы для элемента Э4

Далее преобразуются элементы 9 и 10 в эквивалентный элемент Э5. Схема преобразования представлена на рисунке 3.9.

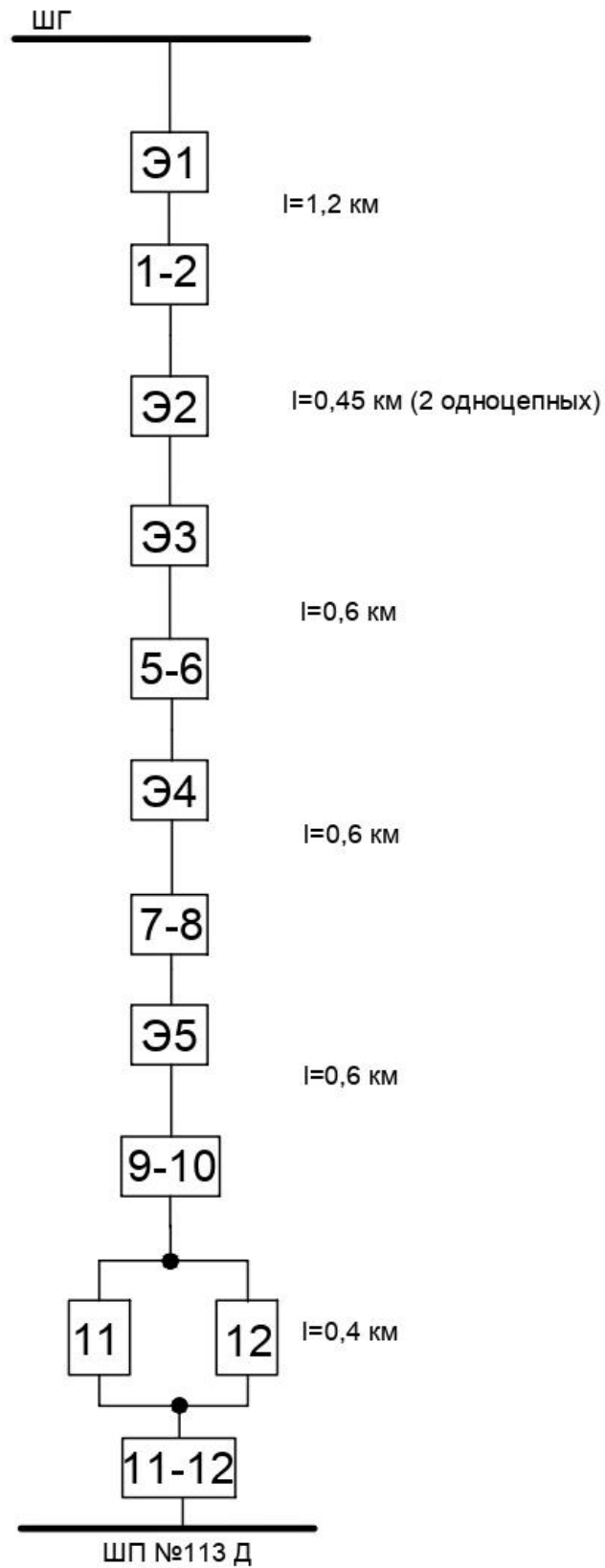


Рисунок 3.9 – Преобразование блок-схемы для элемента Э5

Параметр потока отказов для элемента Э5:

$$\omega_{Э5} = \omega_{Э3} = 0,00024 \text{ год}^{-1}.$$

Время восстановления для элемента Э5:

$$T_{вЭ5} = T_{вЭ1} = 1,97 \text{ ч.}$$

Далее преобразуются элементы 11 и 12 в эквивалентный элемент Э6.

Рассчитывается параметр потока отказов для элемента Э6:

$$\begin{aligned} \omega_{Э6} &= \omega_{11} \times \omega_{11} \times \frac{T_{в12}}{T_{в11}} + \omega_{12} \times \omega_{11} \times \frac{T_{в11}}{T_{в11}} = \\ &= 0,007232 \times 0,007232 \times \frac{3,94}{3,94} + 0,007232 \times 0,007232 \times \frac{3,94}{3,94} = \\ &= 0,00010 \text{ год}^{-1}. \end{aligned}$$

Время восстановления для элемента Э6:

$$T_{вЭ6} = T_{вЭ1} = 1,97 \text{ ч.}$$

При применении метода блок-схем исходная структура системы последовательно упрощается за счет замены отдельных участков схемы эквивалентными элементами. В результате такого сворачивания на завершающем этапе может быть получена расчетная схема, представляющая собой последовательное соединение эквивалентных блоков.

В данном случае отказ любого из эквивалентных элементов приводит к нарушению работоспособности всей системы, а результирующая вероятность безотказной работы определяется как произведение вероятностей безотказной работы данных эквивалентных элементов.

Схема такого преобразования представлена на рисунке 3.10.

Завершающим этапом применения метода блок-схем является сведение исходной структурной схемы к одному эквивалентному элементу, параметры надежности которого отражают интегральную надежность всей системы. Такой подход позволяет перейти от анализа надежности отдельных компонентов и подсистем к получению обобщенного показателя надежности технического объекта в целом.

Показатель надежности данного элемента соответствует результирующей надежности всей рассматриваемой схеме СЭС.

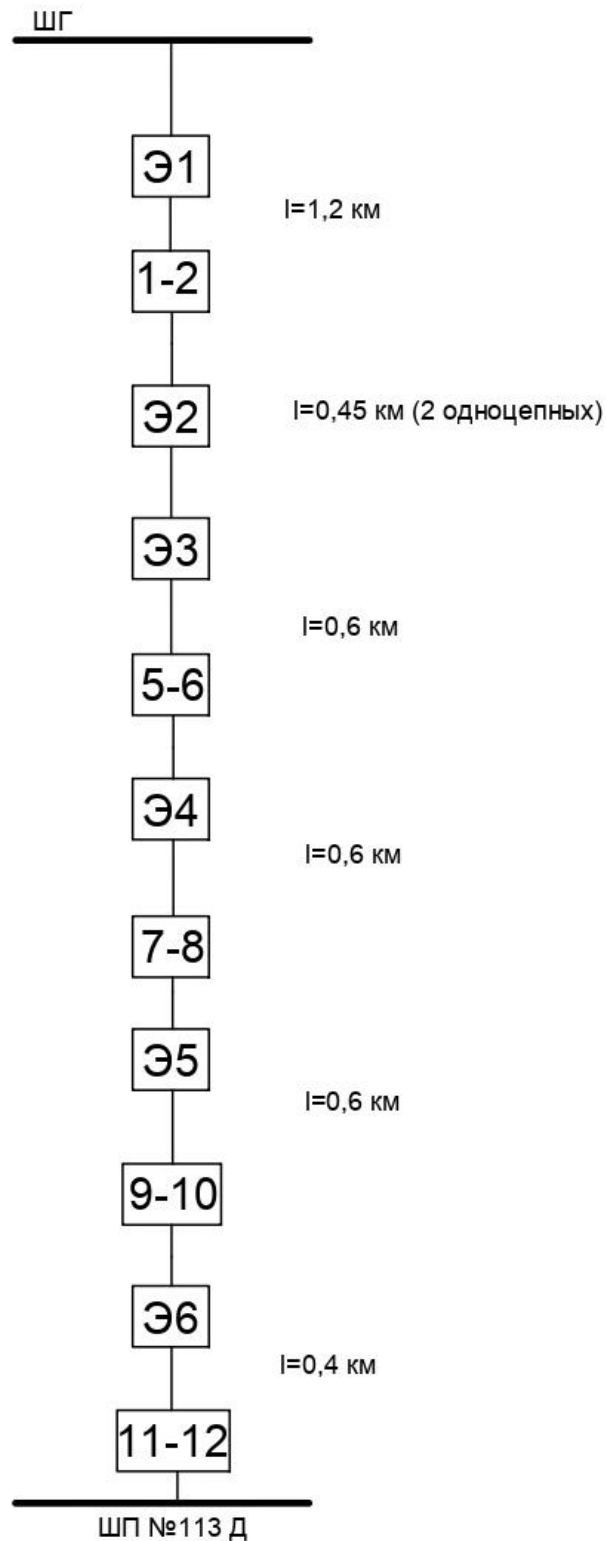


Рисунок 3.10 – Преобразование блок-схемы для элемента Э6

Далее осуществляется преобразование всех последовательных элементов в эквивалентный элемент Э7, характеризующий всю схему электроснабжения потребителя №113Д. Схема преобразования представлена на рисунке 3.11.

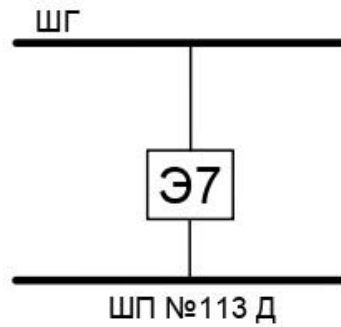


Рисунок 3.11 – Преобразование блок-схемы для элемента Э6

Рассчитывается параметр потока отказов для элемента Э7:

$$\begin{aligned} \omega_{Э7} = \sum \omega_i &= \omega_{Э1} + \omega_{1-2} + \omega_{Э2} + \omega_{Э3} + \omega_{5-6} + \omega_{Э4} + \omega_{7-8} + \omega_{Э5} + \omega_{9-10} + \\ &+ \omega_{Э6} + \omega_{11-12} = 0,00094 + 0,0021696 + 0,00013 + 0,00024 + \\ &+ 0,0010848 + 0,00024 + 0,0010848 + 0,00024 + 0,0010848 + \\ &+ 0,00010 + 0,0007232 = 0,00803 \text{ год}^{-1}. \end{aligned}$$

Время восстановления для элемента Э7:

$$\begin{aligned} T_{вЭ7} &= \frac{1}{\omega_{Э7}} \sum \omega_i \times T_{Ви} = \omega_{Э1} \times T_{вЭ1} + \omega_{1-2} \times T_{в1-2} + \omega_{Э2} \times T_{вЭ2} + \\ &\omega_{Э3} \times T_{вЭ3} + \omega_{5-6} \times T_{в5-6} + \omega_{Э4} \times T_{вЭ4} + \omega_{7-8} \times T_{в7-8} + \omega_{Э5} \times T_{вЭ5} + \\ &+ \omega_{9-10} \times T_{в9-10} + \omega_{Э6} \times T_{вЭ6} + \omega_{11-12} \times T_{в11-12} = \\ &= \frac{1}{0,00803} \times (0,00094 \times 1,97 + \\ &+ 0,0021696 \times 1,97 + 0,00013 \times 1,97 + 0,00024 \times 1,97 + \\ &+ 0,0010848 \times 1,97 + 0,00024 \times 1,97 + 0,0010848 \times 1,97 + \\ &+ 0,00024 \times 1,97 + 0,0010848 \times 1,97 + 0,00010 \times 1,97 + 0,0007232 \times 1,97) = \\ &= 1,97 \text{ ч.} \end{aligned}$$

Далее рассчитывается вероятность безотказной работы в течение года для схемы потребителя №113Д по формуле (1.3):

$$P = e^{-\omega \times T} = e^{-0,00803 \times 1} = 0,992.$$

Следовательно вероятность отказа составит:

$$Q = 1 - P = 1 - 0,992 = 0,008.$$

Аналогично производится расчет схемной надежности для схем электроснабжения других потребителей.

3.3 Математическая модель расчета надежности системы электроснабжения монопотребителя с учетом ограничений пропускной способности и технического состояния элементов

Оценка надежности СЭС с учетом фактического технического состояния ее элементов в настоящее время остается сложной задачей [107-109]. Одной из основных причин является отсутствие непрерывного и систематизированного мониторинга значительной части электрооборудования. В большинстве случаев сведения о состоянии элементов носят фрагментарный характер, что не позволяет получить целостное представление о влиянии текущих дефектов на надежность системы в целом. В результате расчетные оценки надежности, как правило, оказываются смещенными в сторону завышения, поскольку фактическое ухудшение состояния оборудования в них учитывается не в полной мере [110-114].

Отказы отдельных элементов СЭС сопровождаются не только нарушением нормального режима электроснабжения, но и недоотпуском электроэнергии. Последствия таких нарушений зависят от особенностей конкретного потребителя [115] и могут существенно различаться по величине экономического ущерба. Несмотря на то что вопросы анализа последствий отказов электрооборудования в СЭС достаточно подробно рассмотрены в научной литературе, задача установления прямой зависимости между развитием дефекта в элементе оборудования и последующим отказом пока не имеет универсального математического решения. По этой причине информация о текущем техническом состоянии элемента сама по себе еще не позволяет однозначно построить сценарий возможных последствий его отказа [116,117].

Схемная надежность СЭС характеризуется вероятностью безотказной работы P . Если при расчетах учитывать не идеальное, а фактическое техническое состояние электрооборудования, значение данной вероятности должно уменьшаться, поскольку ухудшение состояния отдельных элементов снижает

надежность всей схемы [118-120]. Для такого учета используется показатель ИТС, определяемый по формуле (1.11), рассмотренной ранее.

При этом событие, связанное с безотказной работой схемы, и событие, характеризующее текущее техническое состояние конкретной единицы электрооборудования, в рамках рассматриваемой модели принимаются независимыми.

Вероятность отказа схемы СЭС возрастает при учете дефектов. Поэтому возникает необходимость обслуживания по фактическому состоянию [121-123]. В данном случае вероятность отказа рассчитывается по формуле 3.4

$$Q_{\text{деф}} = 1 - P_{\text{ИТС}} = 1 - P \times \text{ИТС} \quad (3.4)$$

Для получения фактического значения параметра потока отказов необходимо прологарифмировать выражение 1.11 по формуле 3.5.

$$\omega_{\text{ИТС}} = \log (P_{\text{ИТС}}) \quad (3.5)$$

где \log – натуральный логарифм.

При использовании значения параметра потока отказов $\omega_{\text{ИТС}}$ учитывается схемная надежность и текущее техническое состояние электрооборудования.

Техническое состояние каждой единицы электрооборудования, входящей в состав СЭС, изменяется в процессе эксплуатации и не может рассматриваться как постоянная величина. На его изменение влияет совокупность факторов, связанных как с условиями работы оборудования, так и с выполняемыми на нем ремонтными воздействиями.

В течение всего срока службы электрооборудования промышленных СЭС выполняются техническое обслуживание и ремонт (ТОиР), а также внеплановые ремонтные работы, вызванные необходимостью устранения выявленных неисправностей. Вместе с тем проведение ремонта, независимо от его вида, как правило, не обеспечивает полного восстановления технического состояния оборудования до уровня, соответствующего начальному состоянию в момент ввода в эксплуатацию.

Модель расчета надежности СЭС с учетом неполного резервирования и данных мониторинга за техническим состоянием

Режим ограничения пропускной способности (ОПС) возникает в случаях, когда суммарная передаваемая мощность через исправные элементы СЭС становится меньше мощности необходимой потребителю для полноценного функционирования. Данная ситуация характерна для сетей с частичным резервированием, при выводе оборудования в ремонт, сезонных пиковых нагрузках и эксплуатации элементов с допустимой перегрузкой. В указанных условиях параллельные элементы теряют взаимное резервирование и функционируют как «псевдопоследовательно» соединённые, что требует соответствующей корректировки расчёта показателей надёжности. Фактически это не полный отказ, а дефицит мощности.

При частичном резервировании надёжность системы определяется на основе рассмотрения двух взаимоисключающих режимов (состояний) функционирования: режима полного резервирования и режима частичного резервирования (ограничения пропускной способности).

В первом случае расчет ведется по методике для параллельного соединения элементов, во втором для «псевдопоследовательных» элементов, при котором параметры потока отказов корректируются коэффициентами ограничения пропускной способности. Итоговые значения надёжности СЭС вычисляются по теореме сложения вероятностей как сумма вкладов указанных режимов, так как показано на рисунке 3.12. Данные состояния являются несовместными событиями.

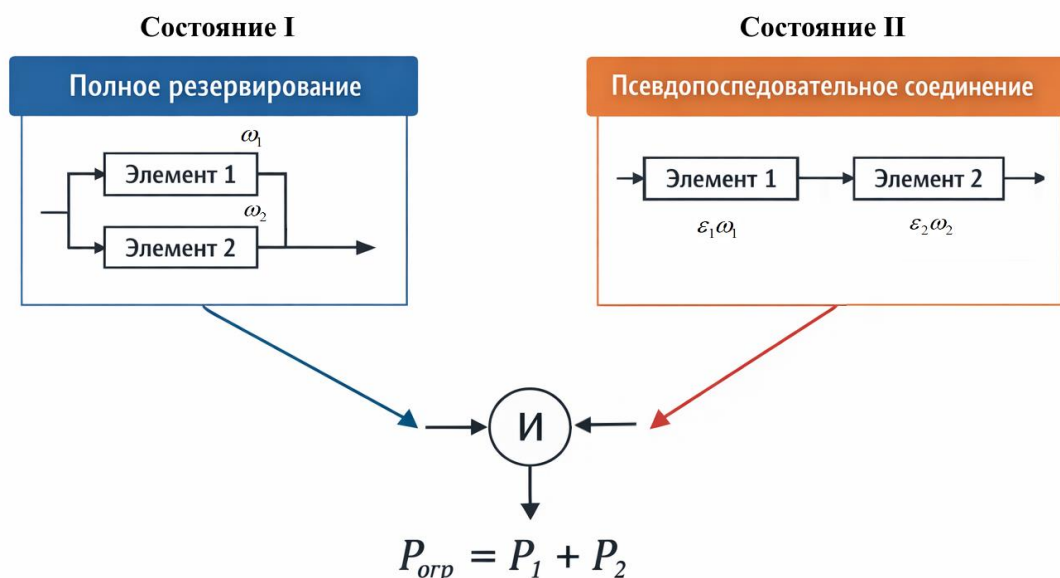


Рисунок 3.12 – Порядок расчета надёжности СЭС с учетом ОПС

Тогда, с учетом двух состояний, вероятность безотказной работы схемы будет рассчитываться по формуле (3.6).

$$P_{\text{огр}} = P_1 + P_2 \quad (3.6)$$

В качестве примера проведем расчет одного из потребителей (139) месторождения, исходные данные которого приводятся в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Исходные данные для потребителя №139

№	ω , 1/год	L, км	ω^*1 , 1/год	$T_{\text{в}}$, ч	ε
1	0,01808	1,2	0,021696	3,94	
2	0,01808	1,2	0,021696	3,94	
1 и 2	0,001808	1,2	0,00217	1,97	
3	0,01808	0,45	0,008136	3,94	
4	0,01808	0,45	0,008136	3,94	
5	0,01808	0,6	0,010848	3,94	
6	0,01808	0,6	0,010848	3,94	
5 и 6	0,001808	0,6	0,001085	1,97	
7	0,01808	0,45	0,008136	3,94	
8	0,01808	0,45	0,008136	3,94	
7 и 8	0,001808	0,45	0,000814	1,97	
9	0,01808	0,6	0,010848	3,94	0,02
10	0,01808	0,6	0,010848	3,94	0,02
9 и 10	0,001808	0,6	0,001085	1,97	

В данной таблице учтены значения параметра потока отказов для элементов, характеризующих одновременный отказ 2 линий. В этом случае, значение параметра потока отказов в 10 раз меньше, чем элемент, характеризующий одну цепь:

$$\omega_{ij} = \frac{\omega_i}{10}. \quad (3.7)$$

$$\omega_{ij} = \frac{0,01808}{10} = 0,001808 \frac{1}{\text{год}}$$

Также произведен перерасчет параметра потока отказов линий с учетом их длины:

$$\omega_{iL} = \omega_i \times L. \quad (3.8)$$

Для расчета использованы исходные данные таблицы 3.1

Этап 1:

На первом этапе преобразуются в эквивалентный следующие блоки 1, 2 в блок Э1.

Параметр потока отказов для элемента Э1 находится аналогично расчету в п. 3.2 по, т.к ограничения по пропускной способности для резервируемых элементов 1 и 2 отсутствуют:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{Э1}} &= \left((0,021696 \times 0,021696) \times \frac{3,94}{8760} \right) + \\ &+ \left((0,021696 \times 0,021696) \times \frac{3,94}{8760} \right) = 4,2342 \times 10^{-7} \frac{1}{\text{год}}. \end{aligned}$$

Время восстановления для элемента Э1 находится аналогично расчету в п. 3.2.

$$T_{\text{вЭ1}} = \frac{3,94 \times 3,94}{3,94 + 3,94} = 1,97 \text{ ч.}$$

Этап 2:

На втором этапе преобразуются в эквивалентный следующие блоки 3, 4 в блок Э2. Параметр потока отказов для элемента Э2 находится аналогично расчету в п. 3.2, т.к ограничения по пропускной способности для резервируемых элементов 3 и 4 отсутствуют:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{Э2}} &= \left((0,00814 \times 0,00814) \times \frac{3,94}{8760} \right) + \left((0,008136 \times 0,008136) \times \frac{3,94}{8760} \right) = \\ &= 5,9549 \times 10^{-8} \frac{1}{\text{год}}. \end{aligned}$$

Время восстановления для элемента Э2 аналогично времени восстановления для элемента Э1:

$$T_{\text{вЭ2}} = 1,97 \text{ ч.}$$

Этап 3:

На третьем этапе преобразуются в эквивалентный следующие блоки 5, 6 в блок Э3. Параметр потока отказов для элемента Э3 находится аналогично расчету

в п. 3.1 по формуле (3.3), т.к ограничения по пропускной способности для резервируемых элементов 5 и 6 отсутствуют:

$$\begin{aligned}\omega_{\text{Э3}} &= \left((0,01085 \times 0,01085) \times \frac{3,94}{8760} \right) + \left((0,010848 \times 0,010848) \times \frac{3,94}{8760} \right) = \\ &= 1,0586 \times 10^{-7} \frac{1}{\text{год}}.\end{aligned}$$

Время восстановления для элемента Э3 аналогично времени восстановления для элемента Э1:

$$T_{\text{вЭ3}} = 1,97 \text{ ч.}$$

Этап 4:

На четвертом этапе преобразуются в эквивалентный следующие блоки 7, 8 в блок Э4. Параметр потока отказов для элемента Э4 находится аналогично расчету в п. 3.1, т.к ограничения по пропускной способности для резервируемых элементов 7 и 8 отсутствуют:

$$\begin{aligned}\omega_{\text{Э4}} &\left((0,00814 \times 0,00814) \times \frac{3,94}{8760} \right) + \left((0,00814 \times 0,00814) \times \frac{3,94}{8760} \right) = \\ &= 5,9549 \times 10^{-8} \frac{1}{\text{год}}.\end{aligned}$$

Время восстановления для элемента Э3 аналогично времени восстановления для элемента Э1:

$$T_{\text{вЭ4}} = 1,97 \text{ ч.}$$

Этап 5:

На пятом этапе преобразуются в эквивалентный следующие блоки 9, 10 в блок Э5. Параметр потока отказов для элемента Э5 находится путем сложения значений, полученных в результате рассмотрения двух несовместимых событий:

I событие (псевдопоследовательное соединение)

Параметр потока отказов для данного случая находится следующим образом:

$$\omega_{\text{Э}}^I = (\omega_i \cdot \varepsilon_i) + (\omega_j \cdot \varepsilon_j), \quad (3.9)$$

где ε_9 и ε_{10} – коэффициенты, характеризующие пропускную способность линий передачи.

Произведем расчет параметра потока отказов по формуле:

$$\omega_{\text{Э5}}^I = (0,010848 \times 0,02) + (0,010848 \times 0,02) = 0,000439 \frac{1}{\text{год}}$$

II событие (параллельное соединение)

Параметр потока отказов для данного случая находится аналогично вычислениям в п. 3.2:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{Э5}}^{II} &= \left((0,010848 \times 0,010848) \times \frac{3,94}{8760} \right) + \\ &+ \left((0,010848 \times 0,010848) \times \frac{3,94}{8760} \right) = 1,0586 \times 10^{-7} \frac{1}{\text{год}} \end{aligned}$$

Результирующий параметр потока отказов для элемента Э5:

$$\omega_{\text{Э5}} = \omega_{\text{Э5}}^I + \omega_{\text{Э5}}^{II} . \quad (3.10)$$

Расчет результирующего параметра потока отказов для элемента Э5:

$$\omega_{\text{Э5}} = 4,39 \times 10^{-4} + 1,0586 \times 10^{-7} = 4,391 \times 10^{-4} \frac{1}{\text{год}}$$

Время восстановления для элемента Э5 находится аналогично предыдущим вычислениям в п 3.2:

$$T_{\text{вЭ5}} = 1,97 \text{ ч.}$$

Этап 6:

На шестом этапе преобразуются в эквивалентный все последовательно соединенные блоки (рис. 3.13): Э1, 1-2, Э2, Э3, 5-6, Э4, 7-8, Э5, 9-10 в блок Э6.

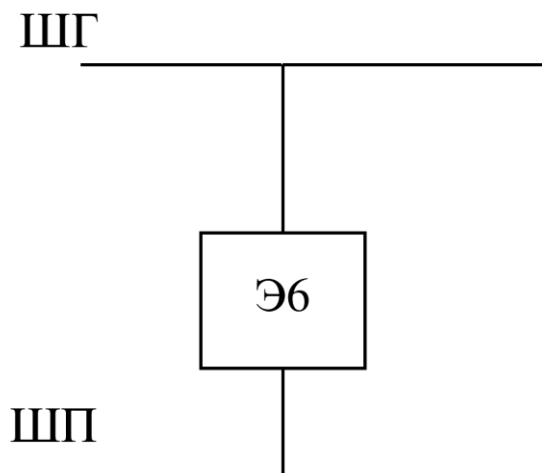


Рисунок 3.13 – Преобразование блок-схемы на 6 этапе

Параметр потока отказов для элемента Эб находится следующим образом:

$$\omega_{\text{Эб}} = \sum \omega_i = \omega_{\text{Э1}} + \omega_{\text{Э2}} + \omega_{\text{Э3}} + \omega_{\text{Э4}} + \omega_{\text{Э5}} + \omega_{1-2} + \omega_{5-6} + \omega_{7-8} + \omega_{9-10}.$$

Расчет результирующего параметра потока отказов для элемента Эб по формуле (3.9):

$$\begin{aligned} \omega_{\text{Эб}} &= 4,2342 \times 10^{-7} + 5,9549 \times 10^{-8} + 1,0586 \times 10^{-7} + \\ &+ 5,9549 \times 10^{-8} + 4,391 \times 10^{-4} + 2,17 \times 10^{-3} + 1,085 \times 10^{-3} + \\ &+ 8,14 \times 10^{-4} + 1,085 \times 10^{-3} = 0,005578. \end{aligned}$$

Время восстановления для элемента Эб находится следующим образом:

$$\begin{aligned} T_{\text{вЭб}} &= \frac{1}{\omega_{\text{Эб}}} \sum \omega_i \times T_i = \frac{1}{\omega_{\text{Эб}}} \times ((\omega_{\text{Э1}} \times T_{\text{Э1}}) + (\omega_{\text{Э2}} \times T_{\text{Э2}}) \\ &+ (\omega_{\text{Э3}} \times T_{\text{Э3}}) + (\omega_{\text{Э4}} \times T_{\text{Э4}}) + (\omega_{\text{Э5}} \times T_{\text{Э5}}) + (\omega_{3-4} \times T_{3-4}) \\ &+ (\omega_{5-6} \times T_{5-6}) + (\omega_{7-8} \times T_{7-8}) + (\omega_{9-10} \times T_{9-10})) \end{aligned}$$

Расчет времени восстановления для элемента Эб:

$$\begin{aligned} T_{\text{вЭб}} &= \frac{1}{0,005578} \times ((4,2342 \times 10^{-7} \times 1,97) + \\ &+ (5,9549 \times 10^{-8} \times 1,97) + (1,0586 \times 10^{-7} \times 1,97) + \\ &+ (5,9549 \times 10^{-8} \times 1,97) + (4,391 \times 10^{-4} \times 1,97) + (2,17 \times 10^{-3} \times 1,97) + \\ &+ (1,085 \times 10^{-3} \times 1,97) + (8,14 \times 10^{-4} \times 1,97) + (8,14 \times 10^{-4} \times 1,97) = \\ &= 1,9698 \text{ ч.} \end{aligned}$$

Этап 7:

На данном этапе производится расчет вероятности безотказной работы в течение года для схемы потребителя.

Рассчитывается данный параметр по рассмотренной в первой главе:

$$P = e^{-0,005578 \times 1} = 0,99443.$$

Следовательно, вероятность отказа можно рассчитать:

$$Q = 1 - 0,99443 = 0,00557.$$

Аналогичным образом производятся расчеты для других схем электроснабжения потребителей. Результаты расчетов для схем других потребителей приведены в Приложении А.

Принимая во внимание возможное возникновение ограничений по пропускной способности элементов СЭС, математическая модель (1.11) может быть дополнена и будет выглядеть (3.11).

$$P_{ИТС.огр} = (P_{огр1} + P_{огр2} + P_{\text{Э}}) \times J_{k.un.eq} = \left(e^{-\omega^I \times T} + e^{-\omega^II \times T} + e^{-\omega_{\text{Э}} T} \right) \times J_{k.un.eq}, \quad (3.11)$$

где $P_{огр1}$, $P_{огр2}$ – вероятности безотказной работы схем СЭС соответствующие 1 и 2 состоянию;

ω^I , ω^II – параметры потока отказов соответствующие 1 и 2 состоянию год⁻¹;

$J_{k.un.eq}$ – индекс технического состояния электрооборудования;

$\omega_{\text{Э}}$ – параметр потока отказов эквивалентных элементов СЭС без ОПС, год⁻¹;

T – время, за которое рассматривается событие, год.

Результаты расчетов для схем потребителей с учетом ОПС и ИТС приведены в Приложении А.

3.4 Реализация модели автоматизированного расчета схемной надежности с учетом технического состояния и ограничений пропускной способности

На сегодняшний день системы электроснабжения часто являются сложными и многорежимными. В ходе эксплуатации схема может постоянно меняться: нормальный режим, ремонтный, послеаварийный и т.д. Количество возможных состояний таких систем может достигать нескольких десятков или сотен вариантов.

Методы «ручного» расчета схемной надежности ориентированы на упрощённые схемы. Часто анализируется один режим без комплексного учета изменения структуры схемы. Также «ручной» расчет при большом числе вариантов может приводить к нежелательным результатам:

- высокая трудоёмкость;
- высокий риск арифметических и логических ошибок;
- невозможность полноценного многовариантного анализа;
- отсутствие оперативной количественной оценки рисков в изменяющихся режимах.

Рассмотренные ограничения обуславливают необходимость разработки специализированного программного комплекса.

Существенным затруднением при анализе надежности электрооборудования является отсутствие математической зависимости, которая позволяла бы описать переход от дефекта к отказу [124-126]. Построение такой модели осложняется тем, что в настоящее время отсутствуют как детерминированные сведения, так и необходимая статистическая база, позволяющие количественно охарактеризовать указанную связь.

В условиях такого информационного дефицита формирование модели возможно лишь на основе неопределенных исходных данных. Для решения подобных задач обычно применяют эвристические подходы, опирающиеся либо на процедуры экспертного оценивания, либо на методы теории нечетких множеств.

Разработка программного комплекса должна опираться на разработанную ранее математическую модель (3.11), которая учитывает структуру СЭС, режимы её функционирования и методы расчёта показателей надёжности.

Алгоритм расчета схемной надежности с учетом технического состояния и неполного резервирования элементов схемы

Программный комплекс реализован в виде совокупности взаимосвязанных функциональных блоков, каждый из которых предназначен для решения отдельной расчетной задачи в рамках общей процедуры анализа СЭС.

Первый блок обеспечивает расчет схемной надежности системы электроснабжения. В качестве исходных данных используются показатели надежности элементов и сведения о структуре соединений в рассматриваемой схеме. Для формализации расчетной процедуры каждому входу и выходу элемента присваивается индекс; для резервируемых элементов индексы совпадают. Алгоритм расчета основан на методе блок-схем и включает применение зависимостей для последовательного и параллельного соединения элементов. Результатом работы блока являются значения основных показателей надежности, а также вероятности отказа и безотказной работы схемы.

Второй блок предназначен для моделирования ИТС рассматриваемой СЭС. Его алгоритм основан на методе статистических испытаний и реализует выражение (2.3). Для каждого анализируемого параметра задается число испытаний, после чего выполняется серия циклов с генерацией псевдослучайных значений. По завершении заданного количества испытаний для каждого фактора определяется среднее значение сформированной выборки. Далее полученные оценки умножаются на соответствующие весовые коэффициенты и суммируются. В результате определяется значение ИТС, которое передается пользователю в качестве итогового расчетного показателя.

Третий блок выполняет расчет с учетом результатов, полученных на предыдущих этапах. Входной информацией для него служат показатели схемной надежности, рассчитанные в первом блоке, и значение ИТС, сформированное во втором блоке. Алгоритм основан на выражении (3.11) и позволяет определить фактические значения вероятности отказа и безотказной работы системы с учетом текущего технического состояния оборудования. При этом время восстановления в расчетной схеме остается неизменным, поскольку продолжительность ремонтно-восстановительных работ принимается постоянной величиной. Структурная схема функционирования программного комплекса приведена на рисунке 3.14.



Рисунок 3.14. Схема работы программного комплекса

Пример расчета схемной надежности в программном комплексе

Исходные данные, необходимые для работы программы, включают в себя тип соединений элементов и информацию об основных показателях надежности. Данные загружаются в программу с помощью Excel-файла. На первом Excel-листе расположена информация о показателях надежности всех элементов блок-схемы. Пример информации о показателях надежности для потребителя №113Д показан на рисунке 3.15.

	A	B	C	D	E
1	№	w, 1/год	L, км	w*L, 1/год	Tв, ч
2	1	0,01808	1,2	0,021696	3,94
3	2	0,01808	1,2	0,021696	3,94
4	1 и 2	0,001808	1,2	0,0021696	1,97
5	3	0,01808	0,45	0,008136	3,94
6	4	0,01808	0,45	0,008136	3,94
7	5	0,01808	0,6	0,010848	3,94
8	6	0,01808	0,6	0,010848	3,94
9	5 и 6	0,001808	0,6	0,0010848	1,97
10	7	0,01808	0,6	0,010848	3,94
11	8	0,01808	0,6	0,010848	3,94
12	7 и 8	0,001808	0,6	0,0010848	1,97
13	9	0,01808	0,6	0,010848	3,94
14	10	0,01808	0,6	0,010848	3,94
15	9 и 10	0,001808	0,6	0,0010848	1,97
16	11	0,01808	1,4	0,025312	3,94
17	12	0,01808	1,4	0,025312	3,94
18	11 и 12	0,001808	1,4	0,0025312	1,97

Рисунок 3.15 – Показатели надежности в Excel-файле

На втором Excel-листе приводится информация о типе соединения элементов в схеме. Пример для потребителя №113Д показан на рисунке 3.16.

	А	В	С
1	№ элемента	вход	выход
2	1	0	1
3	2	0	1
4	1 и 2	1	2
5	3	2	3
6	4	2	3
7	5	3	4
8	6	3	4
9	5 и 6	4	5
10	7	5	6
11	8	5	6
12	7 и 8	6	8
13	9	5	7
14	10	5	7
15	9 и 10	7	8
16	11	8	9
17	12	8	9
18	11 и 12	9	10

Рисунок 3.16 – Тип соединения элементов в Excel-файле

Программа определяет тип соединения с помощью условного «входа-выхода» элемента. Каждый элемент имеет свой индекс на «входе» и «выходе», если два и более элемента имеют одинаковый индекс на «входе-выходе», то данные элементы соединены параллельно и являются резервируемыми. Элементы, имеющие уникальные индексы, соединены последовательно. Пример типов соединений приводится на рисунке 3.17.

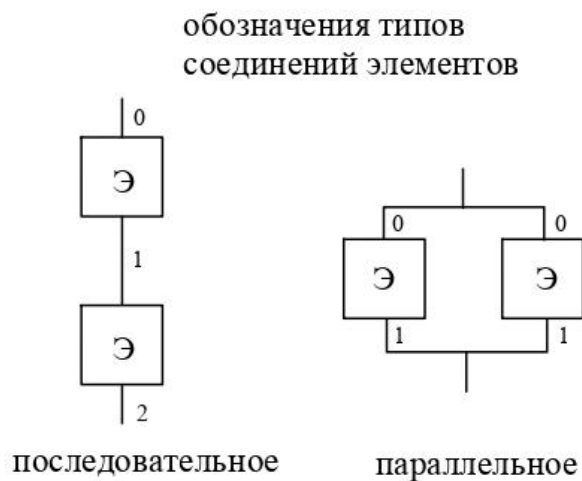


Рисунок 3.17 – Определение типов соединений в программном комплексе

Для автоматизированного расчета необходимо иметь информацию об основных показателях надежности и типе соединений. Информация хранится в Excel файле. Перед началом расчета программа присваивает каждому элементу индекс «входа-выхода». По назначенному индексу производится преобразование всех параллельных элементов в эквивалентные, далее происходит преобразование всех последовательных элементов в один эквивалентный элемент, показатели которого характеризуют надежность всех схемы электроснабжения относительно рассматриваемого потребителя.

Упрощенно алгоритм представлен на рисунке 3.18.

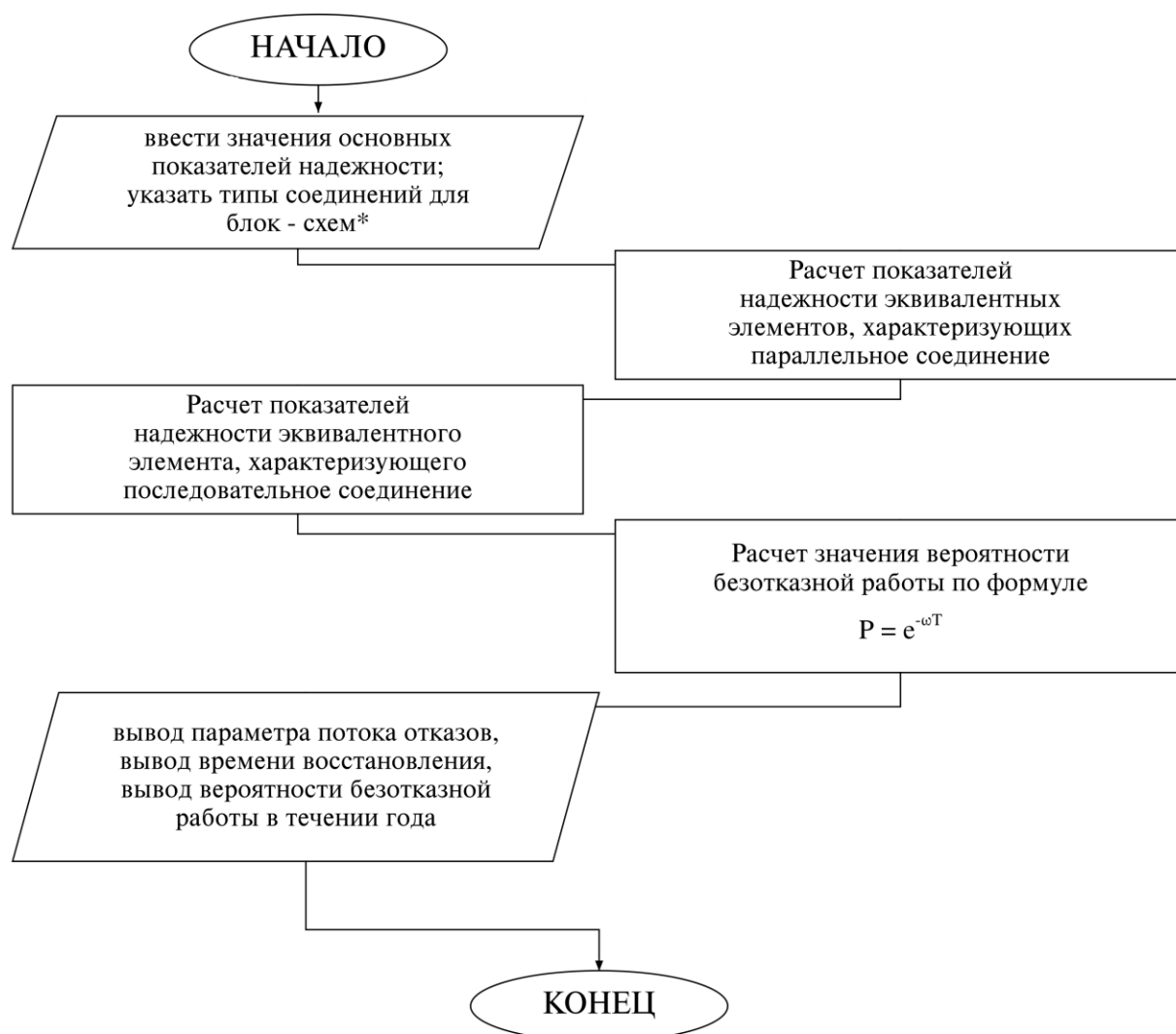


Рисунок 3.18 – Упрощенный алгоритм расчета схемной надежности

В качестве примера на рисунке 3.19 показан автоматизированный расчет для потребителя.

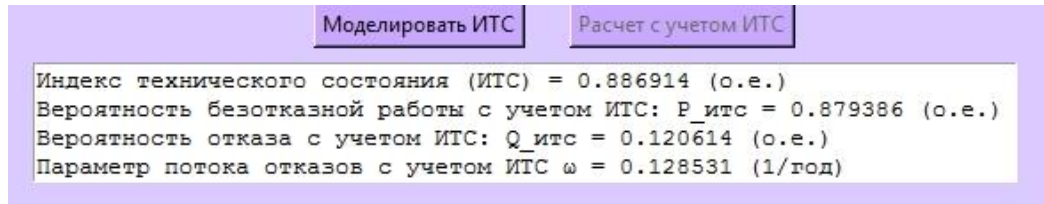


Рисунок 3.19 – Интерфейс программы расчета надежности с учетом ИТС

Аналогично производится расчет для других потребителей. Результаты расчетов надежности с учетом и без учета технического состояния электрооборудования представлены в таблице Приложения А.

При разработке программного комплекса расчёта схемной надежности необходимо также учитывать ограничения по пропускной способности элементов системы электроснабжения (линий, трансформаторов, коммутационного оборудования).

В ряде случаев после аварийных или ремонтных переключений схема может сохранять структурную связность, однако перераспределение нагрузок приводит к превышению допустимых токовых или мощностных нагрузок отдельных элементов. В таких условиях электропитание потребителей не может считаться обеспеченным в полном объёме, что должно быть отражено в расчёте показателей надёжности схем.

Учет пропускной способности позволяет перейти от упрощённой структурной оценки «работоспособна/неработоспособна» к более корректной оценке состояния системы, учитывающей реальные эксплуатационные ограничения.

Алгоритм работы программы в упрощенном виде может быть представлен на рис. 3.20.

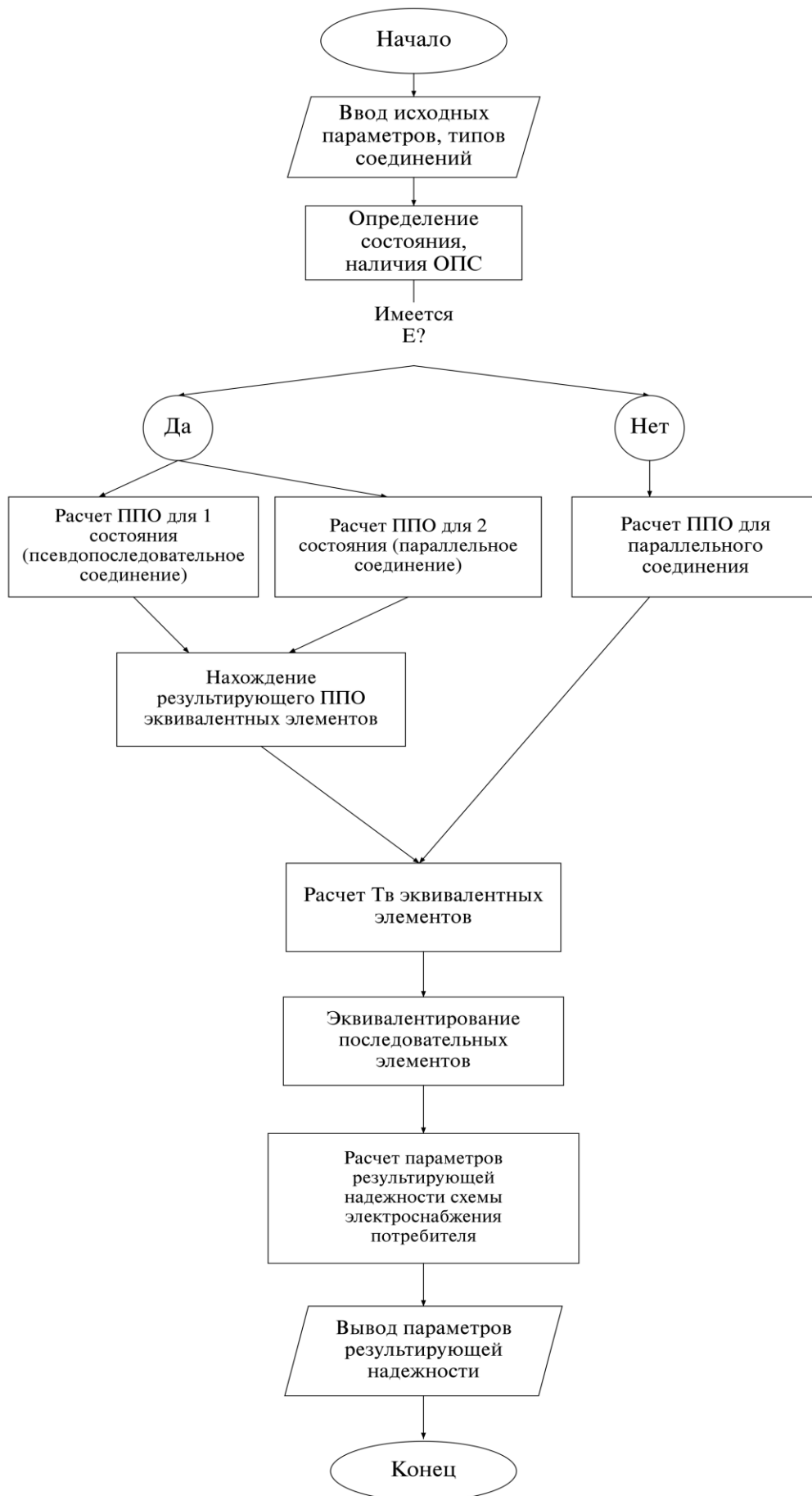


Рисунок 3.20 – Алгоритм работы программы с учетом ОПС

Ограничения пропускной способности в электросетях могут оказывать влияние на надежность СЭС. Пропускная способность элементов схемы определяет максимальное количество электроэнергии, которое может быть передано через сеть без риска перегрузки и потенциальных отказов.

Сравнительный анализ результатов расчета схемной надежности систем электроснабжения монопотребителей

Далее рассмотрим влияние текущего технического состояния электрооборудования и ограничений по пропускной способности элементов. При этом для наглядности исключим выпадающее значение для потребителя ШП №514, которое связано с отличиями в конфигурации схемы.

Как видно из рисунка 3.21 значение времени восстановления практически не меняется при влиянии различных факторов.



Рисунок 3.21 – Влияние различных факторов на время восстановления элементов

Следует отметить, что в отличие от параметра потока отказов элементов системы, время восстановления вышедшего из строя оборудования практически не зависит от учёта ограничений по пропускной способности и текущего технического состояния электрооборудования.

Рассмотрим влияние индекса технического состояния оборудования и ограничений по пропускной способности линий на вероятность безотказной работы. Исходя из выражения (1.3) вероятность безотказной работы напрямую зависит от параметра потока отказов. С увеличением параметра потока отказов вероятность безотказной работы системы уменьшается. Это связано с тем, что более высокий параметр потока отказов указывает на более частые отказы в системе, что снижает вероятность её безотказной работы в течение заданного времени. Это наглядно демонстрируется на рисунке 3.22:

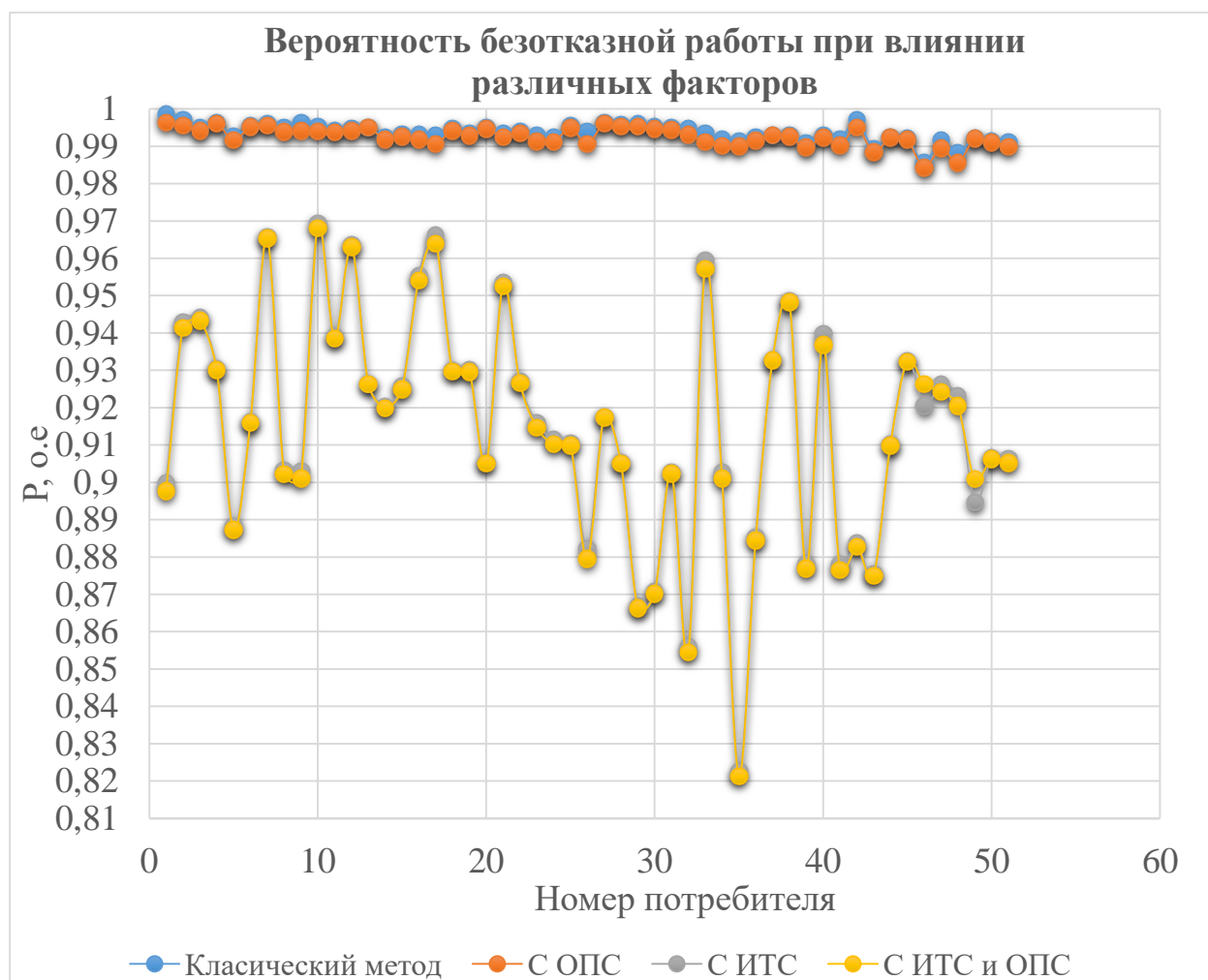


Рисунок 3.22 – Влияние различных факторов на вероятность безотказной работы

Наименьшие значения вероятности безотказной работы наблюдаются при совместном учете индекса технического состояния электрооборудования, а также ограничений пропускной способности элементов.

Выводы по главе 3

1. Для оценки схемной надежности монопотребителей была применена достоверная статистическая информации об отказах элементов системы электроснабжения. Была выполнена обработка данных эксплуатации за 11-летний период, что позволило рассчитать основные показатели надёжности — параметр потока отказов и среднее время восстановления элементов.

2. Рассматривалось 72 схемы, из которых для дальнейших расчетов выбрана 51 схема, относящаяся к системам электроснабжения с монопотребителями. Составлено 11 типовых блок-схем для проведения расчетов и оценки схемной надежности.

3. Разработана математическая модель, позволяющая одновременно учитывать режимы ограничения пропускной способности и текущего технического состояния элементов системы электроснабжения.

4. Текущее техническое состояние при учете в расчетах также оказывает большее влияние на снижение общей схемной надежности рассматриваемой схемы, что подтверждается расчетами. Расчеты, проводимые без учета данных о мониторинге технического состояния оборудования и данных о частичном резервировании приводят к завышенным оптимистическим оценкам надежности.

5. Разработан программный комплекс для автоматизированного расчёта показателей надёжности, что позволяет выполнять многовариантный анализ, снижать трудоёмкость вычислений и минимизировать влияние человеческого фактора. Программный комплекс позволяет производить моделирование технического состояния и учитывать его при оценки надежности системы электроснабжения.

4 МОДЕЛИ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ НА ОСНОВЕ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА ДЛЯ МОНОПОТРЕБИТЕЛЕЙ.

4.1 Оценка ущерба потребителей в электроэнергетике

Ущерб – отрицательное экономическое последствие для предприятия от недоотпуска электрической энергии вследствие нарушения электроснабжения некоторых потребителей [127-129].

На размер ущерба влияет несколько факторов: величина недоотпуска электроэнергии, тип потребителя и особенности его производства, степень внезапности, глубина ограничения по мощности и др [130].

На сегодняшний день в системах электроснабжения, обеспечивающих электроэнергией разнообразные промышленные потребители, оценка ущерба от нарушения электроснабжения представляет значительные трудности.

Существенные различия между видами производств, а также неодинаковые требования предприятий к надежности и качеству электроснабжения затрудняют применение универсального подхода к расчету убытков, возникающих при нарушении электроснабжения. Дополнительную сложность вносит и то обстоятельство, что поставщик электроэнергии и потребитель действуют как самостоятельные участники экономических отношений, каждый из которых решает собственный круг задач.

В этих условиях определение возможного ущерба от перебоев в электроснабжении во многих случаях переносится на самого потребителя. Именно промышленное предприятие, исходя из особенностей своего технологического процесса, оценивает последствия простоев, снижения производительности или нарушения режима работы оборудования. Полученные оценки затем используются в системе внутреннего управления рисками и при выборе мер, направленных на снижение чувствительности производства к нарушениям электроснабжения.

Практика показывает, что многие предприятия формируют собственные решения по обеспечению требуемого уровня надежности электроснабжения. В зависимости от характера производства это может включать резервирование

питания, применение автономных источников, использование аварийных систем электроснабжения и другие технические средства. Тем самым структура СЭС адаптируется к условиям конкретного производства с учетом допустимого уровня риска и экономической оправданности затрат на резервирование [131].

Рыночный характер отношений между поставщиком и потребителем предполагает разграничение ответственности сторон. Поставщик обязан обеспечивать параметры электроснабжения в пределах договорных обязательств, однако особенности технологического процесса потребителя и связанные с ними производственные потери остаются вне прямой зоны его ответственности. По этой причине промышленный потребитель вынужден самостоятельно оценивать возможные последствия нарушений электроснабжения и принимать решения, направленные на ограничение ущерба.

Следовательно, задача обеспечения надежности электроснабжения для промышленного предприятия не сводится только к выполнению внешних требований к качеству электрической энергии. Она требует учета специфики технологического цикла, состава оборудования, уровня автоматизации, а также чувствительности производства к отклонениям напряжения, изменениям частоты и кратковременным перерывам питания. Именно совокупность этих факторов определяет характер и величину ущерба, возникающего при нарушении электроснабжения у конкретного потребителя. Например, для одного предприятия кратковременный сбой может привести лишь к незначительной задержке в производстве, тогда как для другого, работающего в условиях непрерывного цикла, последствия могут быть критическими и сопровождаться длительными восстановительными работами.

Ущерб промышленного предприятия от недоотпуска электроэнергии в общем случае можно рассчитать с помощью следующей формулы (4.1):

$$У = П \times T_{в} + З \quad (4.1)$$

где: $У$ - общий ущерб от недоотпуска электроэнергии; $П$ - недополученная прибыль из-за недоотпуска электроэнергии; $T_{в}$ - время простоя (время восстановления электроснабжения и время выхода на номинальные показатели производства);

З - дополнительные затраты на восстановление производства, включая затраты на перезапуск оборудования, потери сырья и другие расходы.

Недополученная прибыль (Π) – показатель, учитывающий потери, связанные с невозможностью произвести или продать продукцию во время нарушения электроснабжения. Для его расчета можно использовать среднюю прибыль на единицу времени, умноженную на количество единиц, которое не было произведено за время простоя. В общем случае расчет будет производиться по формуле (4.2):

$$\Pi = P_{\text{ед}} \times D \quad (4.2)$$

где: $P_{\text{ед}}$ – прибыль от реализации единицы продукции; D - количество продукции, которое предприятие обычно производит за единицу времени.

Прибыль от единицы продукции $P_{\text{ед}}$: Этот показатель отражает реальный доход предприятия с каждой произведенной единицы продукции. Величина рассматриваемого показателя не является постоянной и может изменяться под влиянием рыночной конъюнктуры, а также уровня производственных затрат.

Показатель D характеризует объем продукции, выпускаемой предприятием в единицу времени, и может рассматриваться как средняя производительность за выбранный интервал наблюдения, например за час. Если выпуск продукции изменяется во времени и зависит от режима работы предприятия, сезонных факторов или иных условий, при расчетах следует использовать усредненное значение производительности за рассматриваемый период. В более общем случае объем выпуска может быть задан функциональной зависимостью $D=f(x)$, где параметр x отражает фактор, оказывающий влияние на интенсивность производства.

Параметр $T_{\text{в}}$ представляет собой продолжительность простоя, вызванного нарушением электроснабжения. Его значение определяется временем, в течение которого предприятие не может осуществлять нормальную производственную деятельность из-за отсутствия питания. В расчетах данный показатель может задаваться в часах или в иных единицах времени, принятых для анализа.

Продолжительность простоя существенно зависит от особенностей технологического процесса. В одних случаях восстановление работы возможно в течение короткого времени, тогда как в других требуется значительно более длительный период, необходимый для повторного запуска оборудования и выхода на установившийся режим. Особенно чувствительны к подобным нарушениям производства непрерывного цикла, где даже кратковременное отключение способно вызвать продолжительный простой. Это связано с необходимостью повторного пуска технологических линий и стабилизации параметров процесса. В то же время наличие резервных источников электроснабжения позволяет сократить длительность перерыва, однако соответствующие затраты также должны учитываться при оценке ущерба.

В общем случае время простоя T_B целесообразно определять с учетом не только продолжительности самого отключения, но и дополнительного времени, необходимого для восстановления нормального режима работы предприятия. Соответствующее расчетное выражение приведено в формуле (4.3).

$$T_B = T_{\text{откл}} + T_{\text{зап}} \quad (4.3)$$

где: $T_{\text{откл}}$ - длительность периода, когда электроснабжение было полностью или частично недоступно; $T_{\text{зап}}$ - время, необходимое для перезапуска и стабилизации производственного процесса после возобновления электроснабжения.

Значение $T_{\text{откл}}$ представляет собой время, когда предприятие остается без электроэнергии, вследствие чего не может поддерживать нормальный производственный процесс. Продолжительность этого времени зависит от скорости реагирования на аварию и времени восстановления электроснабжения [91].

Значение $T_{\text{зап}}$ дополнительное время, необходимое для возобновления нормальной работы после восстановления электроснабжения. Оно может включать: запуск оборудования, настройку технологических процессов, проверку систем безопасности, тестирование и подготовку персонала к возобновлению работы и др.

Дополнительные затраты на восстановление (З) отражают совокупность расходов, возникающих после нарушения электроснабжения в процессе возврата производства к нормальному режиму работы. К таким расходам могут относиться затраты, связанные с повторным запуском оборудования, восстановлением технологических параметров, потерями сырья, а также оплатой труда персонала, привлекаемого для устранения последствий сбоя.

Оценка данной составляющей ущерба представляет определенную сложность, поскольку ее величина зависит от большого числа факторов. Существенное значение имеет характер технологического процесса и состав оборудования, участвующего в производстве. Так, запуск сложных технологических линий после остановки может требовать дополнительных затрат времени, расхода ресурсов и участия квалифицированного обслуживающего персонала.

Отдельную группу составляют потери сырья и материалов. При внезапном прекращении электроснабжения часть продукции, сырья или полуфабрикатов может оказаться непригодной для дальнейшего использования. Особенно заметно это проявляется на производствах, где технологический процесс чувствителен к температурным режимам, времени выдержки или непрерывности обработки.

Дополнительные расходы могут быть связаны и с отклонением от установленного производственного режима после возобновления работы. На этапе восстановления нередко требуется перенастройка оборудования, корректировка технологических параметров и стабилизация режима функционирования отдельных узлов. Все это приводит к дополнительным затратам, которые необходимо учитывать при оценке ущерба.

Кроме того, в ряде случаев восстановление производства требует привлечения персонала за пределами установленного рабочего времени. В такой ситуации дополнительные расходы формируются за счет оплаты внеурочных работ, а также иных затрат, связанных с организацией аварийно-восстановительных мероприятий.

Таким образом, величина (З) может быть определена как суммарные затраты, сопровождающие восстановление и последующую стабилизацию производственного процесса после отключения электроэнергии [92]. Соответствующее расчетное выражение приведено в формуле (4.4).

$$З = З_{\text{перс}} + З_{\text{мат}} + З_{\text{эл}} + З_{\text{об}} + З_{\text{проч}} \quad (4.4)$$

где: З - общие дополнительные затраты на восстановление;

$З_{\text{перс}}$ - затраты на оплату труда персонала, задействованного в восстановлении;

$З_{\text{мат}}$ - затраты на материалы и сырье, которые могли быть испорчены или потеряны из-за простоя;

$З_{\text{эл}}$ - дополнительные затраты на электроэнергию для перезапуска оборудования;

$З_{\text{об}}$ - затраты на техническое обслуживание и восстановление оборудования, включая износ и возможные поломки, вызванные отключением;

$З_{\text{проч}}$ - прочие затраты, связанные с восстановлением, которые могут включать оплату за сверхурочный труд, закупку запасных частей и иные непредвиденные расходы.

Затраты на оплату труда персонала включают оплату рабочего времени сотрудников, которые участвовали в перезапуске производства, включая сверхурочные. Эти расходы могут быть значительными, особенно если требуется работа квалифицированных специалистов для наладки и тестирования оборудования. Затраты на материалы и сырье включают стоимость сырья и материалов, которые могли быть повреждены или испорчены во время аварийного отключения. Например, в химической промышленности потеря реактивов или продуктов из-за остановки технологического процесса может привести к значительным убыткам [94]. Затраты на электроэнергию - это дополнительные расходы на электроэнергию, необходимую для перезапуска и стабилизации производственного оборудования, которое может потреблять повышенные мощности на этапе восстановления. Затраты на обслуживание и восстановление оборудования включают расходы на техническое обслуживание оборудования, которое может изнашиваться или повреждаться из-за резкого отключения и повторного запуска. Например, в высокотехнологичном производстве или на

непрерывных линиях требуется значительное время и средства для наладки и тестирования всех систем. Прочие затраты включают возможные непредвиденные расходы, такие как покупка запасных частей, вызов ремонтных бригад или аренда временного оборудования.

Для получения точной оценки ущерба от недоотпуска электроэнергии необходимо учитывать все вышеперечисленные параметры. Однако, поскольку каждый из них зависит от уникальных факторов, характерных для конкретного предприятия и отрасли, разработка универсального метода оценки становится невозможной. Следовательно, для предприятий различного назначения требуется разработка собственных моделей расчета ущерба, адаптированных под специфику производства, уровни прибыли, потребности в электроэнергии [95].

Оценка индивидуальных ущербов от нарушения электроснабжения потребителей является сложной задачей. Особенности и многообразие производства предприятий различных отраслей экономики вызывают необходимость к индивидуальному подходу при расчете ущербов. В современных условиях система электроснабжения и потребитель являются различными субъектами рыночных отношений, что приводит к нецелесообразности расчетов. В данном случае при необходимости оценку ущерба осуществляет потребитель.

4.2 Технологические и энергетические особенности нефтедобычи

Технологический процесс нефтедобычи связан с подъемом из продуктивного пласта многокомпонентной смеси, включающей нефть, газ, пластовую воду и различные механические и химические примеси. Движение данной газожидкостной смеси от забоя к устью скважины осуществляется по насосно-компрессорным трубам (НКТ). В процессе подъема происходят фазовые превращения и сопутствующие физико-химические процессы: выделение свободного газа, изменение плотности потока, образование отложений на внутренних стенках НКТ и другие явления, влияющие на режим работы скважины и применяемого оборудования.

Выбор способа подъема продукции на поверхность определяется совокупностью геолого-технических и эксплуатационных факторов. К их числу

относятся пластовое давление, физические свойства нефти, коллекторские характеристики пласта, обводненность продукции, глубина залегания и условия эксплуатации месторождения. В практике нефтедобычи наибольшее распространение получили следующие способы подъема пластовой продукции.

1. Фонтанный способ, при котором подъем жидкости на поверхность осуществляется за счет естественной энергии пласта. Движущей силой в данном случае выступает пластовое давление, а также энергия растворенного или свободного газа, выделяющегося при снижении давления в процессе подъема.

2. Гидролифтный способ, основанный на поддержании пластового давления путем закачки в пласт воды либо водных композиций с добавлением полимеров и биополимеров. Его применение позволяет сохранить или повысить эффективность вытеснения нефти из пласта.

3. Газлифтный способ, при котором в скважину подается газ или иная газовая среда, что приводит к снижению плотности поднимаемой смеси и облегчает ее транспортировку к устью.

4. Комбинированные методы, предусматривающие совместное использование гидролифтного и газлифтного воздействия.

5. Термические методы, основанные на тепловом воздействии на пласт с использованием пара, горячей воды, пароводяной смеси или более сложных процессов, включая внутрипластовое горение. Применение таких методов требует предварительного технико-экономического обоснования.

6. Насосный (механизированный) способ, при котором подъем продукции осуществляется с использованием насосного оборудования.

Большинство перечисленных способов применяются в нефтедобыче длительное время, однако условия их использования существенно изменились. По мере истощения традиционных месторождений и увеличения глубины залегания продуктивных пластов возрастает сложность извлечения углеводородного сырья. В этих условиях многие классические способы добычи оказываются недостаточно эффективными либо вовсе теряют практическую применимость. По этой причине в современной нефтедобыче наибольшее распространение получил

механизированный способ, прежде всего в варианте применения насосных установок.

Нефтедобывающая скважина представляет собой совокупность технологически связанных наземных и подземных элементов оборудования, функционирующих как единый производственный комплекс. К основному наземному оборудованию относятся комплектная трансформаторная подстанция (КТП) с понижающим трансформатором 6/0,4 кВ, коммутационной аппаратурой и средствами защиты от аварийных электрических режимов и перенапряжений, станция управления, повышающий трансформатор, частотный преобразователь, а также кабельные сооружения и вспомогательные элементы. Следует отметить, что применение частотных преобразователей в современных нефтедобывающих установках существенно расширилось, поскольку они позволяют регулировать режим работы оборудования и повышать эффективность эксплуатации комплекса в целом.

К числу основных элементов подземного оборудования относятся погружной электродвигатель, гидрозащита, электроцентробежный насос (ЭЦН), погружная кабельная линия (ПКЛ), НКТ и другие узлы, обеспечивающие подъем продукции на поверхность. Совместная работа указанных элементов определяет эффективность функционирования всей установки и оказывает непосредственное влияние на надежность процесса добычи нефти.

Условно-графически данное оборудование представлено на рисунке 4.1.

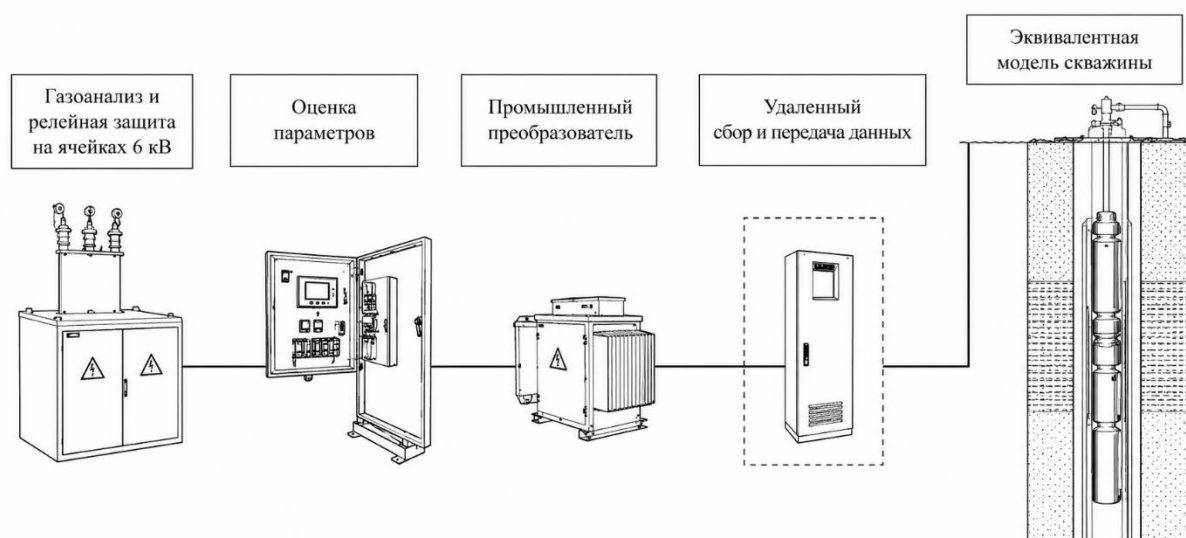


Рисунок 4.1 - Состав оборудования скважин

Куст нефтяных скважин в части электроснабжения представляет собой распределённую систему с последовательным включением питающей линии и кустовой подстанции и параллельным включением электроприемников скважин. Надёжность данной системы в значительной степени определяется безотказностью питающей линии [132-137].

4.3 Оценка рисков в системах электроснабжения с монопотребителем

Весь вышеописанный комплекс можно выделить как отдельный вид потребителей электрической энергии - монопотребитель.

Монопотребитель — это потребитель электрической энергии, деятельность которого полностью связана с одной основной технологической операцией, например, добычей нефти или газа. В контексте добывающих установок, система электроснабжения монопотребителя полностью подчинена технологическим особенностям его производственного процесса. Нарушение в электроснабжении приводит к остановке оборудования и, как следствие, к невыпуску продукции, который можно напрямую соотнести с производительностью установки.

Монопотребитель представляет собой промышленный объект, для которого характерен выпуск одного основного вида продукции, имеющей самостоятельную производственную и экономическую ценность. К данной категории относятся, в

частности, нефтегазодобывающие предприятия, у которых СЭС непосредственно связана с основным технологическим процессом и фактически функционирует как его неотъемлемая часть. По этой причине любое нарушение электроснабжения приводит к снижению объема выпуска единственного вида продукции, а величина недовыработки определяется прежде всего продолжительностью восстановления отказавшего оборудования.

Необходимость повышения надежности электроснабжения таких объектов подтверждается и на уровне стратегических документов. В «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» в числе приоритетных направлений выделены задачи, связанные с обеспечением энергоэффективности, энергосбережения и надежного электроснабжения потребителей, в том числе в сфере нефтедобычи [138-141]. Это обуславливает необходимость поиска и разработки новых подходов к организации эксплуатации монопотребителей на различных этапах их жизненного цикла.

Одной из наиболее значимых задач при проектировании и эксплуатации нефтедобывающих скважин является обоснование такого уровня надежности, который был бы одновременно технически достижимым и экономически оправданным. Иными словами, затраты, направленные на повышение надежности оборудования и СЭС, должны соотноситься с возможным ущербом, возникающим вследствие недоотпуска электроэнергии и нарушения технологического процесса.

В этих условиях особую актуальность приобретает создание практического инструмента, позволяющего анализировать процессы возникновения и накопления дефектов в оборудовании монопотребителя. Построение строгой аналитической модели для такой задачи, как правило, связано с необходимостью введения большого числа допущений и упрощений. По этой причине более приемлемым инструментом исследования в данном случае выступает статистическая модель, позволяющая учитывать вероятностный характер изменения технического состояния оборудования.

Систематический сбор и обработка статистических данных об отказах оборудования, а также последующий анализ причин возникновения нарушений

являются необходимым условием повышения надежности монопотребителя. При этом наибольший эффект достигается не только за счет накопления самих данных, но и за счет применения продуманной методики их анализа, ориентированной на предупреждение технологических нарушений и устранение факторов, способствующих их возникновению. Таким образом, статистическая информация об авариях и отказах служит одной из ключевых основ для оценки надежности монопотребителя и принятия обоснованных эксплуатационных решений.

На рисунке 4.2 приводится обработка информации выхода из строя основных узлов монопотребителя на нефтяных месторождениях Поволжья за период наблюдений с 2013 года по 2017 год.

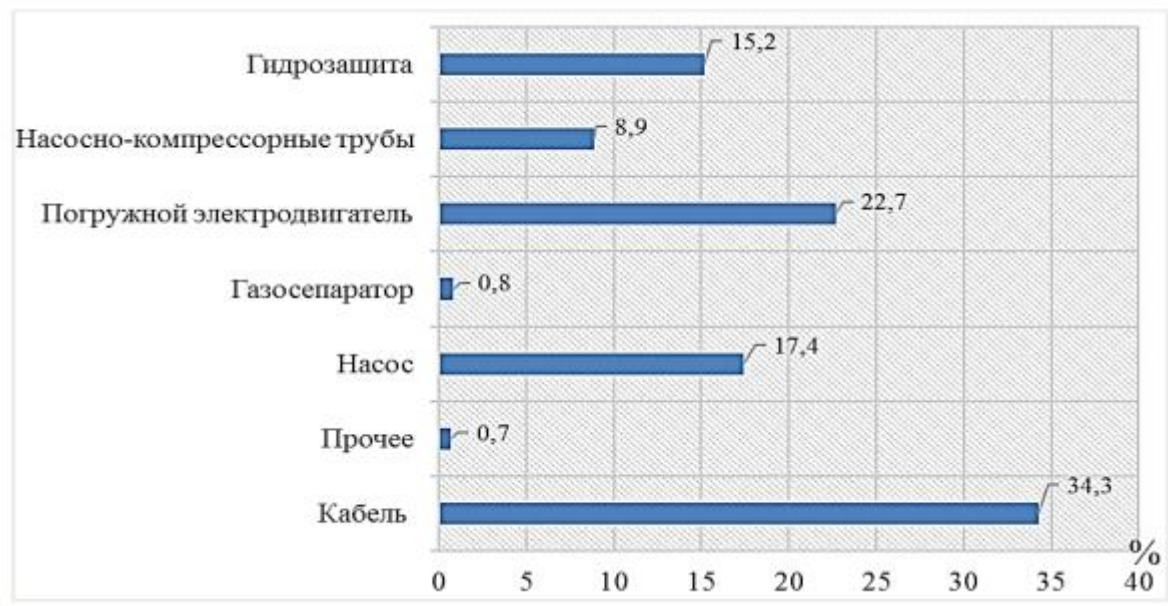


Рисунок 4.2 – Соотношение выхода основных узлов монопотребителя

Основной составляющей риска (R) в системах электроснабжения монопотребителя является объем невыпущенной продукции вследствие нарушения электроснабжения. На риск также влияет вероятность наступления неблагоприятного события или обстоятельства, которые могут привести к потерям, ущербу или нежелательным последствиям. Он измеряется вероятностью и тяжестью потенциальных последствий. Риски могут возникать по причине отказов электрооборудования системы электроснабжения монопотребителя или отказов

технологического оборудования монопотребителя. С целью снижения вероятности и минимизации последствий производится процесс управления рисками на промышленных предприятиях.

Управления рисками - это систематический подход к выявлению, оценке, анализу и контролю рисков с целью минимизации их негативного влияния на организацию или предприятие. Этот процесс помогает предприятиям заранее предвидеть возможные угрозы и принять меры для их снижения или предотвращения. Управление рисками включает несколько ключевых этапов:

1. Идентификация рисков;
2. Анализ и оценка рисков;
3. Разработка стратегии управления рисками;
4. Реализация мер по управлению рисками;
5. Мониторинг и контроль;
6. Отчетность и совершенствование.

Идентификация рисков представляет собой исходный этап системы управления рисками, от которого во многом зависит качество последующих решений. На данной стадии осуществляется выявление факторов, способных привести к отклонению фактических результатов деятельности предприятия от планируемых. Иными словами, формируется перечень потенциальных источников риска, которые могут оказать влияние на достижение производственных, технических и экономических целей. К таким факторам относятся как внешние воздействия, например изменения экономических условий, так и внутренние причины, связанные с техническим состоянием оборудования, организацией эксплуатации и особенностями производственного процесса.

После выявления рисков выполняется их анализ и оценка. Данный этап направлен на определение вероятности реализации каждого риска и на оценку возможных последствий его наступления. Практический смысл такой работы заключается в том, чтобы установить степень значимости выявленных рисков и определить, какие из них требуют первоочередного внимания. Результаты анализа позволяют ранжировать риски по уровню их критичности и выбрать подходящие

способы воздействия на них. В зависимости от поставленной задачи оценка рисков может выполняться как в качественной, так и в количественной форме. Сравнительная характеристика этих подходов приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Способы оценки риска

Качественный анализ рисков	Количественный анализ рисков
Оценивается общая природа риска без использования численных данных. Этот подход подходит для ситуаций, когда конкретные данные сложно получить или риски субъективны (например, репутационные риски).	Основан на числовых данных и включает оценку вероятности риска и его возможных последствий в денежном или другом измеримом эквиваленте.
<p style="text-align: center;"><u>Методы</u></p> <p>Используются описательные методы, такие как построение матрицы рисков (анализ вероятности и последствий) или классификация рисков по уровню угрозы (высокий, средний, низкий).</p>	<p style="text-align: center;"><u>Методы</u></p> <p>1) <i>Анализ чувствительности</i> оценивает, как изменение одного или нескольких факторов (например, цены сырья) влияет на итоговый результат.</p> <p>2) <i>Моделирование методом Монте-Карло</i> прогнозирует различные возможные исходы событий с учетом множества факторов, влияющих на риск.</p> <p>3) <i>Древо решений</i> применяется для оценки различных путей решения проблемы и вероятных последствий каждого выбора.</p>

Одним из распространенных инструментов для анализа рисков является матрица рисков, которая визуализирует риски по двум основным параметрам: вероятность (не количественно) и степень последствий. В зависимости от этих параметров, риски могут быть отнесены к различным категориям (например, "низкий", "средний" и "высокий" риск). Пример матрицы рисков приводится в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Матрица рисков

Вероятность / Последствия	Низкие	Средние	Высокие
Низкая	Зеленая зона (низкий риск)	Зеленая зона (низкий риск)	Желтая зона (средний риск)

Продолжение таблицы 4.2

Средняя	Зеленая зона (низкий риск)	Желтая зона (средний риск)	Красная зона (высокий риск)
Высокая	Желтая зона (средний риск)	Красная зона (высокий риск)	Красная зона (высокий риск)

На практике после оценки вероятности и последствий, риски ранжируются по приоритету.

Основное внимание уделяется рискам с высокой вероятностью и значительными последствиями (R_6). Риски с низкой вероятностью и незначительными последствиями (R_m) могут быть учтены на будущее без принятия мер в данный момент времени.

$$R_6 > R_m$$

После анализа и оценки разрабатываются подходящие стратегии для каждого риска. Существует несколько возможных вариантов выбора стратегий:

1. Избежание риска. Полностью устранить риск, избегая действия, которое его вызывает.
2. Снижение риска. Принять меры для уменьшения вероятности или последствий риска. Например, внести корректировки по срокам в планово-предупредительные ремонты.
3. Передача риска. Передать риск на другую сторону, например, застраховать активы или заключить договор с подрядчиком, который берет на себя ответственность за выполнение работ.
4. Принятие риска. В некоторых случаях предприятие может решить принять риск, если его влияние минимально или если стоимость управления риском превышает возможные ущербы.

Этап "Реализация мер по управлению рисками" является практической фазой процесса управления рисками, на которой выбранные стратегии по снижению, устранению или передаче рисков реализуются. Цель данного этапа - минимизировать негативные последствия рисков или полностью предотвратить их, обеспечив бесперебойную и безопасную работу предприятия. Этот этап включает

разработку, внедрение и контроль действий, направленных на управление выявленными рисками. В качестве технических мер для снижения рисков могут выступать установка или модернизация оборудования, внедрение новых технологий, а также внесение изменений по срокам выполнения ТОиР на текущий год.

Этап "Мониторинг и контроль" в управлении рисками - это процесс постоянного наблюдения, анализа и оценки текущего состояния рисков и эффективности мер, направленных на их управление. Основная цель этого этапа - обеспечить, что принятые меры действительно работают, а также своевременно выявлять новые риски или изменения в существующих рисках, которые могут потребовать корректировки. Этот этап поддерживает непрерывное совершенствование управления рисками и помогает адаптировать стратегии к изменяющимся условиям.

В качестве риска может быть принят ИТС - показатель, отражающий комплексное текущее техническое состояние оборудования:

$$R = \text{ИТС}$$

Реализуя алгоритм управления рисками, данный процесс может быть автоматизирован. Собственный алгоритм применяется компанией ПАО «Транснефть» и позволяет на основе определенных критериев оценивать техническое состояние как отдельной единицы оборудования, так и всего предприятия [98]. Такой подход совершенствует анализ состояния оборудования и планирование нескольких вариантов ремонта с учетом требований к последующему состоянию. Особенностью модуля ИТС является алгоритм расчета приоритетности, который после оценки параметров ранжирует оборудование по его состоянию, и определяет, какие работы необходимо провести прямо сейчас, а какие можно перенести по срокам без риска простоя. Алгоритм помимо дефектов учитывает последствия отказа оборудования как для отдельного подразделения, так и для всего предприятия в целом и способен провести оценку экономической целесообразности вариантов дальнейшего использования единицы оборудования или ее замены.

4.4 Влияние отказов оборудования на недоотпуск электроэнергии

Мониторинг за техническим состоянием электрооборудования системы электроснабжения монопотребителя имеет смысл проводить до границы начала распределительной сети 0,4 кВ. Условное разделение показана на схеме монопотребителя на рисунке 4.3

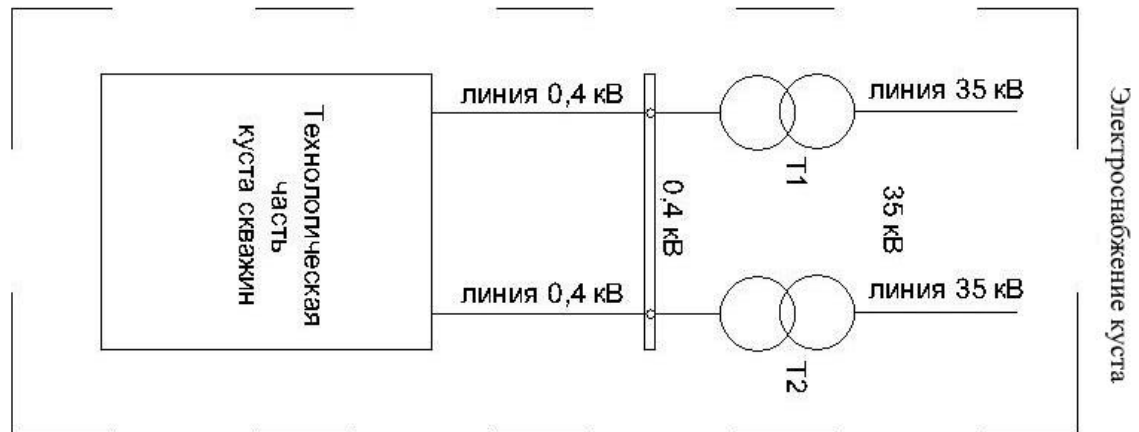


Рисунок 4.3 – Условная схема монопотребителя

Мониторинг за сетями электроснабжения низкого напряжения (0,4 кВ) часто нецелесообразен из-за их большой протяженности и разветвленности, что делает процесс дорогостоящим и технически сложным. Также низкий уровень напряжения не связан с такими значительными ущербами, как в более высоковольтных сетях, что снижает потенциальную экономическую выгоду от мониторинга. Проблемы в сетях низкого напряжения обычно не приводят к значительным потерям энергии или значимым экономическим убыткам, по сравнению с высоковольтными сетями и трансформаторами, где потери энергии и последствия отказов более критичны. Мониторинг требует значительных инвестиций в оборудование (датчики, системы связи) и их обслуживание. В случае сетей низкого напряжения эти затраты могут значительно превышать выгоды от предотвращенных потерь или аварий.

Сети среднего (6-35 кВ) и высокого напряжения (110 кВ и выше) нуждаются в мониторинге больше, так как проблемы в этих сетях могут приводить к значительным экономическим потерям и длительным перерывам в электроснабжении при отказах в системе электроснабжения. Трансформаторы являются ключевыми элементами в данных системах, и их отказ может привести к значительным сбоям в подаче электроэнергии.

Риск нарушения электроснабжения следует определять как математическое ожидание ущерба от аварийных потерь добычи нефти и рассчитывается по формуле (4.5):

$$M(Y) = P_{\text{нагр}} \times T_{\text{в}} \times D \times Q \times c \quad (4.5)$$

где c – удельная стоимость потерь, руб/тонн; Q – вероятность отказа схемы электроснабжения.

При нарушениях работы технологического оборудования монопотребителя возникает ущерб из-за простоя данного оборудования. Время простоя может измеряться в часах, сменах или днях в зависимости от ситуации. Это продолжительность времени $T_{\text{в}}$, в течение которого оборудование было неработоспособно и не могло выполнять свою производственную функцию. Неработоспособная установка не потребляет электроэнергию, что равноценно тому, как если бы простой произошел по причине нарушения электроснабжения. Тогда стоимость недоотпуска электроэнергии для одной скважины будет определяться её производительностью $D_{\text{СКВ}}$, тонна/кВт×ч, установленной мощностью данной установки $P_{\text{СКВ}}$, кВт и временем простоя скважины.

Значительная часть ущербов объектов нефтедобычи от нарушения электроснабжения заключается в технологических потерях нефти из-за простоя добывающего оборудования. Во время ремонтного периода скважина не функционирует. Для оценки времени эксплуатации действующих добывающих скважин применяется количественный показатель – коэффициент эксплуатации скважин:

$$K_{\text{э}} = \frac{T_{\text{экс.с}}}{T_{\text{экс.ф}}}, \quad (4.6)$$

где $T_{\text{экс.с}}$ – фактическое время эксплуатации скважин, ч; $T_{\text{экс.ф}}$ – время эксплуатации фонда скважин, ч.

В практике работы скважин коэффициент эксплуатации для всего фонда никогда не достигает единицы и в среднем на предприятиях принимает значения от 0,94 до 0,98. Данный показатель может быть рассчитан отдельно для каждой скважины, при этом в одном или нескольких месяцах показатель может быть равен единице.

Применяя коэффициент эксплуатации рассчитывается продолжительность рабочего времени за год для отдельной скважины:

$$T_p = \sum_{i=1}^n K_{эi} \times t_i, \quad (4.7)$$

где n – рассматриваемый период времени, месяц;

$K_{эi}$ – коэффициент эксплуатации скважины в i – ый месяц;

t_i – число часов (или дней) в i – ом месяце.

Применяя выражение (4.7) в среднем можно рассчитать число часов простоя (ремонтных работ) скважин:

$$T_b = 8760 - \sum_{i=1}^n K_{эi} \times t_i \quad (4.8)$$

Приняв значение коэффициента эксплуатации скважины равное 0,96 и используя выражение (4.8) рассчитывается среднее время простоя (восстановления) скважины на годовом интервале:

$$T_b = 8760 - 0,96 \times 8760 = 350,4 \text{ ч}$$

Математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии на годовом интервале времени в общем случае следует рассчитывать с помощью предложенного авторами [1] выражения (4.5):

$$M(Y) = \bar{P}_{\text{нагр}} \times T_b \times \bar{D}_{\text{скв}} \times Q \times c \quad (4.9)$$

где $\bar{P}_{\text{нагр}}$ – осредненное на годовом интервале значение активной мощности потребителя, кВт;

T_b – время восстановления добычи, ч;

$\bar{D}_{\text{СКВ}}$ – осредненное на годовом интервале значение производительности скважины, тонна/кВт×ч;

Q – вероятность нарушения электроснабжения рассматриваемого потребителя;

c – удельная стоимость потерь добычи нефти, рубль/тонна.

Вероятность отказа рассчитывается по формуле 4.10, предложенной авторами [1].

$$Q = 1 - e^{-\omega T} \times J \quad (4.10)$$

Отдельное внимание следует уделить показателю производительности скважины D . Под производительностью понимается суммарный объем жидкости, который выдает скважина за сутки. Жидкость состоит из воды и нефти, объем воды в скважной жидкости выражается коэффициентом обводненности.

$$D_{\text{СКВ.Ф}} = \bar{D}_{\text{СКВ}} \times (1 - K_{\text{обв}}) \quad (4.11)$$

Обводненность скважин — это процесс увеличения количества воды в смеси, добываемой из нефтяной скважины, по сравнению с количеством нефти. В начале разработки месторождений добыча нефти идет практически без воды, но со временем обводненность возрастает по разным причинам. Вода всегда присутствует в недрах рядом с нефтью, обычно в нижних слоях залежей, но по мере выработки нефтяного пласта она начинает попадать в добываемую продукцию. Это неизбежное явление в процессе разработки месторождений.

К сожалению, по данным на 2020 год, средняя обводненность на основных месторождениях России составляет не менее 85%, а массовое соотношение добытой нефти и попутной воды приближается к значению 1:7. Расчет удельной стоимости потерь может быть рассчитан с помощью отчетов МИНФИНа России.

В качестве примера расчета ущерба от недоотпуска электроэнергии приводится куст скважин №204 ТПП «Когалымнефтегаз». Мощность приводов каждой скважины приводится в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Подключение оборудования к КТП

Номер скважины	Тип насоса	Мощность привода, кВт	Подключение
1	ЭЦН	32	T1

Продолжение таблицы 4.3

2	ЭЦН	32	T1
3	ЭЦН	63	T1
4	ЭЦН	63	T1
5	ЭЦН	63	T1
6	ЭЦН	63	T1
7	ЭЦН	63	T1
8	ЭЦН	45	T1
9	ЭЦН	45	T1
10	ЭЦН	45	T2
11	ЭЦН	45	T2
12	ЭЦН	45	T2
13	ШГНУ	15	T2
14	ШГНУ	15	T2
15	ШГНУ	15	T2
Сумма		649	

Если рассматривается отдельная скважина, например №1 из приведенного в таблице 4.3 перечня, то расчет ущерба производится с помощью выражения 4.5, считая что скважина низкодебитовая имеет производительность 36 м³ и обладает обводненностью 85%:

$$M(Y) = 32 \times 350,4 \times 0,19 \times 0,84 \times 51122 = 91,5 \text{ млн. руб}$$

Если рассмотреть весь куст при значении вероятности нарушения его электроснабжения равном 0,04, то величина ущерба составит 1678 млн.руб.

Для более полной и достоверной оценки ущербов требуется информация о регулярном мониторинге состояния техническим систем монопотребителей.

Наиболее тяжелый ущерб возникает при нарушении электроснабжения всего куста скважин из-за потери большего дебита нефти несмотря на более короткие сроки восстановления питания. Отключение сразу нескольких скважин является событием маловероятным.

4.5 Оценка ущерба от недоотпуска электроэнергии по причине нарушения электроснабжения

Цена нефти определяется соотношением между спросом и предложением на мировом рынке нефти. На спрос и предложение влияет множество факторов. Основными продавцами на рынке нефти являются нефтедобывающие компании.

На мировом рынке нефти к качеству основной единицы измерения объема нефти используется американский нефтяной баррель. Баррель равен 42 галлонам или 158,988 литрам. Цена устанавливается в долларах за баррель нефти. На внутрироссийском рынке нефть принято продавать в тоннах.

Для расчета удельной стоимости потерь необходимо знать текущий курс доллара $\$_{\text{тек}}$ и цену за баррель нефти $C_{\text{неф}}$. Баррель российского сорта нефти *Urals* равен 137,3 кг или 0,1373 тонн. Удельная стоимость потерь рассчитывается по формуле 0.

$$c = \frac{\$_{\text{тек}} \times C_{\text{неф}}}{0,1373}, \text{руб/тонн} \quad (4.12)$$

где $\$_{\text{тек}}$ – текущий курс доллара, руб; $C_{\text{неф}}$ – стоимость нефти, \$/баррель.

Для расчетов ущерба будет рассмотрено два вида аварий, связанных с технологической особенностью нефтедобычи. В первом случае объектом электроснабжения будет являться технологический потребитель дожимной насосной станции с устройством предварительного сброса пластовой воды (ДНС с УПСВ). Во втором случае система электроснабжения обеспечивает питание потребителей кустовой площадки нефтяных скважин. Данные потребители обладают высоким дебитом добычи нефти и снабжены резервными автономными источниками питания – дизельными электростанциями (ДЭС). Время запуска, синхронизации и набора мощности составляет около минуты и является временем восстановления $T_{\text{в}}$ электроснабжения. Для первого случая время восстановления принимается равным значению, полученному при обработке статистической информации об отказах.

Вследствие отсутствия информации об удельной производительности нефтедобычи будут рассмотрены два граничных значения. Для аварий с

потребителем кустовой площадки нефтяных скважин $D = 10$ тонн/кВт×ч. Для аварий с дожимной насосной станцией $D = 0,01$ тонн / кВт×ч.

Активная мощность нагрузки определяется по мощности трансформаторов. Средний коэффициент мощности равен 0,9. Расчет нагрузки осуществляется по формуле 4.13.

$$P_{\text{нагр}} = S_{\text{тр}} \times \cos\varphi \quad (4.13)$$

где $S_{\text{тр}}$ – полная мощность трансформатора, кВА; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

Для расчетов принят курс доллара, официально установленный Центральным Банком России на 20 апреля 2024 года, равный $\$_{\text{тек}} = 79,03$ руб. Цена нефти на мировом рынке на 20 апреля 2024 года равна $C_{\text{неф}} = 108,34$ дол/б.

Рассчитывается удельная стоимость потерь от недоотпуска электрической энергии вследствие нарушения электроснабжения:

$$c = \frac{\$_{\text{тек}} \times C_{\text{неф}}}{0,1373} = \frac{79,03 \times 108,34}{0,1373} = 62360,60 \frac{\text{руб}}{\text{тонн}}$$

Производится расчет ущерба от нарушения электроснабжения потребителя №113Д без учета технического состояния электрооборудования.

Активная мощность нагрузки составит:

$$P_{\text{нагр}} = S_{\text{тр}} \times \cos\varphi = 2500 \times 0,9 = 2250 \text{ кВт.}$$

Производится расчет ущерба от нарушения электроснабжения потребителя скважины №113Д. Математическое ожидание ущерба при малом дебите нефтяных скважин составит:

$$\begin{aligned} M(Y)_{113Д(min)}^{\text{ИТС}} &= P_{\text{нагр}} \times T_{\text{в}} \times D \times c \times \omega_{\text{ИТС}} = \\ &= 2250 \times 1,97 \times 0,01 \times 62360,60 \times 0,139479 = 385538,57 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Математическое ожидание ущерба при большом дебите нефтяных скважин составит:

$$\begin{aligned} M(Y)_{113Д(max)}^{\text{ИТС}} &= P_{\text{нагр}} \times T_{\text{в}} \times D \times c \times \omega_{\text{ИТС}} = \\ &= 2250 \times 0,015 \times 10 \times 62360,60 \times 0,139479 = 2935573 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4.6 Модель оценки ущерба для куста скважин от нарушения технологического оборудования

При отсутствии информации по отказам скважного оборудования на кустах нефтедобывающих предприятий расчет ущербов может быть произведен при для простейшего случая при известной мощности трансформаторов, установленных на питающей подстанции. При этом должны быть сделаны следующие допущения:

1. Все оборудование идентично для каждой скважины;
2. Количество скважин определяется мощностью подстанции;
3. Принимается расчетная ступень мощности скважины, равная минимальной мощности оборудования, установленного на рассматриваемом кусте скважин.

Каждая скважина на нефтедобывающем кусте является самостоятельной независимой единицей оборудования. Следовательно, работа каждой скважины не влияет на работу соседних. При создании математической модели этот факт может говорить о независимости событий на рассматриваемых скважинах. Рассматривая несколько скважин, каждая будет рассмотрена отдельно от других. Это означает, что результат ожидаемого события (отказ) не зависит от возникновения или отсутствия отказа на ранее рассмотренных скважинах.

Моделируя события (отказы) предполагается, что есть только два исхода: успех (событие произошло – отказ оборудования скважины) или неудача (событие не произошло – отказ не случился, оборудование продолжает функционировать).

Если статистически известна вероятность отказа, то данное значение может быть применено в математической модели, основанной на формуле Бернулли.

Применяя формулу Бернулли (4.13) может быть определена вероятность отказа m оборудования скважины в зависимости от общего количества n скважин. Ожидаемое событие – это отказ оборудование, поэтому вероятность наступления данного события обозначено как q .

$$Q = \frac{n!}{m!(n-m)!} q^m p^{n-m} \quad (4.13)$$

Для месторождения алгоритм расчета следующий:

1. Принимается значение отказа одной из скважин (q) рассчитанной статистически (статистика по отказам оборудования месторождения);
2. Принимается расчетная ступень мощности скважины $P_{\text{нагр}}$ (в зависимости от мощности подстанции);
3. Рассчитывается условное количество скважин на кусте месторождения;
4. Применяя формулу Бернулли, производится расчет вероятности одновременного отказа (Q) m скважин на месторождении.
5. Применяя значения производительности скважин, значения принятых ступеней мощности и времени восстановления, рассчитывается математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии для m скважин из n .

Тогда математическая модель расчета ущерба от недоотпуска электроэнергии для m вышедших из строя скважин из общего количества n скважин куста при известной (определенной статистически) вероятности отказа однотипной скважины q примет следующий вид (4.14):

$$M(Y) = m \times P_{\text{ст.нагр}} \times T_{\text{в}} \times D \times c \times \left(\frac{n!}{m!(n-m)!} q^m p^{n-m} \right) \quad (4.14)$$

Следует отметить, что при одновременном отказе нескольких скважин, считается одновременное их восстановление по времени. Если количество свободных ремонтных бригад меньше количества одновременно отказавших скважин $b < m$, тогда математическое ожидание ущерба возрастет.

Допустим на объекте несколько свободных ремонтных бригад, но их количество меньше одновременно вышедших из строя единичных скважин. Тогда процесс ремонта следует разбить на несколько «волн» (4.15):

$$k = \frac{m}{b} \quad (4.15)$$

где b – количество свободных бригад в момент выхода из строя единичных скважин; k – количество «волн» необходимых для полного восстановления всех единичных скважин.

Коэффициент оставшихся единичных скважин по выражению (4.16):

$$a = m - b(k - 1) \quad (4.16)$$

При этом $1 \leq a \leq b$.

Тогда с учетом (4.14) математическая модель принимает вид (4.17):

$$M(Y) = \left(b \frac{(k-1)k}{2} + ak \right) \times P_{\text{ст.нагр}} \times T_{\text{в}} \times D \times c \times \\ \times \left(\frac{n!}{m!(n-m)!} q^m p^{n-m} \right) \quad (4.17)$$

В качестве примера рассмотрим монопотребитель №113Д Салымского месторождения. Мощность подстанции $P_{\text{ст.нагр}} = 2250$ кВт. Тогда принимаем мощность единичной скважины $P_{\text{скв}} = 50$ кВт. Количество скважин в кусте:

$$N_{\Sigma \text{скв}} = \frac{P_{\text{ст.нагр}}}{P_{\text{скв}}} = \frac{2250}{50} = 45 \text{ скв.}$$

Рассмотрим ситуацию при одновременном выходе из строя 5 скважин, при этом на восстановление работы скважин может быть отправлено 2 ремонтные бригады. Тогда:

$$M(Y) = \left(2 \frac{(3-1)3}{2} + (5 - 2(3-1))3 \right) \times 250 \times 2 \times 0,01 \times \\ 62360,60 \times \left(\frac{45!}{5!(45-5)!} q^5 p^{45-5} \right) = 561245,40 \text{ руб.}$$

При отсутствии свободных ремонтных бригад продолжительность восстановления электроснабжения увеличивается, поскольку имеющиеся бригады уже задействованы в устранении других отказов. В результате возрастает время простоя технологического оборудования, что приводит к увеличению ущерба от недоотпуска электроэнергии и недополученной продукции.

Скорость работы ремонтных бригад определяется удаленностью места отказа, доступностью объекта, сложностью повреждения, наличием запасных частей и специализированной техники, квалификацией персонала, а также текущей загрузкой ремонтных ресурсов. При возникновении нескольких отказов одновременно скорость восстановления снижается, поскольку часть бригад уже задействована в устранении ранее возникших повреждений.

Накопленный ущерб за время восстановления представлен на рисунке 4.4.

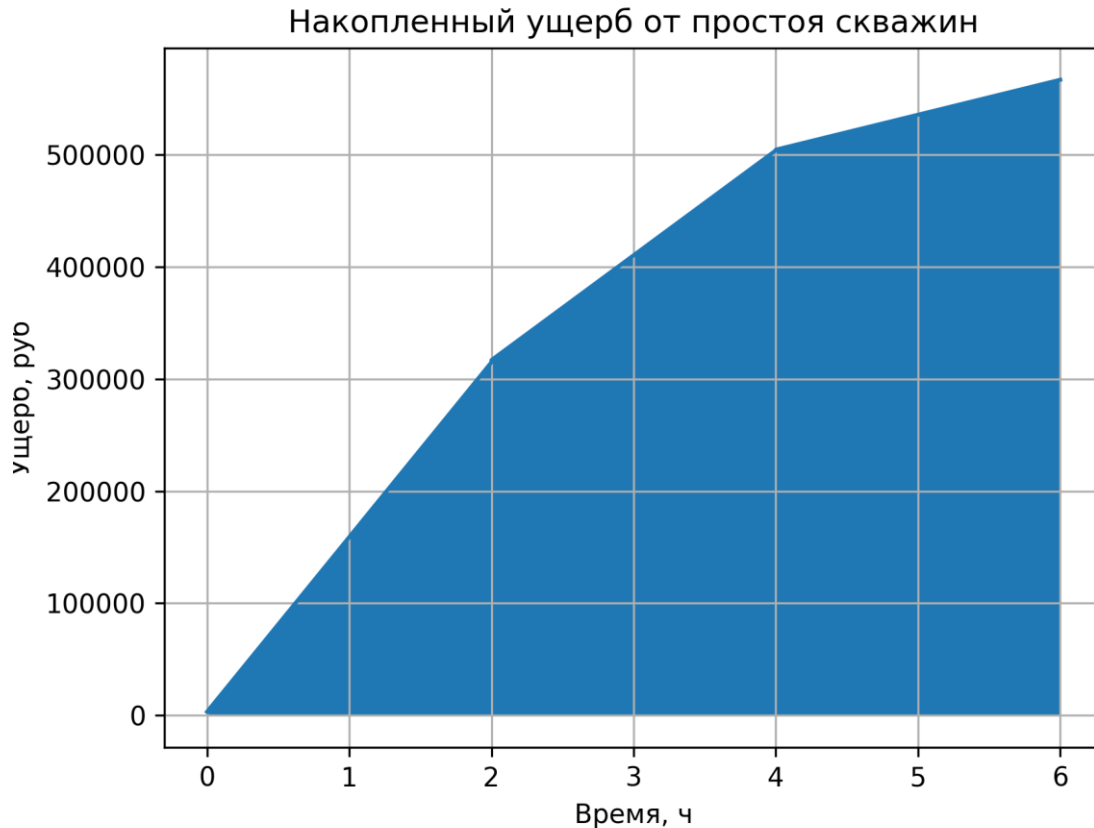


Рисунок 4.4 – Накопленный ущерб за время восстановления куста скважин

Также за время ремонта скважин росло количество недоотпущенной электроэнергии, которая могла быть использована для производства продукта. Аналогичный характер имеет зависимость объема недоотпущенной электроэнергии от доступности ремонтных бригад. При отсутствии свободных бригад увеличивается продолжительность восстановления электроснабжения, поскольку ремонтные ресурсы заняты устранением других отказов, что приводит к росту суммарного объема недоотпущенной электроэнергии.

График недоотпущенной электроэнергии имеет практически ту же форму, что и график ущерба, поскольку оба показателя напрямую зависят от продолжительности перерыва электроснабжения и количества отключенного технологического оборудования.

Количество недоотпущенной электроэнергии представлено на рисунке 4.5.

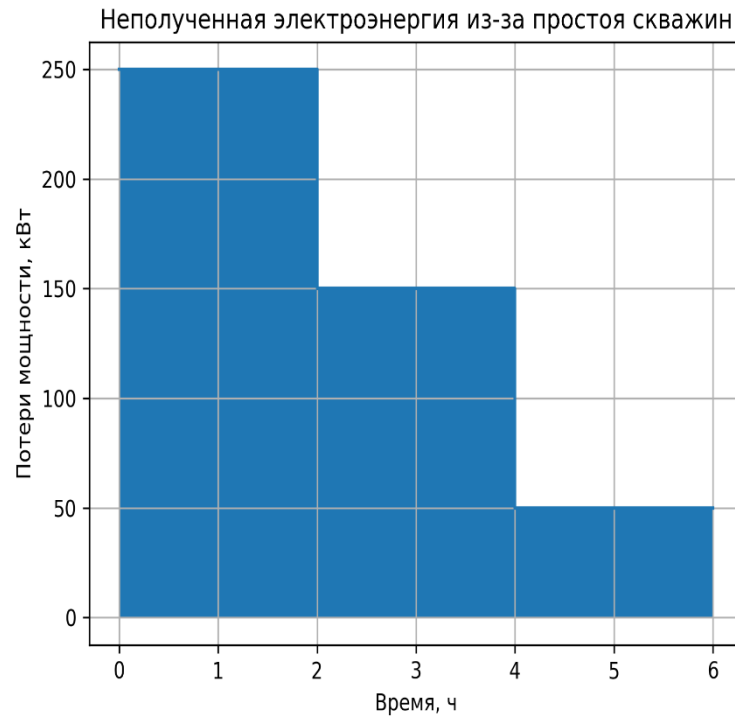


Рисунок 4.5– Количество недоотпущенной электроэнергии за время восстановления куста скважин

Визуально изменение вероятностей безотказной работы и вероятной отказа оборудования, установленного на кустах скважин, показано на рис. 4.7. Изменение математического ожидания в зависимости от отказавших скважин показано на рисунке 4.6.

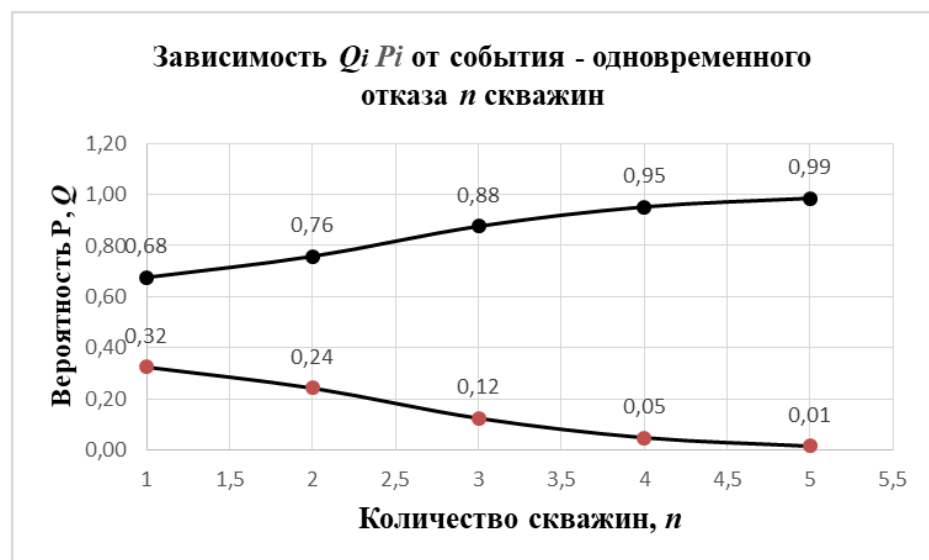


Рисунок 4.6 – Изменение вероятностей P и Q в зависимости от n скважин

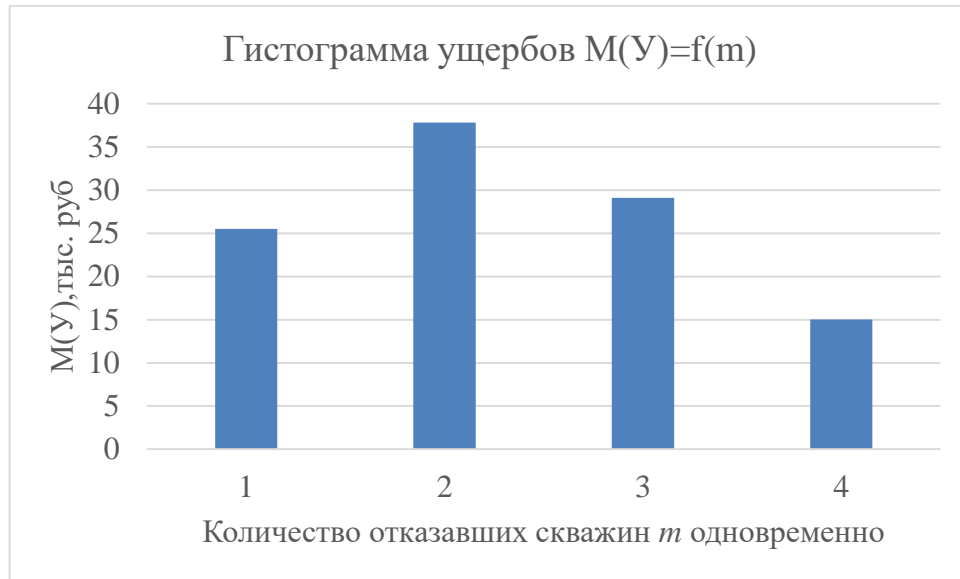


Рисунок 4.7 – Изменение $M(Y)$ в зависимости от m отказавших скважин

Результат расчета для Салымского месторождения приведен в Приложении Б. В следствие технологических особенностей потребитель №1 не должен учитываться при принятии решения о выводе оборудования в ремонт.

4.7 Алгоритм поддержки принятия решения

Первым этапом в алгоритме поддержке принятия решения является сбор данных о текущем состоянии оборудования. Цель данного этапа - получить информацию от источников мониторинга о параметрах оборудования. Параллельно собирается статистическая информация об отказах электрооборудования, проводится обработка, рассчитываются основные показатели надежности системы – параметр потока отказов и среднее время восстановления.

Определяются ключевые показатели, требующие контроля, для каждого элемента системы электроснабжения (набор параметров). В качестве элементов для контроля могут применяться узлы и детали оборудования. На воздушных линиях электропередачи контролируемые деталями могут быть провода, стойки, траверсы и т.д [142].

При необходимости может быть проведен анализ данных на отклонение от нормы - сравнение полученных данных с установленными заранее допустимыми

значениями (нормативами по предприятию). Выделяются параметры, которые выходят за допустимые границы. Классифицируется степень отклонения на критическое и некритическое. Выводится информационное сообщение о критической степени отклонения от заданных нормативных значениях текущего технического состояния.

Проводится анализ степени влияния выявленных отклонений на надежность системы электроснабжения. На данном этапе применяются рассчитанные ранее значения основных показателей надежности для рассматриваемой системы электроснабжения и значения ИТС параметров, за которыми осуществляется мониторинг. При сложной системе состава единицы электрооборудования производится расчет ИТС основных узлов и на основе полученных значений производится расчет ИТС единицы электрооборудования. С учетом топологии системы электроснабжения, основных показателей надежности производится расчет схемной надежности. В итоге производится расчет надежности системы с учетом схемной надежности и показателем ИТС.

Далее производится оценка риска и прогнозирование состояния. В качестве риска принимается значение возможного ущерба от недоотпуска электроэнергии вследствие нарушения электроснабжения. В зависимости от производительности потребителя (выпуск объема продукции за единицу времени) и времени восстановления электроснабжения ущерб может меняться. Производится ранжирование значений риска по его величине. Производится анализ, может ли оборудование продолжить работу без сбоев или требуется вывод из эксплуатации.

Далее осуществляется поддержка принятия решения о выводе оборудования в ремонт. Если отклонения критические (значение риска высокое), предлагается немедленно инициировать процесс вывода оборудования из эксплуатации для предотвращения аварии. Если отклонения некритические, оценить возможность проведения ремонтных работ без полного отключения, произвести корректировки в графике ТОиР. Рассмотреть возможность частичного вывода или переноса нагрузки на резервные линии, если оборудование критически важно для потребителя.

Производится проверка состояния после восстановления. По завершении работ проводится тестирование (повторный мониторинг) на проверку работоспособности оборудования. Проводится проверка всех параметров для подтверждения исправности, пересчитываются значения ИТС электрооборудования. С учетом новых значений цикл начинается заново.

4.8 Программная реализация комплекса по поддержке принятия решения

Разработанный программно-вычислительный комплекс поддержки принятия решений, предназначенный для обоснования вывода электрооборудования СЭС в ремонт. Комплекс реализует РОП к управлению техническим состоянием элементов электроэнергетической системы на основе интеграции расчетов надежности, анализа технического состояния и оценки последствий отказов.

Функциональная структура программного продукта включает несколько расчетных модулей, реализованных в виде самостоятельных блоков пользовательского интерфейса:

1. Модуль расчета схемной надежности, обеспечивающий оценку показателей надежности системы электроснабжения как с учетом ограничений по пропускной способности элементов, так и без их учета. Это позволяет анализировать влияние топологии сети и режимных ограничений на схемную надежность.

2. Модуль моделирования данных мониторинга технического состояния электрооборудования, реализующий обработку и формирование диагностических параметров, характеризующих уровень износа оборудования.

3. Модуль количественной оценки риска, в рамках которого риск определяется как тяжесть последствий для СЭС от отказа оборудования. При этом вероятность отказа формируется на основе показателей надежности и данных мониторинга технического состояния.

4. Модуль ранжирования элементов системы по уровню риска, позволяющий идентифицировать наиболее критичные элементы и формировать обоснованные приоритеты корректирующих воздействий на оборудование.

Пользовательский интерфейс блока поддержки принятия решений приводится на рисунке 4.8.

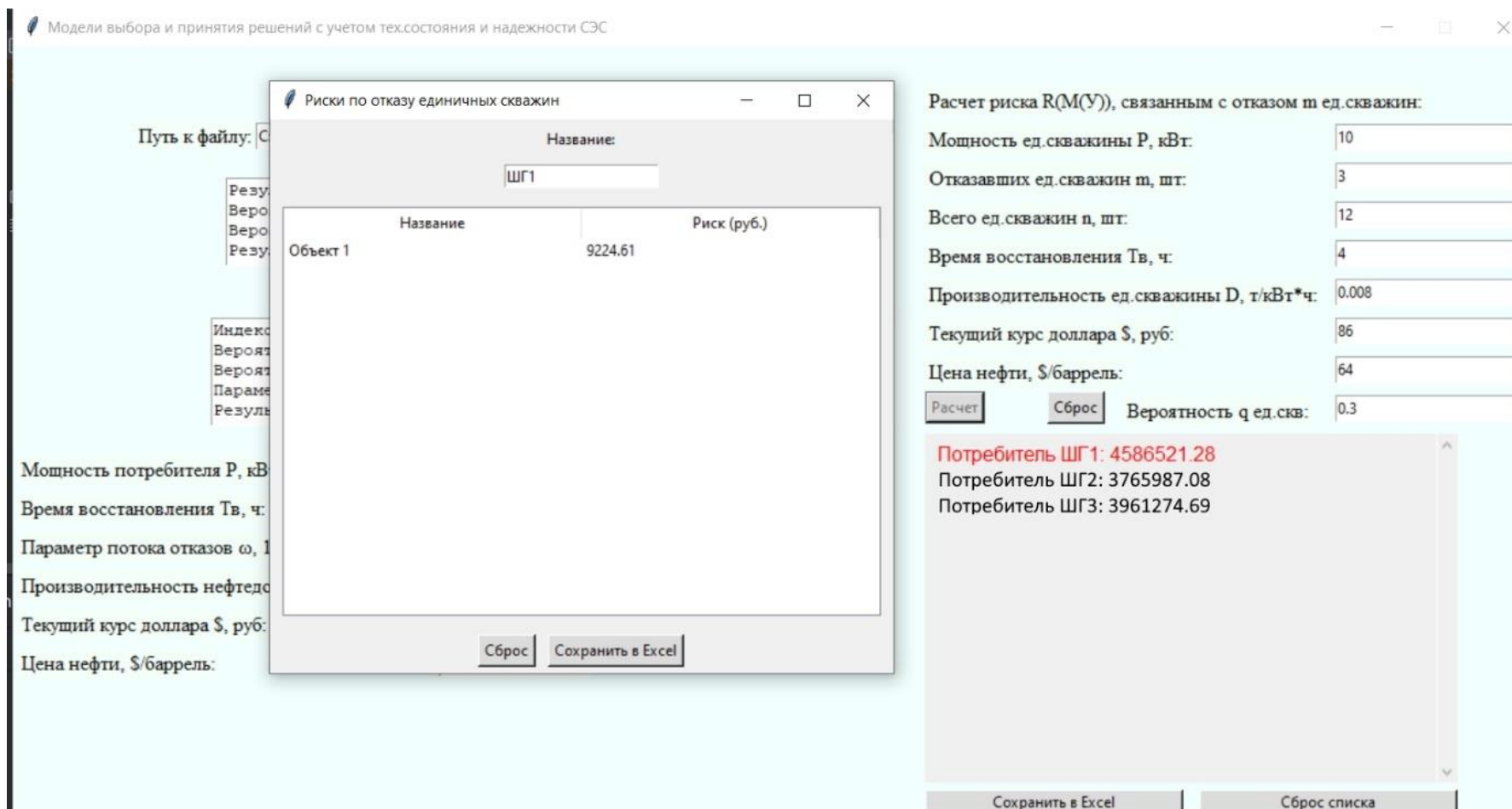


Рисунок 4.8 – Интерфейс блока поддержки принятия решений

Таким образом, разработанный вычислительный комплекс обеспечивает комплексную оценку технического состояния и надежности системы электроснабжения и формирует аналитически обоснованные рекомендации по выводу электрооборудования в ремонт. Программа может быть использована в качестве инструмента поддержки принятия решений в рамках реализации риск-ориентированного подхода к управлению эксплуатацией объектов электроэнергетики.

Предложенный риск-ориентированный алгоритм может использоваться эксплуатационными службами при формировании планов ремонта электрооборудования СЭС. Его применение позволяет учитывать не только показатели надежности элементов системы, но и данные мониторинга их текущего технического состояния, а также возможный ущерб от нарушения электроснабжения потребителей нефтяного месторождения.

Выводы по главе 4

1. Для получения точной оценки ущерба от недоотпуска электроэнергии необходимо учитывать особенности технологических процессов потребителя электроэнергии. Оценка ущербов зависит от уникальных факторов, характерных для конкретного предприятия и отрасли, в данном случае разработка универсального метода оценки становится невозможной. Следовательно, для предприятий различных областей промышленности необходимо разрабатывать уникальные модели расчета ущерба, адаптированные под специфику их производства.

2. Мониторинг за техническим состоянием электрооборудования системы электроснабжения монопотребителя имеет смысл проводить до границы начала распределительной сети 0,4 кВ. Мониторинг текущего технического состояния сетей требует значительных затрат. В случае сетей низкого напряжения эти затраты могут значительно превышать выгоды от предотвращенных потерь или аварий. С целью расчета ущерба монопотребителя от недоотпуска электроэнергии мониторинг за техническим состоянием необходимо проводить для электрооборудования 35 кВ.

3. Предложено рассматривать риск как математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии. Простой технологического оборудования приводит к ущербу, связанному с ограничением выпуска продукции. Так как продукция не производится, предприятие теряет возможный доход от ее продажи. Возможный риск, связанный с отказом оборудования, может быть представлен ущербом от простоя производства вследствие нарушения электроснабжения.

4. При расчетах наибольший риск возникает при нарушении электроснабжения всего куста скважин из-за потери большего дебита нефти несмотря на более короткие сроки восстановления питания. Ущерб от отказа питающей подстанции значительно больше по сравнению с отказом отдельной скважины. Нарушение электроснабжения приводит к разным размерам ущерба в зависимости от производительности потребителя и времени восстановления электроснабжения. Монопотребитель с малой производительностью и большим временем восстановления электроснабжения имеет наименьший риск, монопотребитель с сравнительно большой производительностью и меньшим временем восстановления электроснабжения имеет больший риск.

5. Предложена математическая модель расчета ущерба от недоотпуска электроэнергии, основанная на формуле Бернулли, для несколько вышедших из строя скважин из общего количества скважин куста при известной (определенной статистически) вероятности отказа однотипной скважины. При росте числа одновременно отказавших скважин вероятность одновременного отказа снижается. Однако математическое ожидание ущерба максимально при двух отказавших скважинах для месторождения. При рассмотрении большего количества скважин риск экспоненциально снижается.

6. Разработан алгоритм поддержки принятия решения по выводу электрооборудования в ремонт. На основе алгоритма был создан программно-вычислительный комплекс поддержки принятия решения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведенный анализ 72 схем электроснабжения месторождений выявил 11 типовых схем, которые были использованы для расчетов оперативной надежности системы электроснабжения.

2. На основе обработки многолетней статистической информации были получены достоверные показатели надежности (параметр потока отказов и время восстановления) основных элементов системы электроснабжения реального месторождения, которые использовались в расчетах для оценки оперативной надежности СЭС.

3. На основе анализа существующих методов оценки надежности СЭС установлено, что использование основных показателей надежности без учета текущего технического состояния электрооборудования приводит к завышенной оценке надежности. Для корректного решения предложен способ учета технического состояния элементов СЭС на основе индекса технического состояния, позволяющего корректировать параметры надежности оборудования. На примере СЭС конкретного месторождения показано, что учет текущего технического состояния приводит к снижению вероятности безотказной работы. Наибольшее снижение вероятности безотказной работы – 17% произошло на кусте №356 по сравнению с расчетом без учета текущего технического состояния.

4. Разработаны математические модели мониторинга технического состояния и расчета схемной надежности СЭС, основанные на совместном учете структурной надежности и текущего технического состояния элементов. Для моделирования изменения технического состояния деталей оборудования применен метод статистических испытаний, что позволило получить вероятностные оценки состояния элементов СЭС на рассматриваемый момент времени. Проверка гипотезы по критерию χ^2 – Пирсона для всех кустов месторождения показала, что случайные изменения значения ИТС электрооборудования подчиняется нормальному закону распределения. Полученные результаты согласуются с положениями центральной предельной

теоремы, что подтверждает корректность применения метода статистических испытаний при моделировании технического состояния элементов СЭС.

5. Предложен способ оценки риска нарушения электроснабжения потребителей с доминирующим технологическим процессом, при котором риск определяется как математическое ожидание ущерба от недоотпуска продукции вследствие нарушения электроснабжения с учетом вероятности отказов и технического состояния элементов СЭС. Для исследуемого объекта установлено, что нарушение электроснабжения приводит к недоотпуску продукции, который может быть выражен ущербом. Полученные значения риска позволили сформировать ранжированный ряд рисков. Наибольший риск возникает на кусте №449 и составляет 231675 тыс.руб, что больше в 16,8 раза, чем на кусте №112 с наименьшим риском 13831 тыс.руб.

6. Разработан алгоритм поддержки принятия решений о выводе электрооборудования СЭС в ремонт, обеспечивающий ранжирование элементов системы по уровню риска и формирование приоритетной программы ТОиР с учетом ограниченных финансовых ресурсов. На основе предложенных моделей создан программный комплекс, реализующий расчет надежности, моделирование технического состояния и оценку риска от нарушения электроснабжения. На отдельные модули получены свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ. Апробация выполнена на электрических сетях Салымской группы нефтяных месторождений, с получением результатов автоматизированного расчета надежности, моделирования текущего технического состояния элементов СЭС и оценок рисков по каждому рассматриваемому кусту месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горшунов А. А. Моделирование технического состояния оборудования систем электроснабжения монопотребителей с учетом схемной надежности / Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунов, Д. А. Меняйкин // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2022. – Т. 18, № 3 (69). – С. 3–14.
2. Горшунов А. А. Разработка моделей технического состояния электрооборудования для расчетов надежности систем электроснабжения / Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунов. // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. – 2024. – № 4 (103). – С. 49–58.
3. Горшунов А. А. Моделирование технического состояния электрооборудования систем электроснабжения объектов нефтедобывающих предприятий с различными схемами питания / Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунов. // Известия Транссиба. - 2023. – № 3 (55). – С. 120–130.
4. Горшунов А. А. Модели текущего технического состояния электрооборудования для расчета надежности систем электроснабжения монопотребителей в рамках риск-ориентированного подхода / Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунов // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ.– 2025. – Т. 68, № 1. – С. 17–34.
5. Горшунов А. А. Разработка и исследование моделей оценки текущего технического состояния электрооборудования систем электроснабжения на основе рискориентированного подхода / Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунов. // Вести высших учебных заведений Черноземья. - 2024. – Т. 20, № 1. – С. 3–17.
6. Секретарев Ю. А. Сравнительный анализ значений удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии, полученных различными исследователями / Ю. А. Секретарев, Б. Н. Мошкин, А. А. Горшунов, Д. А. Меняйкин // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. 2026. № 1(112). С. 9–16.
7. Секретарев Ю. А. Модель корректирующих воздействий технического обслуживания и ремонтов на восстановительный процесс в системах

электроснабжения / Ю. А. Секретарев, Д. А. Меняйкин, А. А. Горшунов // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. 2025. № 4(110). С. 18–26.

8. Свидетельство № RU 2022618655. Расчет надежности системы электроснабжения нефтяного промысла в рамках риск-ориентированного подхода / Ю.А. Секретарев, А.А. Горшунов // зарегистр. 13.05.2022. 1 с.

9. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Проект [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1920>

10. Грабчак Е. П. Импортозамещение – драйвер развития или вынужденная мера / Е. П. Грабчак, Е. А. Медведева, К. П. Голованов // Энергетическая политика. 2016. № 3. С. 74–85.

11. Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016–2020 гг. с перспективой до 2025 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/innovation_program.pdf

12. Долгосрочная программа развития ПАО «Россети» на период 2020–2024 годов с перспективой до 2030 года. Утверждена Советом директоров ПАО «Россети», протокол от 30.12.2020 № 526. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ar23.rosseti.ru/ru/strategic-report/strategic-development/long-term-development-programme>

13. Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1221 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности товаров, работ, услуг при осуществлении закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://base.garant.ru/12172703/>

14. Ветошкин А. Г. Техногенный риск и безопасность : учебное пособие / А. Г. Ветошкин, К. Р. Таранцева. — 2-е изд. — Москва: ИНФРА-М, 2024. — 198 с

15. Акимов В. А. Основы анализа и управления риском в природной и техногенной сфере: учебник / В. А. Акимов, В. В. Лесных, Н. И. Радаев. – Москва : ФИД "Деловой экспресс", 2004. – 352 с.

16. Чулков Н. А. Надежность технических систем и техногенный риск: учеб. пособие. 3-е изд. / Н. А. Чулков, А. Н. Деренок // Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 151 с.
17. Hartmann G. C., Myers M. B. Technical risk, product specifications, and market risk // In: Taking Technical Risks: How Innovators, Executives, and Investors Manage High-Tech Risks. 2003. P. 30–43.
18. Gitelman L. D., Kozhevnikov M. V., Chebotareva G. S. et al. Asset Management of energy company based on risk-oriented strategy // Energy Production and Management in the 21st Century IV. 2020. Vol. 246. P. 125-135.
19. Attanayake A. M. S. R. H., Ratnayake R. M. C. Time Series Forecasting Case Study on Risk-Based Asset Integrity Management for Low-Voltage Failures of Power Distribution Systems // Engineering Proceedings. 2023. Vol. 39, № 1. Art. 17. DOI: 10.3390/engproc2023039017.
20. Назарычев А. Н. Риск-ориентированное управление эксплуатацией электрооборудования с учетом его технического состояния / А. Н. Назарычев, А. А. Пугачев, Д. А. Андреев // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – № 6 (63). – С. 134-135.
21. Wahono T., Purniawan A., Mukhlash I., Putri E. R. M. Risk-based asset integrity management in the oil and gas industry from traditional to machine learning approaches: A systematic review // Results in Engineering. 2025. Vol. 28. Art. 107287. DOI: 10.1016/j.rineng.2025.107287.
22. Левин В. М. Риск-ориентированный подход к выбору стратегии управления производственными активами энергетической компании / В. М. Левин, Н. П. Гужов, Д. А. Боярова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2023. – Т. 25, № 6. – С. 29–42. – DOI: 10.30724/1998-9903-2023-25-6-29-42.
23. Лесных А. В., Лесных В. В. Оценка ущерба и регулирование ответственности за перерывы в электроснабжении: зарубежный опыт // Проблемы анализа риска. 2005. Т. 2. № 1. С. 33–49.

24. Монгусту Б. А. Обоснование критерия оценки надежности электроснабжения / Б. А. Монгусту // CyberLeninka: научная электронная библиотека. – 2015. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-kriteriya-otsenki-nadezhnosti-elektrosnabzheniya> (дата обращения: 24.05.2025).
25. ГОСТ 27.002–2015. Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения. М.: Стандартинформ, 2016.
26. IEEE Std 1366-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. – New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). 2012. 43 p. DOI: 10.1109/IEEESTD.2012.6209381.
27. Reliability Indices Measurement [Электронный ресурс]. – Brunei National Energy Research Institute (BNERI). – Режим доступа: <http://www.bneri.org.bn/Shared%20Documents/Reliability%20Indices%20Measurement.pdf> (дата обращения: 21.04.2024).
28. Методология «Подключение к системе электроснабжения» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.doingbusiness.org/Methodology/Getting-Electricity>
29. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. 200 с.
30. Гук Ю. Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. 224 с.
31. Гук, Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие для вузов / Ю. Б. Гук. – Ленинград: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.
32. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем: Часть первая, Теоретические основы: учеб. пособие / В. Г. Китушин. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. - 256 с.
33. Ковалев Г. Ф. Надежность систем электроэнергетики / Г. Ф. Ковалев, Л. М. Лебедева; отв. ред. Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. – 224 с.

34. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем : пер. с англ. / под ред. Ю. А. Фокина. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
35. Чукреев Ю. Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. 176 с.
36. Фокин Ю. А. Надежность и эффективность сетей электрических систем. М.: Высшая школа, 1989. 151 с.
37. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем: учеб. пособие для электроэнергетических спец. вузов. М.: Высшая школа, 1984. 256 с.
38. Секретарев Ю. А., Китушин В. Г. Методы анализа и управления режимами электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 2004.
39. Руденко Ю. Н., Сендеров С. М. Надежность и оптимизация режимов электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 2000.
40. Лукутин Б. В. Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей / Б. В. Лукутин, Р. А. Вайнштейн, Ю. В. Хрущев // Известия Томского политехнического университета. – 2003. – Т. 306, № 1. – С. 144–148.
41. Ковалев А. П. Оценка надежности систем электроснабжения промышленных предприятий с учетом трех видов отказов оборудования / А. П. Ковалев, В. И. Чурсинов, В. В. Якимишина, А. П. Солодухина // CyberLeninka : научная электронная библиотека. – 2005. – № 15. – С. 12–18. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-nadezhnosti-sistem-elektrosnabzheniya-promyshlennyh-predpriyatiy-s-uchetom-treh-vidov-otkazov-oborudovaniya> (дата обращения: 24.05.2023).
42. Петрова Р. М. Методы оценки надежности схем внутрицехового электроснабжения / Р. М. Петрова, Е. И. Грачева, S. Valtchev, Н. К. Мифтахова // Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. – 2023. – Т. 26, № 4. – С. 395–409. – DOI: 10.21443/1560-9278-2023-26-4-395-409.
43. Алексеев Д. Е. Надежность систем электроснабжения городских электрических сетей / Д. Е. Алексеев // CyberLeninka: научная электронная

библиотека. – 2011. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/nadezhnost-sistem-elektrosnabzheniya-gorodskih-elektricheskikh-setey> (дата обращения: 24.09.2024).

44. Ершов С. В. Построение математических моделей надежности системы электроснабжения предприятия / С. В. Ершов // CyberLeninka : научная электронная библиотека. – 2017. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/postroenie-matematicheskikh-modeley-nadezhnosti-sistemy-elektrosnabzheniya-predpriyatiya> (дата обращения: 24.08.2024).

45. Луковенко А. С. Методы расчета надежности системы электроснабжения / А. С. Луковенко, И. В. Зеньков // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2021. – Т. 25, № 1. – С. 57–65. – DOI: 10.21285/1814-3520-2021-1-57-65.

46. Байдюк М.А., Комарова Г.В. Оценка технического состояния и надежности электрических машин // Известия СПбГЭТУ ЛЭТИ. 2019. №3. С. 78-84.

47. Яхья А. А. Оценка эффективности мониторинга технического состояния трансформаторов на основе анализа растворенных газов / А. А. Яхья, В. М. Левин // Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии, 2020. 13(4). С. 438-448

48. Назарычев А. Н. Оценка технического состояния электрооборудования на основе расчетов интегральных показателей / А. Н. Назарычев, Э. В. Новомлинский, Д. А. Андреев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. - 2016. - № 67. - С. 171-179.

49. Sarantakos I., Greenwood D. M., Yi J., Blake S. R., Taylor P. C. A method to include component condition and substation reliability into distribution system reconfiguration // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2019. Vol. 109. P. 122–138. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.01.040.

50. Napoleone A., Roda I., Macchi M. The implications of condition monitoring on asset-related decision-making in the Italian power distribution sector // IFAC-PapersOnLine. 2016. Vol. 49, Iss. 28. P. 108–113. DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.11.019.

51. Левин В. М. Система информационно-аналитической поддержки принятия решений по эксплуатации силовых трансформаторов / В. М. Левин, А. А. Яхья // Главный энергетик. – 2019. – № 9. – С. 52–62.

52. Jiang Y., Zhang Z., McCalley J. D., Van Voorhis T. Risk-based maintenance optimization for transmission equipment // IEEE Transactions on Power Systems. 2006. Vol. 21, No. 3. P. 1191–1200. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.879257.

53. Секретарев Ю.А., Левин В.М. Выбор и принятия решений по управлению ремонтами энергооборудования в системах электроснабжения с монопотребителем // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. 2021. №2 (83). С. 17-25.

54. Левин В. М. Критерии принятия решений при выборе воздействий по техническому обслуживанию и ремонту электрооборудования / В. М. Левин, К. И. Сагалакова // Новое в российской электроэнергетике. – 2019. – № 2. – С. 30-39.

55. Воропай Н. И. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / Н. И. Воропай, С. В. Подковальников, В. В. Труфанов [и др.]; отв. ред. Н. И. Воропай. – Новосибирск : Наука, 2015. – 448 с.

56. Левин В. М. Ранжирование электросетевых объектов как инструмент выбора системы управления ремонтами / В. М. Левин, Н. П. Гужов // Надежность и безопасность энергетики. – 2024. – Т. 17, № 3. – С. 195–205. – DOI: 10.24223/1999-5555-2024-17-3-195-205.

57. ГОСТ 18322-2016. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения: утв. Приказом Росстандарта 28.03.2017 № 186-ст. – М., 2017. – 23 с.

58. Об утверждении методики оценки технического состояния основного техно-логического оборудования и линий элек-тропередачи электрических станций и электрических сетей [Электронный ресурс] : приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. № 676. – URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71679722/> (дата обращения: 5.09.2022)

59. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» : приказ Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013 : ред. от 19 декабря 2023 г. – Зарегистрировано в Минюсте России 26 марта 2018 г. № 50503. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_294177/ (дата обращения: 29.09.2025).

60. О внесении изменений в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденную приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676 : приказ Минэнерго России от 17 марта 2020 г. № 192. – Зарегистрировано в Минюсте России 18 мая 2020 г. № 58367. – URL: <https://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202005180047> (дата обращения: 29.09.2025).

61. Об утверждении Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики: приказ Минэнерго России от 14 мая 2019 г. № 465. – Зарегистрировано в Минюсте России 16 июля 2019 г. № 55283. – URL: <https://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201907170019> (дата обращения: 29.09.2025).

62. Смоловик С. В. Анализ технического состояния электрических сетей 0,38-110 кВ Российской Федерации / С. В. Смоловик, Ф. Х. Халилов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Выпуск 3 - №2, 2011 С. 24-29.

63. Назарычев А. Н. Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния / А. Н. Назарычев // Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново: ИГЭУ, 2002. – 168 с.

64. Назарычев А. Н. Основные принципы системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования по техническому состоянию //

Надежность либерализованных систем энергетики / под ред. Н. И. Воропая, А. Д. Тевяшева. – Новосибирск: Наука, 2004. – С. 173–189.

65. Сведения о техническом состоянии электрических сетей ПАО «Россети Сибирь» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. URL: <https://www.rosseti-sib.ru/potrebityam/territory/>

66. Шпиганович А. Н. Тепловизионный контроль электрооборудования промышленных предприятий / А. Н. Шпиганович, А. А. Шпиганович, А. Р. Петров, Е. И. Грачева // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2024. – Т. 26, № 2. – С. 68–77.

67. Shokrollahi A., Sangrody H., Motaleb M., Rezaeiahari M., Foruzan E., Hassanzadeh F. Reliability assessment of distribution system using fuzzy logic for modelling of transformer and line uncertainties // 2017 North American Power Symposium (NAPS). – Morgantown, WV, USA: IEEE, 2017. P. 1–6. DOI: 10.1109/NAPS.2017.8107257.

68. Baker E., Nese S. V., Dursun E. Hybrid Condition Monitoring System for Power Transformer Fault Diagnosis // Energies. 2023. Vol. 16, No. 3. Art. 1151. DOI: 10.3390/en16031151.

69. Xie B., Zhao D., Hong T. Transformer Monitoring and Protection in Dynamic Power Systems – A Review // Frontiers in Energy Research. 2020. Vol. 8. Art. 150. – DOI: 10.3389/fenrg.2020.00150.

70. Zhang D., Chu Z., Gui Q., Wu F., Yang H., Ma Y., Tao W. Transformer maintenance decision based on condition monitoring and fuzzy probability hybrid reliability assessment // IET Generation, Transmission & Distribution. 2023. Vol. 17, Iss. 4. P. 976–992. DOI: 10.1049/gtd2.12718.

71. Bajwa A., Tonoy A. A. R., Khan M. A. M. IoT-enabled condition monitoring in power transformers: A proposed model // Review of Applied Science and Technology. 2025. Vol. 4, No. 2. P. 118–144. DOI: 10.63125/3me7hy81.

72. Aizpurua J. I. Physics-Informed Machine Learning for Transformer Condition Monitoring – Part I: Basic Concepts, Neural Networks, and Variants // 2025

8th International Advanced Research Workshop on Transformers (ARWtr). Baiona, Spain : IEEE, 2025. DOI: 10.23919/ARWtr66130.2025.11261289.

73. Aizpurua J. I. Physics-Informed Machine Learning for Transformer Condition Monitoring – Part II: Physics-Informed Neural Networks and Uncertainty Quantification // 2025 8th International Advanced Research Workshop on Transformers (ARWtr). Baiona, Spain: IEEE, 2025. P. 95–101. DOI: 10.23919/ARWtr66130.2025.11261232.

74. Zahra S. T., Imdad S. K., Khan S., Khalid S., Baig N. A. Power transformer health index and life span assessment: A comprehensive review of conventional and machine learning based approaches // Engineering Applications of Artificial Intelligence. 2025. Vol. 139. Art. 109474. DOI: 10.1016/j.engappai.2024.109474.

75. Li Q., Luo H., Cheng H., Deng Y., Sun W., Li W., Liu Z. Incipient Fault Detection in Power Distribution System: A Time–Frequency Embedded Deep-Learning-Based Approach // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2023. Vol. 72. P. 1–14. DOI: 10.1109/TIM.2023.3250220.

76. El-Rashidy N., Sultan Y. A., Ali Z. H. Predicting power transformer health index and life expectation based on digital twins and multitask LSTM-GRU model // Scientific Reports. 2025. Vol. 15. Art. 1359. DOI: 10.1038/s41598-024-83220-x.

77. Li Q., Luo H., Cheng H., Deng Y., Sun W., Li W., Liu Z. Incipient Fault Detection in Power Distribution System: A Time–Frequency Embedded Deep-Learning-Based Approach // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2023. Vol. 72. Art. 2507914. P. 1–14. DOI: 10.1109/TIM.2023.3250220.

78. Nuruzzaman Md., Limon G. Q., Chowdhury A. R., Khan M. A. M. Predictive Maintenance in Power Transformers: A Systematic Review of AI and IoT Applications // ASRC Procedia: Global Perspectives in Science and Scholarship. 2025. Vol. 1, No. 1. P. 34–47. DOI: 10.63125/r72yd809.

79. Левин В. М. Статистический метод распознавания дефектов в силовых трансформаторах при их техническом обслуживании по состоянию / В. М. Левин // Промышленная энергетика. – 2013. – № 8. – С. 37–41.

80. Яхья А. А. Байесовский классификатор как средство повышения эффективности распознавания дефектов в силовых трансформаторах / А. А. Яхья, В. М. Левин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2019. – Т. 21, № 6. – С. 11–18. – DOI: 10.30724/1998-9903-2019-21-6-11-18.

81. Levin V. M. Adaptive management of technical condition of power transformers / V. M. Levin, A. A. Yahya // International Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2020. – Vol. 10, iss. 4. – P. 3862–3868. – DOI: 10.11591/ijece.v10i4.pp3862-3868.

82. Levin V. M. An innovative method of fault detection in power transformers / V. M. Levin, A. A. Yahya, D. A. Boyarova // International Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2022. – Vol. 12, iss. 2. – P. 1123–1130. – DOI: 10.11591/ijece.v12i2.pp1123-1130.

83. Levin V. M. Predicting the technical condition of the power transformer using fuzzy logic and dissolved gas analysis method / V. M. Levin, A. A. Yahya, D. A. Boyarova // International Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2022. – Vol. 12, iss. 2. – P. 1139–1146. – DOI: 10.11591/ijece.v12i2.pp1139-1146.

84. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. Пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 2003. 479 с.

85. Астафурова И. С. Статистика. Часть вторая: учебно-методическое пособие. Рязань: Рязанская государственная радиотехническая академия, 2006. 40 с.

86. Ногин В. Д. Принятие решений в многокритериальной среде: количественный подход. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2002. 144 с.

87. Yazdanpanah Z., Rastegar M., Jooshaki M. Determining target levels of power distribution system reliability indices using machine learning // Electric Power Systems Research. 2024. Vol. 233. Art. 110456. DOI: 10.1016/j.epsr.2024.110456.

88. El Bounjimi M., Abdul-Nour G. Smart Asset Management in Power Industry: A Review of the Key Technologies // International Journal of Engineering Research & Technology. 2021. Vol. 10, Iss. 10. P. 388–393. DOI: 10.17577/IJERTV10IS100149.

89. Мур Д. Х., Уэдерфорд Л. Р. Экономическое моделирование в Microsoft Excel : пер. с англ. / Д. Х. Мур, Л. Р. Уэдерфорд [и др.]. – 6-е изд. – Москва. 2004. – 1024 с.
90. Папков Б. В., Осокин В. Л. Вероятностные и статистические методы оценки надёжности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи : учебное пособие. – Княгинино : НГИЭУ, 2015. – 356 с.
91. Непомнящий В. А. Надёжность оборудования энергосистем. – Москва: Изд-во журнала «Электроэнергия. Передача и распределение», 2013. – 196 с.
92. Савельев В. А. Проблемы и пути повышения надёжности электротехнического оборудования // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. – Иваново: Ивановский энергетический институт. 1992. – Вып. 39. – С. 140–172.
93. Пантелеев В. И. Система мониторинга интенсивности гололедообразования на проводах воздушной линии электропередачи / В. И. Пантелеев, А. В. Малеев // Омский научный вестник. – 2020. – № 6 (174). – С. 74–80. – DOI: 10.25206/1813-8225-2020-174-74-80.
94. Романов В. С. К вопросу о повреждаемости, обслуживании и ремонтах погружного электрооборудования нефтедобычи / В. С. Романов, В. Г. Гольдштейн // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2020. – № 2 (66). – С. 111–122.
95. Секретарев Ю. А. Оценка влияния на надёжность системы электроснабжения различного рода дефектов ее основных элементов / Ю. А. Секретарев, В. М. Левин // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2019. – Т. 11, № 4 (44). – С. 55–63.
96. Ndawula M. B., Djokic S. Z., Hernando-Gil I. Reliability Enhancement in Power Networks under Uncertainty from Distributed Energy Resources // Energies. – 2019. Vol. 12, No. 3. Art. 531. DOI: 10.3390/en12030531.
97. Обоскалов В. П. Структурная надёжность электроэнергетических систем : учебное пособие. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – 194 с.

98. Васильев А. П. Методы и средства управления надежностью и безопасностью электрических сетей и установок электроэнергетических систем: монография. – Санкт-Петербург: Изд-во Политехнического университета, 2014. – 452 с.
99. Обоскалов В. П. Проблемы расчета структурной надежности систем электроснабжения с использованием метода вероятностного эквивалентирования // Электричество. – 2015. – № 12. – С. 4–12.
100. Murthy G. V. K., Sivanagaraju S., Satyanarayana S., Rao B. H. Reliability improvement of radial distribution system with distributed generation // International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST). 2012. Vol. 4, No. 09. P. 4003–4011.
101. Luo F., Ge N., Xu J. Power Supply Reliability Analysis of Distribution Systems Considering Data Transmission Quality of Distribution Automation Terminals // Energies. 2023. Vol. 16, No. 23. Art. 7826. DOI: 10.3390/en16237826.
102. Xu Z., Li J., Liu H., Ge S., Wang B., Wen Z. Reliability-Based Power Supply Capability Evaluation of Power Distribution Networks Considering Interruptible Loads after Contingencies // Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2024. Vol. 69. Art. 103876. DOI: 10.1016/j.seta.2024.103876.
103. Mohammed J. U., Sabo A., Araga A. I., Adua A. M., Sadik A. U., Samaila Y. A. Reliability Assessment of Power Distribution Systems to Address Frequent Outages and Automatic Line Switches Using SCADA System // International Journal of Innovative Science, Engineering & Technology Research. 2025. Vol. 13, No. 4. P. 1–9. DOI: 10.5281/zenodo.15276440.
104. Shokrollahi A., Sangrody H., Motalleb M., Rezaeiahari M., Foruzan E., Hassanzadeh F. Reliability Assessment of Distribution System Using Fuzzy Logic for Modelling of Transformer and Line Uncertainties // arXiv. 2017.
105. Hashemi-Dezaki H., Askarian-Abyaneh H., Haeri-Khiavi H. Reliability optimization of electrical distribution systems using internal loops to minimize energy not-supplied (ENS) // Journal of Applied Research and Technology. 2015. Vol. 13, No. 3. P. 416–424. DOI: 10.1016/j.jart.2015.07.008.

106. Васильев А. П., Турлов А. Г. Средства обеспечения надежности электроснабжения потребителей // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2006. №3-4.
107. Liang X. Distribution system reliability evaluation using the Monte Carlo simulation method / X. Liang, L. Goel // Electric Power Systems Research. – 1997. – Vol. 40, iss. 2. – P. 75–83. – DOI: 10.1016/S0378-7796(96)01104-2.
108. Computational techniques for assessing the reliability and sustainability of electrical power systems: a review / A. A. Kadhem, N. I. A. Wahab, I. Aris, J. Jasni, A. N. Abdalla // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 80. – P. 1175–1186. – DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.276.
109. Clavijo-Blanco J. A. Statistical characterization of reliability indices in medium voltage networks using a Monte Carlo-based method / J. A. Clavijo-Blanco, M. A. Gonzalez-Cagigal, J. A. Rosendo-Macías // Electric Power Systems Research. – 2024. – Vol. 234. – Art. 110585. – DOI: 10.1016/j.epsr.2024.110585.
110. Петров А. Р. Исследование надежности и эффективности электрических аппаратов систем внутрицехового электроснабжения / А. Р. Петров, Е. И. Грачева // Электричество. – 2025. – № 3. – С. 57–65. – DOI: 10.24160/0013-5380-2025-3-57-65.
111. Воронин А. Е. К вопросу оценки надежности электроснабжения в структурно-сложных распределительных электрических сетях / А. Е. Воронин, Н. Е. Пешехонов, В. В. Рыбаков // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2020. – № 7. – С. 125–133.
112. Надежность и компоновка низковольтных распределительных устройств внутрицехового электроснабжения / Е. И. Грачева [и др.] // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2019. – Т. 11, № 1 (41). – С. 3–9.
113. Шпиганович А. Н. К анализу безотказности электрических систем промышленных предприятий / А. Н. Шпиганович, А. А. Шпиганович, Е. П. Зацепин // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2018. – № 12. – С. 59–63.

114. Adefarati T. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation / T. Adefarati, R. C. Bansal // *Applied Energy*. 2017. Vol. 185, Part 1. P. 158–171. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.10.087.

115. СТО 56 47007-29.240.30.010-2008 Стандарт организации ФСК ЕЭС «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения» - ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. - 132с.

116. Каверина Р., Коган Ф., Яковлев Л. Повышение надежности воздушных линий 35–750 кВ. Комплекс работ и предложений [Электронный ресурс] // *Новости электротехники*. 2007. № 4(46). Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2007/46/11.php>

117. Шатова Ю. А., Алешина Н. Н. Методика расчета показателей надежности воздушных линий электропередачи на основе их длин [Электронный ресурс] // Интернет-журнал «Наукоедение». 2013. № 5. С. 1–7. Режим доступа: <https://naukovedenie.ru/PDF/49tvn513.pdf>

118. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. Утв. приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002 № 204. М.: Омега-Л, 2012. 272 с.

119. Непомнящий В. А. Оценка эффективности использования в электрических сетях проводов с повышенной пропускной способностью // *Энергоэксперт*. 2011. № 3. С. 38–44.

120. Кучеров Ю. Н. Анализ общих технических требований к распределенным источникам энергии при их интеграции в энергосистему / Ю. Н. Кучеров, П. К. Березовский, Ф. В. Веселов, П. В. Илюшин // *Электрические станции*. 2016. № 3. С. 2–10.

121. Илюшин П. В., Кучеров Ю. Н. Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации // *Электро*. 2014. № 5. С. 2–7.

122. Ерошенко С. А., Карпенко А. А., Кокин С. Е., Паздерин А. В. Научные проблемы распределенной генерации // *Известия вузов. Проблемы энергетики*. 2011. № 11–12. С. 126–133.

123. РД 34.20.574 Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. – Москва: СПО Союзтехэнерго, 1985.

124. Krstivojević J., Stojković Terzić J. Enhancing Reliability Performance in Distribution Networks Using Monte Carlo Simulation for Optimal Investment Option Selection // *Applied Sciences*. 2025. Vol. 15, No. 8. Art. 4209. DOI: 10.3390/app15084209.

125. Кондрашова Н. В. Понятия и оценка надежности и качества услуг территориальных электросетевых организаций / Н. В. Кондрашова, И. В. Панина, Н. В. Попова // *Современная экономика: проблемы и решения*. – 2017. – № 2 (86). – С. 187–203. – DOI: 10.17308/meps.2017.2/1601.

126. Erenoğlu A. K., Sengor I., Erdinç O. Power System Resiliency: A Comprehensive Overview from Implementation Aspects and Innovative Concepts // *Energy Nexus*. 2024. Vol. 15. Art. 100311. DOI: 10.1016/j.nexus.2024.100311.

127. Карпов В. В. Оценка экономических ущербов коммерческих потребителей с учетом надежности электроснабжения / В. В. Карпов, И. В. Вдовин // *Вестник СибАДИ*. – 2014. – № 4 (38). – С. 128–134.

128. Мозоль В. И. Оценка экономического ущерба от аварийного недоотпуска электроэнергии на предприятиях «Алтайкрайэнерго» // *Ползуновский вестник*. 2006. № 3-1. С. 225–227.

129. Лесных В. В. Проблемы оценки экономического ущерба, вызванного перерывами в электроснабжении / В. В. Лесных, Т. Б. Тимофеева, В. С. Петров // *Экономика региона*. – 2017. – Т. 13, вып. 3. – С. 847–858. – DOI: 10.17059/2017-3-17.

130. Мусин А. Х. Количественная оценка ожидаемого аварийного недоотпуска электроэнергии как показателя риска электроснабжения городов / А. Х. Мусин, А. А. Зарубин // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. – 2013. – № 3–4. – С. 75–81.

131. Виноградов А. В. Анализ повреждаемости электрооборудования электрических сетей и обоснование мероприятий по повышению надежности

электроснабжения потребителей / А. В. Виноградов, Р. А. Перьков // Вестник Нижегородского государственного инженерно-экономического института. – 2015. – № 12 (55). – С. 12–21.

132. Левин В. М., Гужов Н. П., Черненко Н. А. и др. Методология управления ремонтами оборудования в электрических сетях нефтепромыслов // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2020. №2-3(79). С. 139-155.

133. Гладких Т. Д. Модели надежности электроснабжения объектов нефтедобычи // Омский научный вестник. 2021. № 3 (177). С. 59–63.

134. Romanov V. S., Goldstein V. G., Batishchev A. M. Developing highly effective strategy of oil production submersible electrical equipment repair and operation // 2022 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). — IEEE, 2022.

135. Romanov V. S., Goldstein V. G., Begun M., Batishchev A. Development of a procedure for evaluating and ranking the reliability and priority of repairs for electrical equipment in the oil industry // 2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). — IEEE, 2023.

136. Методология управления ремонтами оборудования в электрических сетях нефтепромыслов / В. М. Левин, Н. П. Гужов, Н. А. Черненко, А. А. Яхья // Научный вестник НГТУ. – 2020. – № 3–4 (79). – С. 139–155.

137. Левин В. М., Гужов Н. П., Боярова Д. А. К вопросу об эффективности управления ремонтами электрооборудования нефтедобычи со стратегией по техническому состоянию // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2022. №1.

138. Волкова И. О. Управление производственными активами электросетевых компаний / И. О. Волкова // Академия Энергетики. - 2010. - №3 (35). - С. 16–23.

139. Елифанов А. М. Опыт ОАО «Россети в формировании системы управления производственными активами» / А.М. Елифанов, Е.Б. Корниенко // Энергия единой сети. - 2014. - № 1(12). - С. 40-51.

140. Задорожний А. В. Методы и механизмы компенсации риска снижения надежности электроснабжения в интеллектуальных энергосистемах / А. В. Задорожний, Р. В. Окороков // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. – 2013. – № 3 (173). – С. 140–149.

141. Секретарев Ю. А. Риск-ориентированные модели управления ремонтом оборудования в системах электроснабжения с монопотребителем / Ю. А. Секретарев, В. М. Левин // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2021. – Т. 14, № 1. – С. 17–32. – DOI: 10.17516/1999-494X-0295.

142. Беляев С. В. Разработка оптимальных графиков ремонта оборудования электрических сетей с целью повышения надежности их функционирования / С. В. Беляев, А. В. Малафеев, Е. Я. Омельченко // Электротехнические системы и комплексы. – 2019. – № 2 (43). – С. 4–11.

Приложение А Результаты расчетов показателей надежности

Таблица А.1– Результаты расчета основных показателей надежности для кустов Салымского месторождения.

№	№ ШП	Классический расчет(без ОПС и ИТС)			Без учета ИТС, но с ОПС			С учетом ИТС, но без ОПС			С учетом ИТС и ОПС		
		w, год ⁻¹	Tв, ч	P, о.е	w, год ⁻¹	Tв, ч	P, о.е	w, год ⁻¹	Tв, ч	P, о.е	w, год ⁻¹	Tв, ч	P, о.е
1	ШП №101	0.001447	1.969343	0.998554	0.003617	1.969343	0.99639	0.105695	1.969343	0.899699	0.107865	1.969343	0.897749
2	ШП №509	0.002893	1.970264	0.997111	0.004412	1.970264	0.995598	0.05883	1.970264	0.942867	0.060349	1.970264	0.941436
3	ШП №105	0.005063	1.97016	0.99495	0.005931	1.97016	0.994087	0.057491	1.97016	0.94413	0.058359	1.97016	0.943311
4	ШП №107	0.003617	1.969801	0.99639	0.003906	1.969801	0.996102	0.072192	1.969801	0.930352	0.072481	1.969801	0.930083
5	ШП №218	0.007415	1.97006	0.992612	0.008319	1.97006	0.991716	0.118602	1.97006	0.888161	0.119505	1.97006	0.88736
6	ШП №300	0.004521	1.969924	0.995489	0.004846	1.969924	0.995166	0.087447	1.969924	0.916267	0.087772	1.969924	0.91597
7	ШП №502	0.003978	1.970146	0.99603	0.004412	1.970146	0.995598	0.034868	1.970146	0.965733	0.035302	1.970146	0.965314
8	ШП АСП	0.004883	1.969816	0.995129	0.006076	1.969816	0.993942	0.101678	1.969816	0.90332	0.102871	1.969816	0.902243
9	ШП №109	0.003617	1.969782	0.99639	0.005787	1.969782	0.99423	0.102008	1.969782	0.903022	0.104178	1.969782	0.901065
10	ШП №526	0.004702	1.969882	0.995309	0.006004	1.969882	0.994014	0.031102	1.969882	0.969377	0.032403	1.969882	0.968116
11	ШП №103	0.005788	1.969896	0.994229	0.006222	1.969896	0.993797	0.063059	1.969896	0.938888	0.063494	1.969896	0.93848

Продолжение таблицы А1

№	№ ШП	Классический расчет(без ОПС и ИТС)			Без учета ИТС, но с ОПС			С учетом ИТС, но без ОПС			С учетом ИТС и ОПС		
		w, год ⁻¹	Тв, ч	P, о.е	w, год ⁻¹	Тв, ч	P, о.е	w, год ⁻¹	Тв, ч	P, о.е	w, год ⁻¹	Тв, ч	P, о.е
12	ШП №112	0.005245	1.97008	0.994769	0.005787	1.97008	0.99423	0.037164	1.97008	0.963518	0.037706	1.97008	0.962996
13	ШП №121	0.004884	1.969835	0.995128	0.004956	1.969835	0.995056	0.076452	1.969835	0.926397	0.076525	1.969835	0.92633
14	ШП №127	0.007596	1.970088	0.992433	0.008175	1.970088	0.991858	0.083019	1.970088	0.920334	0.083598	1.970088	0.919801
15	ШП №128	0.006692	1.969983	0.99333	0.007488	1.969983	0.99254	0.077222	1.969983	0.925684	0.078018	1.969983	0.924948
16	ШП №136	0.006873	1.969946	0.993151	0.008175	1.969946	0.991858	0.045643	1.969946	0.955383	0.046945	1.969946	0.95414
17	ШП №503	0.007054	1.969912	0.992971	0.009404	1.969912	0.99064	0.034353	1.969912	0.96623	0.036703	1.969912	0.963962
18	ШП №512	0.005426	1.970013	0.994589	0.00586	1.970013	0.994157	0.0725	1.970013	0.930066	0.072934	1.970013	0.929662
19	ШП №528	0.006511	1.970025	0.99351	0.007234	1.970025	0.992792	0.072356	1.970025	0.9302	0.073079	1.970025	0.929527
20	ШП Полигон-2	0.005064	1.970155	0.994949	0.005353	1.970155	0.994661	0.099511	1.970155	0.90528	0.0998	1.970155	0.905018
21	ШП №108	0.00651	1.969911	0.993511	0.007595	1.969911	0.992434	0.047539	1.969911	0.953573	0.048624	1.969911	0.952539
22	ШП №113 Д	0.006148	1.970015	0.993871	0.006582	1.970015	0.99344	0.075757	1.970015	0.927041	0.076191	1.970015	0.926639
23	ШП №113	0.007233	1.970026	0.992793	0.008679	1.970026	0.991359	0.087716	1.970026	0.916021	0.089161	1.970026	0.914698
24	ШП №508	0.007595	1.969954	0.992434	0.008897	1.969954	0.991142	0.092672	1.969954	0.911492	0.093976	1.969954	0.910305

Продолжение таблицы А1

№	№ ШП	Классический расчет(без ОПС и ИТС)			Без учета ИТС, но с ОПС			С учетом ИТС, но без ОПС			С учетом ИТС и ОПС		
		w, год ⁻¹	Тв, ч	Р, о.е	w, год ⁻¹	Тв, ч	Р, о.е	w, год ⁻¹	Тв, ч	Р, о.е	w, год ⁻¹	Тв, ч	Р, о.е
25	ШП №106	0.004521	1.970008	0.995489	0.005172	1.970008	0.994841	0.093735	1.970008	0.910524	0.094387	1.970008	0.909931
26	ШП №114	0.006149	1.969978	0.99387	0.009403	1.969978	0.990641	0.125228	1.969978	0.882296	0.128481	1.969978	0.87943
27	ШП №123	0.003617	1.969905	0.99639	0.003906	1.969905	0.996102	0.085981	1.969905	0.917612	0.086269	1.969905	0.917347
28	ШП №125	0.00434	1.970076	0.995669	0.004629	1.970076	0.995382	0.099536	1.970076	0.905257	0.099825	1.970076	0.904996
29	ШП №525	0.003978	1.97024	0.99603	0.004629	1.97024	0.995382	0.14292	1.97024	0.866823	0.143571	1.97024	0.866259
30	ШП №126	0.004792	1.969957	0.995219	0.005371	1.969957	0.994643	0.138496	1.969957	0.870667	0.139075	1.969957	0.870163
31	ШП №139	0.005154	1.96983	0.994859	0.005588	1.96983	0.994428	0.102354	1.96983	0.90271	0.102787	1.96983	0.902319
32	ШП №449	0.005245	1.969866	0.994769	0.006872	1.969866	0.993152	0.155641	1.969866	0.855866	0.157268	1.969866	0.854475
33	ШП №446	0.006511	1.969927	0.99351	0.008825	1.969927	0.991214	0.041467	1.969927	0.959381	0.043781	1.969927	0.957164
34	ШП Куст 68	0.008139	1.970011	0.991894	0.009947	1.970011	0.990102	0.102347	1.970011	0.902716	0.104156	1.970011	0.901085
35	ШП №447	0.008681	1.970021	0.991357	0.009983	1.970021	0.990067	0.195519	1.970021	0.822408	0.196821	1.970021	0.821338
36	ШП №450	0.007596	1.969993	0.992433	0.008464	1.969993	0.991572	0.121797	1.969993	0.885328	0.122665	1.969993	0.88456
37	ШП №451	0.007053	1.970138	0.992972	0.007018	1.970138	0.993007	0.069493	1.970138	0.932867	0.069638	1.970138	0.932731

Продолжение таблицы А1

№	№ ШП	Классический расчет(без ОПС и ИТС)			Без учета ИТС, но с ОПС			С учетом ИТС, но без ОПС			С учетом ИТС и ОПС		
		w, год ⁻¹	Тв, ч	Р, о.е	w, год ⁻¹	Тв, ч	Р, о.е	w, год ⁻¹	Тв, ч	Р, о.е	w, год ⁻¹	Тв, ч	Р, о.е
38	ШП №452	0.007053	1.970138	0.992972	0.007378	1.970138	0.992649	0.052804	1.970138	0.948566	0.053129	1.970138	0.948258
39	ШП №463	0.009224	1.969942	0.990818	0.010309	1.969942	0.989744	0.13018	1.969942	0.877937	0.131265	1.969942	0.876985
40	ШП №551	0.007234	1.970086	0.992792	0.007668	1.970086	0.992361	0.062049	1.970086	0.939837	0.065123	1.970086	0.936952
41	ШП Кустр 67	0.008139	1.96988	0.991894	0.009766	1.96988	0.990282	0.130128	1.96988	0.877983	0.131755	1.96988	0.876556
42	ШП №514	0,002884	2.029991	0,99712	0.00501	1.96981	0.99510	0.123565	2.029991	0.883764	0.99632	1.96981	0.88276
43	ШП №201	0.010854	1.969981	0.989205	0.011577	1.969981	0.98849	0.132842	1.969981	0.875603	0.133566	1.969981	0.87497
44	ШП №202	0.007598	1.970085	0.992431	0.007743	1.970085	0.992287	0.094216	1.970085	0.910086	0.094361	1.970085	0.909954
45	ШП №461	0.00796	1.969991	0.992072	0.008249	1.969991	0.991785	0.069766	1.969991	0.932612	0.070056	1.969991	0.932342
46	ШП Кустр 9	0.014473	1.970057	0.985631	0.015919	1.970057	0.984207	0.082823	1.970057	0.920514	0.076598	1.970057	0.926262
47	ШП ПС 35-0,4 Кустр 62	0.008322	1.969911	0.991713	0.010492	1.969911	0.989563	0.076672	1.969911	0.926194	0.078841	1.969911	0.924187
48	ШП ПС 35-6 КНС	0.011759	1.969925	0.98831	0.014471	1.969925	0.985633	0.080109	1.969925	0.923016	0.082821	1.969925	0.920516
49	ШП ПС К12	0.007779	1.970036	0.992251	0.007996	1.970036	0.992036	0.111304	1.970036	0.894667	0.104371	1.970036	0.900891
50	ШП ПС К13	0.008683	1.970069	0.991355	0.008972	1.970069	0.991068	0.098153	1.970069	0.90651	0.098443	1.970069	0.906247
51	ШП ПС К81	0.008864	1.970034	0.991175	0.010166	1.970034	0.989885	0.098335	1.970034	0.906345	0.099637	1.970034	0.905166

Приложение Б Результаты расчетов математического ожидания ущербов

Таблица Б.1 – Результаты расчетов математического ожидания ущербов для кустов Салымского месторождения

№	№ ШП	Nтр (МВА)	Pнагр (кВт)	Тв, ч	Без учета ОПС и ИТС		Без учета ИТС, но с ОПС		С учетом ИТС, но без ОПС		С учетом ИТС и ОПС	
					w, год ⁻¹	M(Y), p	w, год ⁻¹	M(Y), p	w, год ⁻¹	M(Y), p	w, год ⁻¹	M(Y), p
1	ШП ПС 35-6 КНС	6,3	5670	1,969925	0,011759	111157744	0,014471	1,37E+08	0,080109	757269811	0,082821	782906328
2	ШП №449	2,5	2250	1,969866	0,005245	7807297,65	0,006872	10229123	0,155641	231675046	0,157268	234096871
3	ШП №525	2,5	2250	1,97024	0,003978	5922464,56	0,004629	6891676	0,14292	212779949	0,143571	213749160
4	ШП №201	2,5	2250	1,969981	0,010854	16157360,5	0,011577	17233625	0,132842	197749777	0,133566	198827530
5	ШП №114	2,5	2250	1,969978	0,006149	9153441,9	0,009403	13997368	0,125228	186415226	0,128481	191257663
6	ШП №218	2,5	2250	1,97006	0,007415	11038477,3	0,008319	12384234	0,118602	176559067	0,119505	177903335
7	ШП ПС К12	2,5	2250	1,970036	0,007779	11580211,6	0,007996	11903249	0,111304	165692746	0,104371	155371932
8	ШП №109	2,5	2250	1,969782	0,003617	5383754,32	0,005787	8613709	0,102008	151834673	0,104178	155064628
9	ШП №139	2,5	2250	1,96983	0,005154	7671701,95	0,005588	8317709	0,102354	152353392	0,102787	152997910
10	ШП №514	2,5	2250	2,0299	0,002884	4423728,45	0,00501	7684771	0,123565	189534676	0,099632	152824172
11	ШП ПС К81	2,5	2250	1,970034	0,008864	13195383,9	0,010166	15133605	0,098335	146386290	0,099637	148324511
12	ШП ПС К13	2,5	2250	1,970069	0,008683	12926168,1	0,008972	13356395	0,098153	146117952	0,098443	146549668
13	ШП №106	2,5	2250	1,970008	0,004521	6730092,87	0,005172	7699191	0,093735	139536663	0,094387	140507250
14	ШП №202	2,5	2250	1,970085	0,007598	11311047,2	0,007743	11526907	0,094216	140258176	0,094361	140474036
15	ШП №508	2,5	2250	1,969954	0,007595	11305829,3	0,008897	13243971	0,092672	137950469	0,093976	139891588
16	ШП №113	2,5	2250	1,970026	0,007233	10767353,8	0,008679	12919931	0,087716	130577797	0,089161	132728886
17	ШП №300	2,5	2250	1,969924	0,004521	6729805,9	0,004846	7213590	0,087447	130170612	0,087772	130654396
18	ШП №447	1,6	1440	1,970021	0,008681	5293209,95	0,009983	6087100	0,195519	119217039	0,196821	120010929
19	ШП Куст 9	2,5	2250	1,970057	0,014473	21545467,1	0,015919	23698079	0,082823	123295808	0,076598	114028860
20	ШП №113 Д	2,5	2250	1,970015	0,006148	9152125,19	0,006582	9798193	0,075757	112774487	0,076191	113420555
21	ШП №528	2,5	2250	1,970025	0,006511	9692548,73	0,007234	10768837	0,072356	107712188	0,073079	108788476

Продолжение таблицы Б1

№	№ ШП	Nтр (МВА)	Pнагр (кВт)	Тв, ч	Без учета ОПС и ИТС		Без учета ИТС, но с ОПС		С учетом ИТС, но без ОПС		С учетом ИТС и ОПС	
					w, год ⁻¹	M(Y), p	w, год ⁻¹	M(Y), p	w, год ⁻¹	M(Y), p	w, год ⁻¹	M(Y), p
22	ШП №107	2,5	2250	1,969801	0,003617	5383806,25	0,003906	5813975	0,072192	107455831	0,072481	107886000
23	ШП №461	2,5	2250	1,969991	0,00796	11849386,6	0,008249	12279597	0,069766	103854813	0,070056	104286511
24	ШП №451	2,5	2250	1,970138	0,007053	10499995	0,007018	10447890	0,069493	103456140	0,069638	103672005
25	ШП №551	2,5	2250	1,970086	0,007234	10769170,4	0,007668	11415261	0,062049	92371614	0,065123	96947841,4
26	ШП №509	2,5	2250	1,970264	0,002893	4307164,08	0,004412	6568686	0,05883	87587440	0,060349	89848961,2
27	ШП №105	2,5	2250	1,97016	0,005063	7537511,45	0,005931	8829741	0,057491	85589388	0,058359	86881617,8
28	ШП №126	1,6	1440	1,969957	0,004792	2921810,63	0,005371	3274842	0,138496	84444717	0,139075	84797748,9
29	ШП Куст 67	1,6	1440	1,96988	0,008139	4962372,11	0,009766	5954359	0,130128	79339422	0,131755	80331409
30	ШП №463	1,6	1440	1,969942	0,009224	5624076,79	0,010309	6285625	0,13018	79373625	0,131265	80035173,5
31	ШП №452	2,5	2250	1,970138	0,007053	10499995	0,007378	10983831	0,052804	78610766	0,053129	79094602,8
32	ШП №108	2,5	2250	1,969911	0,00651	9690499,29	0,007595	11305583	0,047539	70764462	0,048624	72379544,9
33	ШП №446	2,5	2250	1,969927	0,006511	9692066,57	0,008825	13136613	0,041467	61726451	0,043781	65170997,7
34	ШП Куст 68	1,6	1440	1,970011	0,008139	4962702,12	0,009947	6065118	0,102347	62405415	0,104156	63508441,1
35	ШП №125	1,6	1440	1,970076	0,00434	2646373,98	0,004629	2822596	0,099536	60693429	0,099825	60869650,4
36	ШП Полигон-2	1,6	1440	1,970155	0,005064	3087966,64	0,005353	3264195	0,099511	60680618	0,0998	60856846,6
37	ШП №503	2,5	2250	1,969912	0,007054	10500279,1	0,009404	13998387	0,034353	51136389	0,036703	54634497,1
38	ШП №123	1,6	1440	1,969905	0,003617	2205323,47	0,003906	2381530	0,085981	52423533	0,086269	52599129,2
39	ШП №502	2,5	2250	1,970146	0,003978	5922182	0,004412	6568292	0,034868	51909161	0,035302	52555271,3
40	ШП №127	1,6	1440	1,970088	0,007596	4631792,44	0,008175	4984848	0,083019	50622272	0,083598	50975327,1
41	ШП №526	2,5	2250	1,969882	0,004702	6999087,08	0,006004	8937158	0,031102	46296386	0,032403	48232968,7
42	ШП ПС 35-0,4 Куст 62	1,6	1440	1,969911	0,008322	5074027,6	0,010492	6397104	0,076672	46747878	0,078841	48070344,8
43	ШП №128	1,6	1440	1,969983	0,006692	4080345,32	0,007488	4565694	0,077222	47084941	0,078018	47570290,1
44	ШП №450	1,25	1125	1,969993	0,007596	2826885,43	0,008464	3149916	0,121797	45327299	0,122665	45650329,3

Продолжение таблицы Б1

№	№ ШП	Nтр (МВА)	Pнагр (кВт)	Тв, ч	Без учета ОПС и ИТС		Без учета ИТС, но с ОПС		С учетом ИТС, но без ОПС		С учетом ИТС и ОПС	
					w, год ⁻¹	М(У), р	w, год ⁻¹	М(У), р	w, год ⁻¹	М(У), р	w, год ⁻¹	М(У), р
45	ШП №512	1,6	1440	1,970013	0,005426	3308471,44	0,00586	3573100	0,0725	44206447	0,072934	44471075,5
46	ШП №101	1,25	1125	1,969343	0,001447	538329,852	0,003617	1345639	0,105695	39321889	0,107865	40129198
47	ШП АСП	1,25	1125	1,969816	0,004883	1817067,05	0,006076	2261007	0,101678	37836523	0,102871	38280463,8
48	ШП №136	1,6	1440	1,969946	0,006873	4190628,61	0,008175	4984488	0,045643	27829603	0,046945	28623462,8
49	ШП №121	1,25	1125	1,969835	0,004884	1817456,7	0,004956	1844250	0,076452	28449672	0,076525	28476837,5
50	ШП №103	1,25	1125	1,969896	0,005788	2153924,07	0,006222	2315431	0,063059	23466534	0,063494	23628413,1
51	ШП №112	1,25	1125	1,97008	0,005245	1952036,45	0,005787	2153753	0,037164	13831360	0,037706	14033076,5

Приложение В Типовые схемы

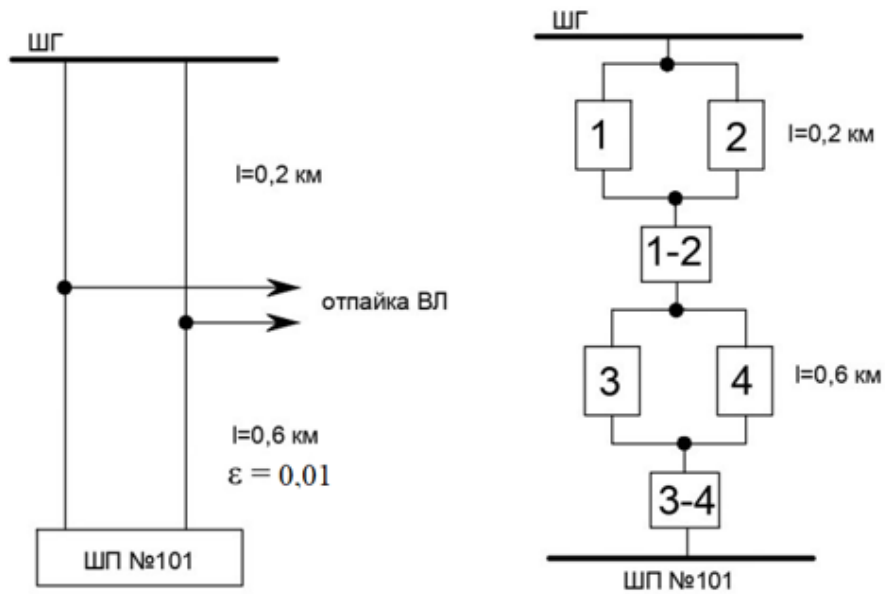


Рисунок В.1 – Блок-схема типового потребителя №101

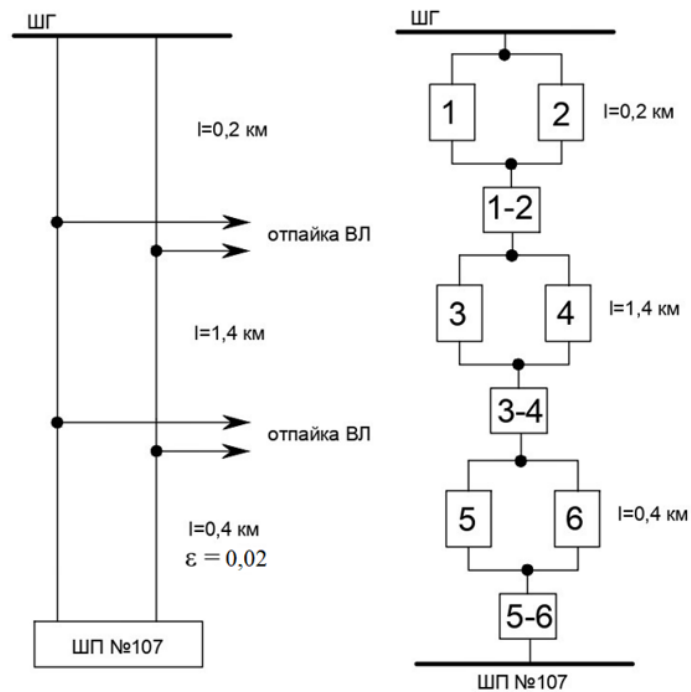


Рисунок В.2 – Блок-схема типового потребителя №107

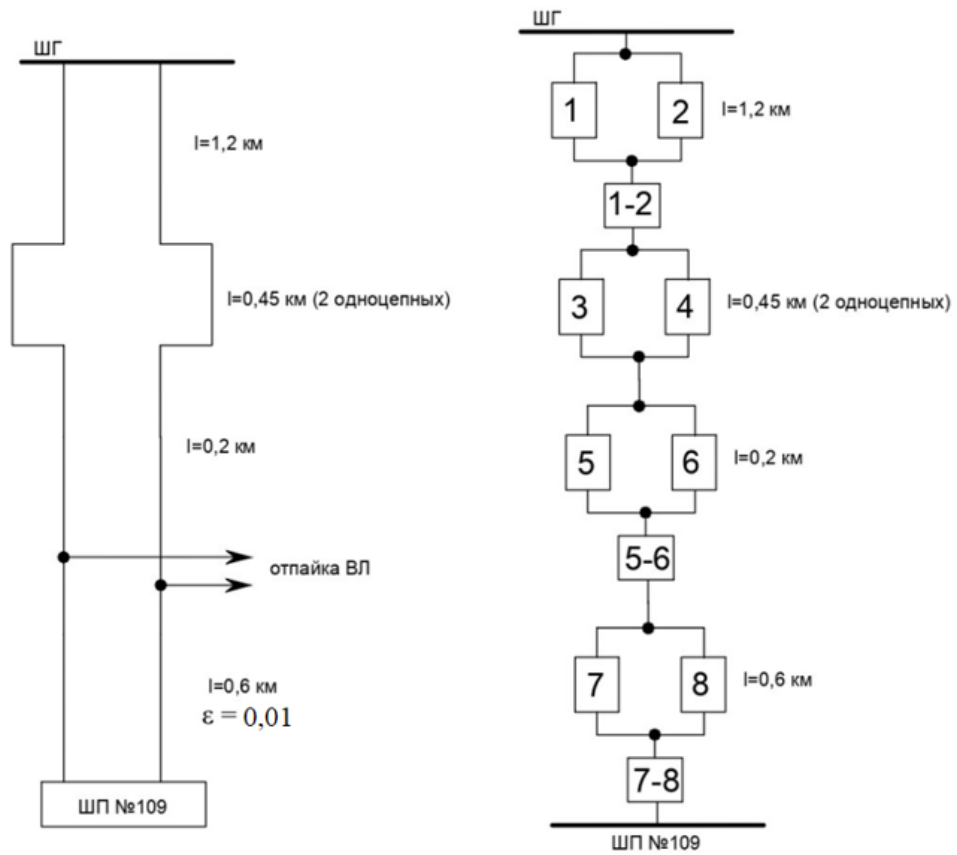


Рисунок В.3 – Блок-схема типового потребителя №109

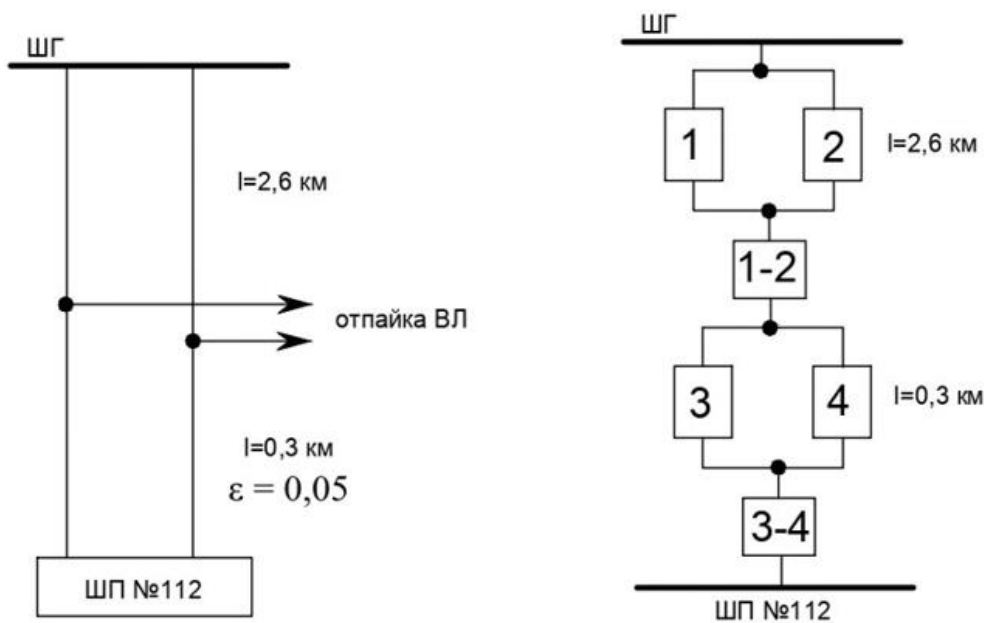


Рисунок В.4 – Блок-схема типового потребителя №112

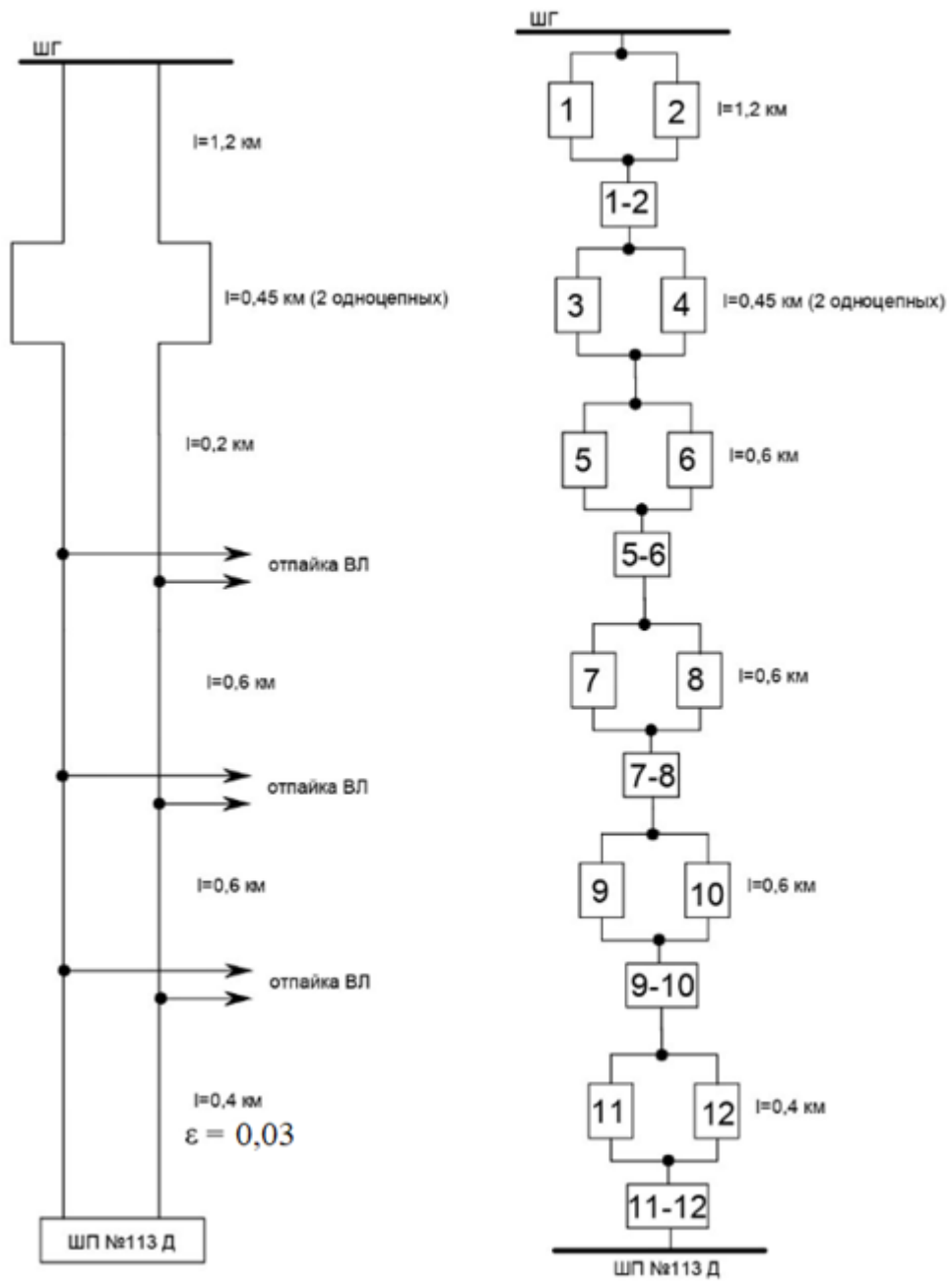


Рисунок В.5 – Блок-схема типового потребителя №113Д

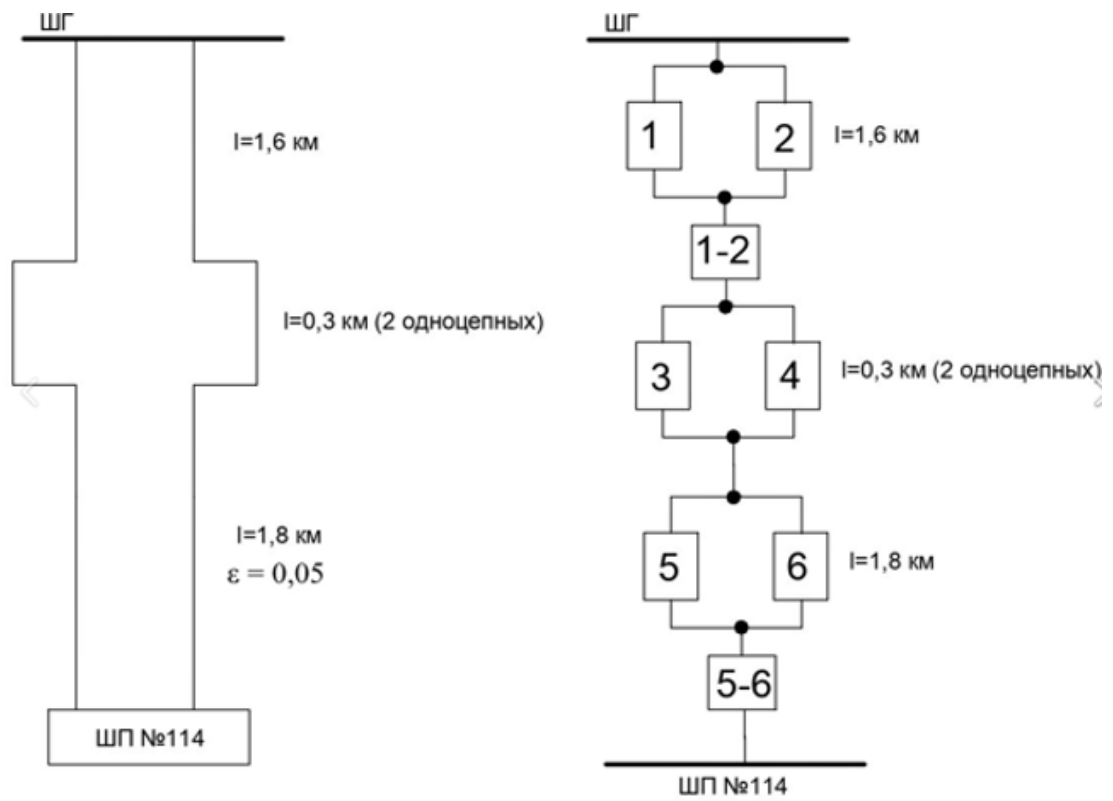


Рисунок В.6 – Блок-схема типового потребителя №114

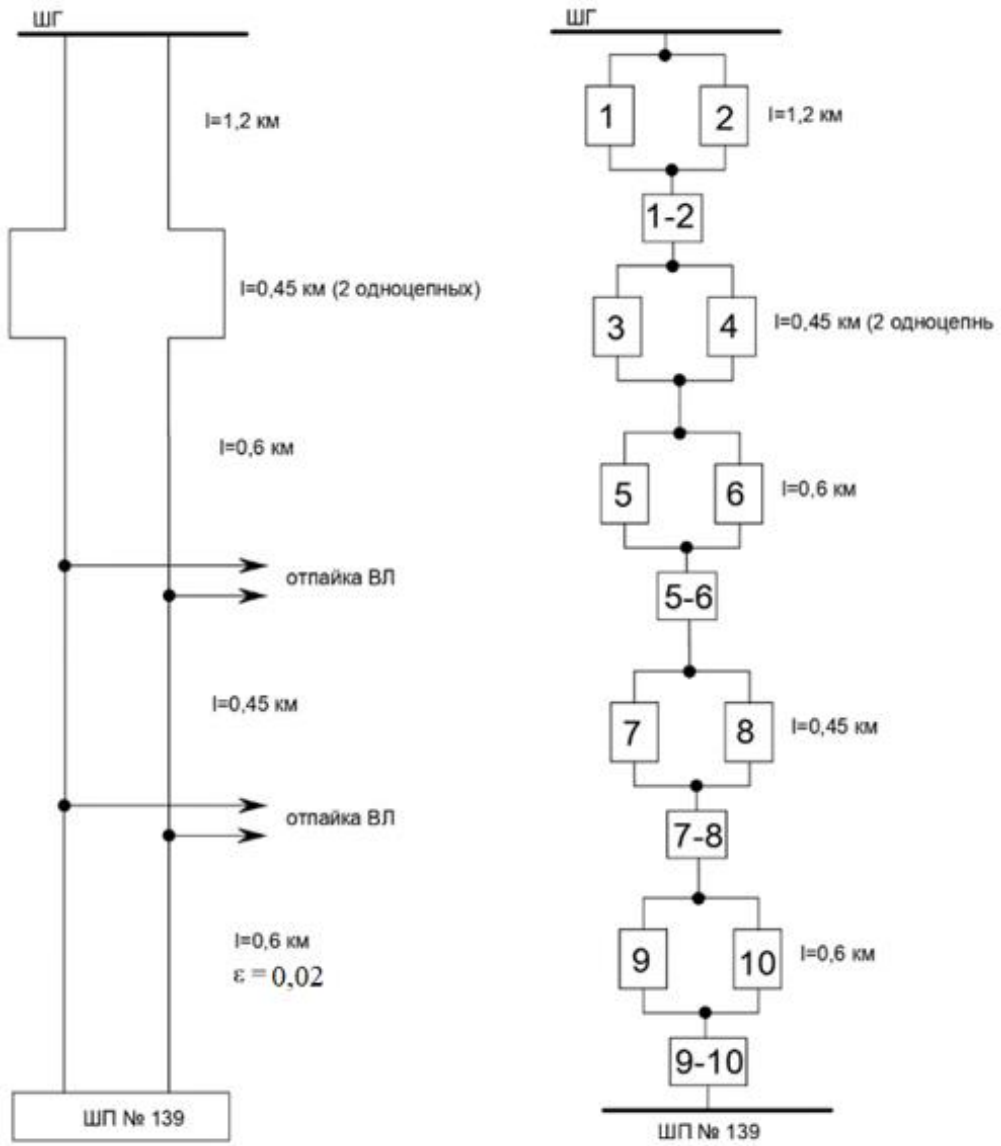


Рисунок В.7 – Блок-схема типового потребителя №139

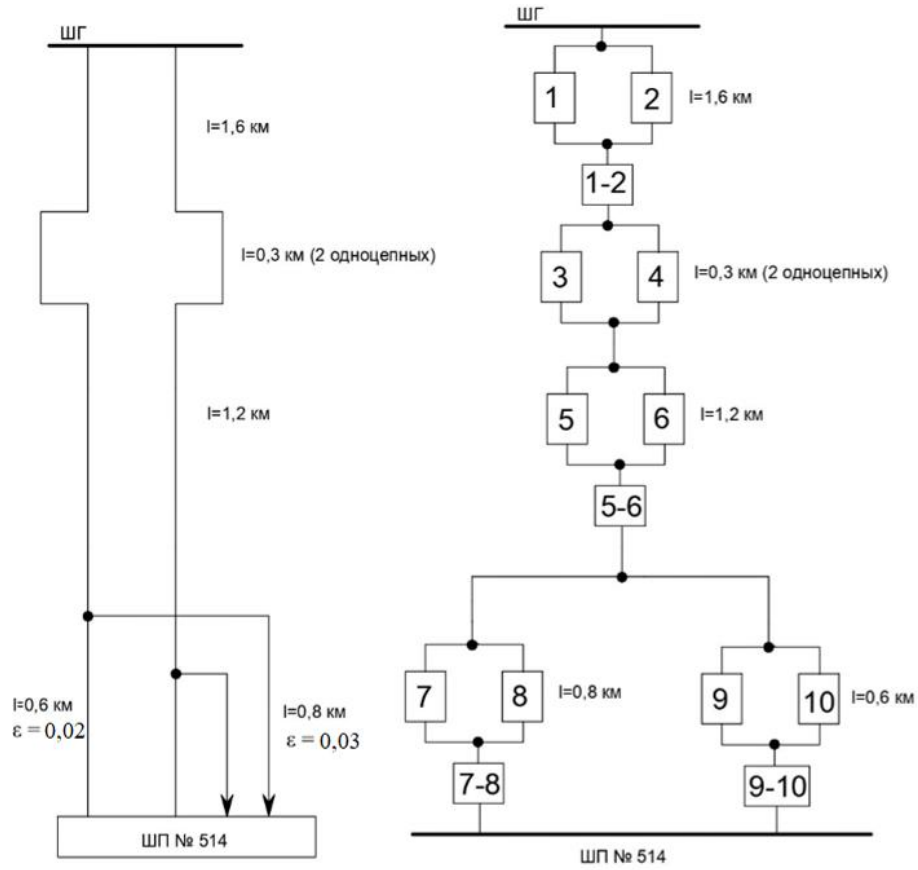


Рисунок В.8 – Блок-схема типового потребителя №514

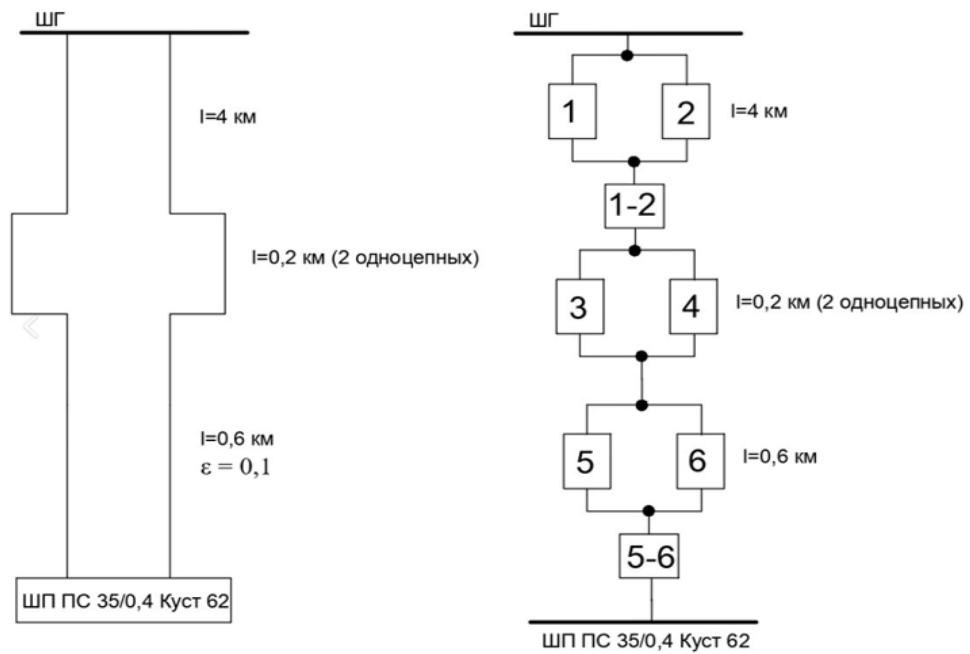


Рисунок В.9 – Блок-схема типового потребителя ШС ПС 35/0,4 Куст 62

Приложение Г Свидетельства о государственной регистрации программы
для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2024660036

Учет ограничений пропускной способности в расчетах
надежности электроснабжения монопотребителей в
рамках риск-ориентированного подхода

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(RU)**

Авторы: **Секретарев Юрий Анатольевич (RU), Шульга Денис
Иванович (RU), Горшунев Андрей Андреевич (RU)**

Заявка № 2024617749

Дата поступления 12 апреля 2024 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 02 мая 2024 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Документ подписан электронной подписью
Сертификат 429b6a0fe3853164ba196f83b73b4aa7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.05.2023 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022618655

**Расчет надежности системы электроснабжения
нефтяного промысла в рамках риск-ориентированного
подхода**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(RU)**

Авторы: **Секретарев Юрий Анатольевич (RU), Горишунов
Андрей Андреевич (RU)**

Заявка № 2022618356

Дата поступления 13 мая 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 13 мая 2022 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 69b90077e14c40f0a94edbd24145d5c7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 20.03.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025667349

**Модели выбора и принятия решений с учетом
технического состояния и надежности систем
электропитания**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(RU)**

Авторы: **Секретарев Юрий Анатольевич (RU), Горишунов
Андрей Андреевич (RU)**



Заявка № **2025666431**

Дата поступления **04 июля 2025 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **04 июля 2025 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью
Сертификат: 0692e7e1a6300b542401670bca2026
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.07.2024 по 03.10.2025

Ю.С. Зубов

Приложение Д Акты внедрения результатов исследования



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЯКУТСКАЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ»

ООО «ЯЭСК»

Орджоникидзе, д. 36, корп. 1, офис 802, г. Якутск, Республика Саха (Якутия), Российская Федерация, 677000

Email: YAESK@alrosa.ru

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер



ООО «Якутская электросетевая компания»

А.С. Маюнов

М.П.

2 » 02 2026 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ результатов диссертационного исследования Горшунова Андрея Андреевича

Результаты диссертационной работы «Исследование надежности и технического состояния систем электроснабжения монопотребителей на основе риск-ориентированного подхода» соискателя учёной степени кандидата технических наук по научной специальности 2.4.3. «Электроэнергетика» Горшунова Андрея Андреевича использованы в практической деятельности ООО «Якутская электросетевая компания» в виде:

- экспериментальных математических моделей учета текущего состояния электрооборудования при расчетах надежности систем электроснабжения;
- моделей учета ограничений пропускной способности и технического состояния систем электроснабжения;
- моделей выбора и принятия решений о выводе электрооборудования ремонт на основе данных мониторинга технического состояния в системах электроснабжения.

Полученные в диссертационном исследовании данные успешно применены для уменьшения вероятности простоя оборудования, увеличения частоты проведения технического обслуживания и ремонта и, как результат, снижения негативных последствий от недоотпуска электроэнергии.

Настоящий акт составлен комиссией в двух экземплярах и предназначен для предъявления по месту требования.

Председатель комиссии:

Заместитель главного инженера-
начальник оперативной службы

М.А. Копалкин

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
 Политехнический институт (филиал)
 Федерального государственного автономного
 образовательного учреждения
 высшего образования
 «Северо-Восточный федеральный университет
 имени М.К. Аммосова» в г. Мирном
 (МПТИ (ф) СВФУ)

Тихонова ул., д. 5, к. 1, г. Мирный
 Республика Саха (Якутия), 678170
 Тел./факс: 8 (41136) 49000
<http://www.s-vfu.ru>



«УТВЕРЖДАЮ»

Зам. директора по научной и
 инновационной деятельности
 МПТИ (ф) СВФУ,
 к.ф.-м.н., доцент

И.А Якушев

«13» 01 2026 г.

А К Т

**о внедрении результатов диссертационной работы
 Горшунова Андрея Андреевича на тему «Исследование надежности и
 технического состояния систем электроснабжения монопотребителей на
 основе риск-ориентированного подхода»**

Настоящий Акт составлен о том, что результаты диссертационной работы Горшунова Андрея Андреевича «Исследование надежности и технического состояния систем электроснабжения монопотребителей на основе риск-ориентированного подхода» были использованы при обучении бакалавров по профилю «Электроэнергетика» направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также горных инженеров по специализации «Электрификация и автоматизация горных предприятий» специальности 21.05.04 «Горное дело» В учебном процессе, а именно при преподавании таких дисциплин, как «Математические задачи в электроэнергетике», «Основы автоматизации систем управления в электроэнергетике», «Основы моделирования электротехнических и электромеханических систем», «Пакеты прикладных программ для математического моделирования технических систем», нашли применение разработанные им лично и в соавторстве модели выбора и принятия решений с учетом технического состояния и надежности систем электроснабжения, а также модель технического состояния электрооборудования в системах электроснабжения.

Председатель:

Зав. кафедрой электроэнергетики и
 автоматизации промышленного
 производства МПТИ (ф) СВФУ,
 д.ф.-м.н., доцент

Бибихов Ю.В.

Члены комиссии:

к.т.н., доцент

Волотковская Н.С.

д.ф.-м.н., доцент

Семёнов А.С.

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе



к.т.н., доцент

С.С. Чернов

« 2026г.

АКТ

О внедрении результатов диссертационной работы
Горшунова Андрея Андреевича в учебный процесс
Новосибирского государственного технического университета

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Горшунова Андрея Андреевича на тему «Исследование надежности и технического состояния систем электроснабжения монопотребителей на основе риск-ориентированного подхода» в учебный процесс кафедры Систем электроснабжения предприятий Новосибирского государственного технического университета.

Результаты диссертационной работы были использованы при изложении дисциплины «Надежность систем электроснабжения» направления подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» профиля «Системы электроснабжения и управление ими».

Материалы диссертационной работы успешно используются при написании квалификационных работ бакалавров и магистерских диссертаций, а также в исследованиях аспирантов.

Заведующий кафедрой СЭСП

к.т.н., доцент

Шевцов Д.Е.