

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»

На правах рукописи



МЫШКИНА ЛЮДМИЛА СЕРГЕЕВНА

**МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ПРИ РАЗВИТИИ
РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ НОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Бык Феликс Леонидович

Новосибирск - 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	12
1.1 Электросетевой комплекс РФ и региональные электрические сети: современное состояние и наблюдаемые изменения.....	12
1.1.1 Структура сетевого комплекса РФ и его особенности.....	12
1.1.2 Состояние региональной электрической сети	15
1.2 Требования, предъявляемые к уровню надежности РЭС	20
1.2.1 Проводимая государством политика в области повышения надежности оказываемых услуг	20
1.2.2 Требования потребителей к надежности	26
1.2.3 Международная практика анализа надежности.....	29
1.3 Основные пути повышения надежности электросетевого комплекса	32
1.4 Роль системы управления производственными активами.....	36
Выводы.....	38
2 ПРЕДЛАГАЕМЫЙ МЕТОД АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ НОВЫХ ЗАДАЧ.....	40
2.1 Моделирование региональной электрической сети	40
2.2 Эквивалентирование сети для анализа надежности.....	43
2.2.1 Расчет показателей безотказности и восстанавливаемости основных узлов РЭС	45
2.2.2 Принципы эквивалентирования	46
2.2.3 Определение и расчет показателей надежности ветвей РЭС.....	48
2.2.4 Определение и расчет показателей надежности узлов РЭС.....	50
2.2.5 Матричный расчет показателей надежности узлов РЭС.....	51
2.3 Показатели структурной и функциональной надежности.....	57
2.3.1 Индекс готовности	58
2.3.2 Индекс эффективности.....	58

2.3.3	Анализ однородности распределения индексов	59
2.4	Обоснование мероприятий повышения функциональной надежности	60
2.5	Возможность применения предлагаемых модели и метода для совершенствования механизмов ценообразования и стимулирования надежности	63
	Выводы	66
3	ЭФФЕКТИВНОСТЬ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	70
3.1	Эффективность композитных конструктивных элементов при реконструкции воздушных линий 110 кВ	70
3.1.1	Технологические и эксплуатационные особенности композитных конструктивных элементов	70
3.1.2	Опыт применения в России и за рубежом	76
3.1.3	Модель воздушной линии, отражающая влияние конструктивных элементов на безотказность и восстанавливаемость	78
3.1.4	Оценка влияния композитных конструктивных элементов на надежность воздушных линий 110 кВ	82
3.1.5	Определение оптимальных мест, объемов и комбинаций внедрения композитных конструктивных элементов	89
3.2	Эффективность присоединения малой распределенной генерации	93
3.2.1	Основные факторы, обуславливающие эффективность малой распределенной генерации	93
3.2.2	Влияние присоединения малой распределенной генерации на живучесть энергосистемы и надежность электроснабжения	96
3.2.3	Определение оптимальных точек присоединения малой распределенной генерации к региональной электрической сети	101
	Выводы	102
4	ВАЛИДАЦИЯ ПРЕДЛАГАЕМОГО МЕТОДА АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ	107

4.1	Общая характеристика региональной электрической сети АО «РЭС».....	107
4.2	Анализ структурной и функциональной надежности питающей сети филиала «Восточные электрические сети»	115
4.3	Рекомендации по развитию сети на основе новых технологий	122
4.3.1	Эффективность внедрения композитных конструктивных элементов	122
4.3.2	Эффективность присоединения малой распределенной генерации.. ..	126
	Выводы.....	131
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	133
	СОКРАЩЕНИЯ.....	135
	ТЕРМИНЫ	136
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	140
	ПРИЛОЖЕНИЕ А ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЕЗОТКАЗНОСТИ И ВОССТАНАВЛИВАЕМОСТИ УЗЛОВ	157
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ	164
	ПРИЛОЖЕНИЕ В НОРМАЛЬНАЯ СХЕМА СЕТИ 110-220Кв АО «РЭС»	166
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г МОДЕЛИРОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ	167
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ.....	170

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность и степень разработанности темы. Безопасность, надежность и продуктивность региональных электрических сетей (РЭЛС), характеризующих их техническую эффективность, обуславливают экономическую эффективность территориальных сетевых организаций (ТСО). Их повышение требует внедрения новых и совершенствования существующих методов обоснования технических решений, обеспечивающих надежное функционирование и инновационное развитие РЭЛС.

Снижение уровня технического состояния оборудования РЭЛС принято объяснять естественным старением и износом, а также сокращением объемов, качества технического обслуживания и ремонта (ТОиР), технического перевооружения и реконструкции (ТПиР). Недостаток средств, выделяемых ТСО на эти мероприятия, во многом следствие несовершенства существующего механизма государственного регулирования тарифов на услуги, оказываемые ТСО.

Обострение проблемы снижения надежности РЭЛС при одновременном росте тарифов потребовало осуществлять поиск способов и средств разрешения этого противоречия. С 2010 года действует положение, устанавливающее взаимосвязь долгосрочных тарифов с показателями надежности и качества оказываемых ТСО услуг. Задача повышения бесперебойности электроснабжения за счет повышения безотказности сети привела к созданию системы управления производственными активами (СУПА). Одновременно с этим внедряются новые технологии, влияющие на надежность РЭЛС и системы электроснабжения (СЭС). К ним можно отнести различные типы систем накопления и хранения электроэнергии, композитные конструктивные элементы (ККЭ) воздушных линий (ВЛ), реклоузеры, новые средства автоматизации, малую распределенную генерацию (МРГ), под которой в работе понимается совокупность генерирующих

установок мощностью до 25 МВт с генераторным напряжением 10 кВ, работающих на углеводородных энергоресурсах.

Следует отметить, что без соответствующего информационного и методического обеспечения СУПА невозможно принятие обоснованных решений по развитию ТСО, позволяющих получать дополнительный доход от повышения надежности РЭЛС. Это обуславливает актуальность задач моделирования, анализа и оценки надежности РЭЛС как составляющей СЭС.

Существенный вклад в развитие теории надежности электроэнергетических систем и разработку методов анализа надежности электрических сетей, учитывающих единичные показатели надежности оборудования, внесли труды отечественных и зарубежных ученых: Д.А. Арзамасцева, И.Г. Барга, А.П. Васильева, Г.А. Волкова, Н.И. Воропая, Ю.Б. Гука, А.Н. Зейлигера, В.Г. Китушина, Л.А. Кошечева, Ю.Н. Кучерова, В.М. Левина, П.А. Малкина, Н.А. Манова, М.Ш. Мисриханова, А.Н. Назарычева, В.А. Непомнящего, В.П. Обоскалова, Б.В. Папкова, М.Н. Розанова, Ю.Н. Руденко, В.Н. Рябченко, В.А. Савельева, А.И. Таджибаева, И.А. Ушакова, Ю.А. Фокина, Ю.Я. Чукуреева, В.И. Эдельмана, Р. Аллана, Р. Биллингтона, Дж. Эндрени и многих других.

Особое место в обсуждении научных и прикладных задач и их решений занимает действующий более 45 лет Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики».

Вопросам, связанным с функционированием МРГ как в изолированном районе, так и параллельно с сетью, посвящены работы П.И. Бартоломея, Ф.В. Веселова, П.М. Ерохина, Д.А. Ивановского, П.В. Илюшина, А.В. Паздерина, А.М. Синельникова, А.Г. Фишова и других ученых, занимающихся вопросами надежности за счет повышения управляемости.

Появление новых технологий, влияющих на структурную и функциональную надежность питающих и распределительных сетей, привело к возникновению новых задач, не имеющих на настоящий момент

универсальных методических решений. Для изучения влияния новых технологий на надежность РЭС требуется совершенствование существующих и разработка новых моделей и методов оценки и анализа надежности, учитывающих их особенности функционирования и влияние на СЭС.

Цель выполнения работы. Разработка моделей и методов для задач управления надежностью при управлении развитием и функционирование региональных электрических сетей с использованием новых технологий.

Поставленная в диссертационном исследовании цель достигается решением следующих задач:

1. Анализ новых технологий обуславливающих развитие РЭС и разработка метода оценки их влияния на надежность электроснабжения.
2. Создание модели РЭС для исследования взаимосвязи безотказности сети и бесперебойности электроснабжения.
3. Расширение действующей системы показателей, позволяющей оценить и сравнить с позиций надежности различные участки сети.
4. Разработка метода анализа структурной и функциональной надежности питающей и распределительной сетей для повышения обоснованности мероприятий ТОиР и ТПиР.
5. Математическое моделирование влияния новых технологий и разработка методик обоснования их использования для повышения технической эффективности питающей и распределительной сетей без снижения экономической эффективности ТСО.
6. Валидация разработанных моделей и метода на примере существующих электрических сетей и сопоставление результатов с полученными другими известными способами.

Объект исследования - региональная электрическая сеть, представляющая собой электросетевой комплекс под управлением ТСО.

Предмет исследования - надежность региональной электрической сети и влияние на нее новых технологий.

Научная новизна работы:

1. Предложена математическая модель РЭЛС, отражающая структурные и функциональные отличия питающей и распределительной сети, позволяющая определять взаимосвязь безотказности сети и бесперебойности электроснабжения.

2. Разработан метод анализа РЭЛС, на основе дополненной системы показателей, отражающих состояние освоения технического потенциала сети с позиций надежности. Метод позволяет судить о степени однородности распределения индексов готовности и эффективности центров питания (ЦП) и оценивать риски затрат, связанные с повышением ее технической эффективности, ранжировать ЦП и точки присоединения (ТП) потребителей электроэнергии с позиций эффективности мероприятий ТОиР или ТПиР, учитывая уровень технического состояния и загрузку оборудования.

3. Предложена математическая модель ВЛ, в отличие от известных отражающая влияние безотказности и восстанавливаемости составляющих пролет конструктивных элементов, и методика обоснования использования различных сочетаний ККЭ ВЛ для повышения надежности питающей сети.

4. Предложена новая постановка и решение задачи оптимального размещения МРГ для повышения надежности электроснабжения.

Практическая значимость результатов работы:

1. Предложенные метод анализа надежности РЭЛС и модель СЭС позволяют определять область применения новых технологий для повышения надежности сети на стадии управления развитием региональной электроэнергетики.

2. Разработанные метод анализа РЭЛС и модели СЭС и ВЛ позволяют повысить обоснованность решений СУПА в части выбора мероприятий по ТОиР и/или ТПиР.

3. Расчет показателей по предлагаемому методу позволяет оценить и сопоставить с позиции надежности участки сетей в соответствии с действующей организационной структурой управления ТСО.

Методы и средства исследований. Поставленные в диссертационной работе задачи решаются на основе системного подхода с использованием методов теории надежности; теоретических основ электротехники; математического моделирования, оптимизации, математической статистики и теории вероятностей. Для проведения численных экспериментов и расчетов были использованы программные комплексы и платформы RastrWin, Matlab Simulink.

Положения диссертации, выносимые на защиту:

1. Разработанные модели и метод анализа надежности региональных электрических сетей применимы для обоснования мероприятий по повышению их технической эффективности с учетом экономических ограничений.

2. Оценка состояния технического потенциала сети и степени его освоения с позиций надежности позволяют повысить обоснованность мероприятий ТОиР или ТПиР, ориентированных на использование новых технологий.

3. Повышение бесперебойности электроснабжения требует преобразования РЭС в региональные распределенные энергосистемы за счет технологического присоединения МРГ.

4. Предлагаемые модели и результаты анализа надежности РЭС позволяют оценить степень бесперебойности электроснабжения потребителей электроэнергии, что открывает возможность реализовать клиентоориентированный подход к ценообразованию и перейти к формированию и управлению спросом на электроэнергию.

Соответствие паспорту научной специальности. Полученные научные результаты соответствуют пункту 4 «Разработка методов оценки надежности электрооборудования, структурных схем и схем распределительных устройств электростанций», пункту 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике», пункту 11 «Разработка методов анализа структурной и

функциональной надежности электроэнергетических систем и систем электроснабжения» паспорта специальности 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы».

Личный вклад автора: участие в разработке теоретических и методических положений работы, проведение численных экспериментов и анализа результатов расчетов, подготовка публикаций.

Достоверность и обоснованность результатов обеспечена корректным использованием математического аппарата, проведением численных экспериментов с использованием лицензионного программного обеспечения. Подтверждается соответствием результатов теоретического анализа и вычислительных экспериментов решениям, основанным на опыте эксплуатации и проектирования региональных электрических сетей, совпадением результатов исследований с мнениями авторитетных экспертов.

Апробация работы.

Основные положения и результаты диссертационной работы:

- обсуждались на семинарах и конференциях различного уровня (Международном научном семинаре им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (2014, 2015, 2018 гг.), Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (2014, 2016 гг.), Международном форуме по стратегическим технологиям IFOST (2016 г.), Международной научно-технической конференции «Энергия» (2015 – 2017 гг.), научных семинарах кафедры АЭЭС НГТУ (2014 – 2018 гг.) и др.);

- включены в отчеты по итогам выполнения НИР в период 2015-2018гг. («Коммерциализация технологии и устройств автоматики для обеспечения устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией», № АААА-Б15-215120930049-6, 2015 г.; «Разработка технологии управления режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией», № АААА-Б17-217022140026-7, 2017 г.; «Методика упрощенной

оценки надежности электроснабжения узлов нагрузки», № АААА-Б18-218030290074-6, 2018 г.)

По результатам исследований были назначены Стипендии Президента и Правительства Российской Федерации для аспирантов, обучающихся по направлениям подготовки, соответствующим приоритетным направлениям модернизации и технологического развития российской экономики.

Публикации. Содержание диссертационной работы отражено в 13 публикациях, в том числе 4 статьи в рецензируемых научных изданиях, включенных в Перечень рекомендованных ВАК РФ, 4 статьи в источниках, индексируемых международными наукометрическими базами и 5 статей в прочих изданиях.

Внедрение результатов работы.

Имеется 2 акта внедрения, подтверждающие использование результатов диссертационного исследования предприятиями энергетики, осуществляющими проектирование и управление функционированием региональных электрических сетей. Результаты работы используются в учебном процессе на факультете Энергетики Новосибирского государственного технического университета в курсе «Моделирование надежности энергосистем». В соавторстве подготовлено и издано учебно-методическое пособие по указанному курсу. Также результаты используются при подготовке магистерских работ.

Объем и структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений, списка терминов, списка использованной литературы из 121 наименования, 5 приложений, где приведены результаты расчетов и акты внедрения. Общий объем работы составляет 172 страницы, включает 27 рисунков и 36 таблиц.

1 АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Электросетевой комплекс РФ и региональные электрические сети: современное состояние и наблюдаемые изменения

1.1.1 Структура сетевого комплекса РФ и его особенности

Электросетевой комплекс (ЭСК) Российской Федерации представляет собой сложную организационно-техническую систему. Начиная с 2000-х в электроэнергетике России, в том числе и в электросетевом комплексе, запущен процесс реформирования.

В результате последней реорганизации ЭСК, в 2013 году было создано ПАО «Россети». Целью осуществленных организационных преобразований явилось создание контролируемого государством оператора магистральных и распределительных энергетических сетей в России.

Организационную структуру ЭСК страны, согласно [1; 2; 3], можно представить следующей:

- организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью - ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» («ФСК ЕЭС»), эксплуатирующая около 90 % линий напряжением от 220 кВ до 750 кВ (дочерняя электросетевая компания ПАО «Россети»);
- межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК) и региональные сетевые организации, занимающие около 70 % рынка электросетевых услуг в электросетевом комплексе: АО «Тюменьэнерго», ПАО «МРСК Волги», ПАО «МРСК Северного Кавказа», ПАО «Ленэнерго», ПАО «МРСК Северо-Запада», ПАО «МРСК Сибири»,

ПАО «МРСК Юга», ПАО «МРСК Урала», ПАО «Московская объединенная электросетевая компания», ПАО «МРСК Центра», ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (являющиеся дочерними электросетевыми компаниями ПАО «Россети»);

- около 1900 иных территориальных сетевых организаций (ТСО) (как входящих в ПАО «Россети», так и функционирующих самостоятельно).

ПАО «Россети» является крупнейшей электросетевой компанией. В 2016 году компанией обеспечен полезный отпуск электроэнергии потребителям в размере 742,7 млрд. кВт·ч из 1054,5 млрд. кВт·ч (по ЕЭС России – 1026,9 млрд. кВт·ч) общего потребления [4].

В зависимости от выполняемых функций, технико-технологическая структура ЭСК подразделяется на:

- магистральный сетевой комплекс, включающий электрические сети напряжением 220 – 1150 кВ; находится под управлением ПАО «ФСК ЕЭС»;
- распределительный сетевой комплекс, включающий электрические сети напряжением 0,4 – 110 (220) кВ; находится под управлением ТСО.

Необходимо отметить, что, согласно действующему законодательству в области энергетики [5], МРСК, как и региональные сетевые организации и прочите ТСО, обозначаются территориальными сетевыми организациями. ТСО, согласно определению [5] – это коммерческая организация, которая оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Согласно [1], основным приоритетом деятельности магистрального сетевого комплекса является поддержание и развитие инфраструктуры, позволяющей обеспечить надежность выдачи мощности от станций к

пунктам подключения распределительных электрических сетей, которые согласно [6] следует обозначать точками передачи электрической энергии.

Миссия распределительного комплекса – долгосрочное обеспечение энергетической безопасности потребителей на всей территории соответствующего региона на этапе распределения электрической энергии за счет организации максимально эффективной инфраструктуры [1].

Фактически, функция распределительного ЭСК – распределение электрической энергии и передача к точкам питания электроприемников потребителей электроэнергии. Так как значительная доля распределительного ЭСК находится под управлением региональных сетевых организаций в рамках МРСК, согласно действующей организационной структуре, то в дальнейшем в работе используется понятие региональный ЭСК.

Данные Таблицы 1.1 подчеркивают массовость регионального ЭСК. Учитывая его важность, очевидна актуальность вопросов, связанных с повышением технической эффективности как совокупности безопасности, надежности и продуктивности региональных электрических сетей (РЭС).

В соответствии с организационной структурой ПАО «Россети» и особенностями систем электроснабжения [7], под РЭС в данной работе понимаются сети 0,4 – 220 кВ под управлением ТСО.

Таблица 1.1 – Характеристика электросетевого комплекса ПАО «Россети» [8]

Параметр	Магистральный ЭСК	Региональный ЭСК	Отличие, раз
1	2	3	4
Протяженность линий электропередач, км.	133 325,5	2 072 020,6	15,54
Количество подстанций, шт.	861	489 341	568,34

1.1.2 Состояние региональной электрической сети

При анализе надежности, РЭС следует рассматривать с двух позиций:

- Электрическая сеть – как совокупность установок и устройств, образующих электрическую цепь, необходимую для существования электрического режима, отвечающего техническим требованиям к значениям напряжения в узлах и электрического тока в ветвях, которые установлены технической документацией по эксплуатации объектов электросетевого комплекса. В состав электрической сети обычно принято включать объекты для передачи электрической энергии, преобразователи электроэнергии, систему релейной защиты и автоматики.
- Подсистема системы электроснабжения, которая состоит из электроустановок и электрических устройств, предназначенных для производства, передачи и распределения электрической энергии.

Поэтому, при анализе надежности сети, необходим анализ как с позиции структурной, так и функциональной надежности.

Под структурной надежностью принято понимать свойство системы (объекта) находиться в работоспособном состоянии, то есть согласно [9], в таком состоянии, в котором сеть способна выполнять требуемые функции. Данное свойство надежности позволяет судить о техническом состоянии сети.

Роль сети, как подсистемы электроснабжения, отражает функциональная надежность как свойство системы (объекта) находиться в рабочем состоянии, что согласно [9] означает нахождение в состоянии, в котором сеть выполняет требуемую функцию, то есть осуществляет передачу и распределение электрической энергии и мощности. При этом важно

отметить, что система, находящаяся в работоспособном состоянии, может находиться как в рабочем, так и нерабочем состоянии.

Вопросам выбора и оценки показателей надежности объектов электроэнергетики уделено большое внимание в научных работах [7; 10 – 19 и др.], терминология в данной сфере закреплена соответствующей нормативно-технической документацией [9].

Для электротехнического оборудования, образующего РЭС, с позиции надежности наиболее существенными процессами являются: функционирование и целенаправленное изменение объекта, взаимодействие со средой, старение, восстановительные и ремонтные воздействия. В результате наложения этих процессов друг на друга, их взаимодействия возникают определенные события, и объект принимает различные состояния, существенно влияющие на выполняемые им функции. К ним относятся события: «отказ» и «восстановление», и состояния: «работоспособное» и «неработоспособное».

Отказом является событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния [9], т.е. когда объект переходит границу допустимой области значений его параметров из работоспособного состояния в неработоспособное. При этом происходит утрата способности объекта выполнять свои функции. После отказа, в результате действий персонала и автоматики, наступает событие «восстановление», когда все значения параметров, характеризующие состояние объекта, вновь оказываются в допустимой с позиции дальнейшего функционирования области, т.е. переход из неработоспособного состояния в работоспособное, например, за счет выполнения ремонтов поврежденного оборудования [9 – 11].

В итоге функционирование восстанавливаемых объектов, к которым относится различное электротехническое оборудование сети и РЭС в целом, может быть представлено потоком отказов и восстановлений, т.е.

характеризоваться двумя существенными чередующимися состояниями: работоспособным и неработоспособным.

В связи с этим, при анализе структурной надежности сети выделяются два базовых свойства надежности: безотказность и восстанавливаемость.

Безотказность – свойство объекта непрерывно сохранять способность выполнять требуемые функции в течение некоторого времени или наработки в заданных режимах и условиях применения [9]. Параметром потока отказов в общем случае является функция времени. В практических вопросах чаще используется средний параметр потока отказов или частота отказов (ω) [7; 11; 12 и др.].

Восстанавливаемость – свойство объекта быть приспособленным к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и их устранения [7; 11 и др.]. Основным параметром, характеризующим данное свойство, является интенсивность восстановления, в общем случае представленная функцией от времени. Восстанавливаемость характеризуется показателем среднего времени восстановления, являющимся обратной величиной интенсивности восстановления (μ).

Замещение в 2002 году вертикально-интегрированного принципа построения энергетики на функциональный в совокупности с проведением приватизации в электросетевом комплексе, установлением рыночных отношений и прочего, по мнению многих экспертов [1; 3; 20 и др.] привело к тому, что сегодня ЭСК работает на пределе надежности. Доля электрических сетей распределительного ЭСК, выработавших свой нормативный срок, составляет около 50 %; 7 % электрических сетей выработало 2 нормативных срока. Общий износ электрических сетей достигает 70 % [1; 2; 20; 21]. Более 75% подстанций (ПС) 35-110 кВ эксплуатируются более 25 лет. При этом объем оборудования со сверхнормативным сроком службы ежегодно увеличивается на 2% [1; 8; 23; 24].

По данным ПАО «Россети» безотказность оборудования за последние 30 лет значительно снизилась, что принято объяснять физическим старением

и износом оборудования. В качестве иллюстрации снижения безотказности можно привести изменения значений частоты отказов воздушных линий (ВЛ), как наиболее массового оборудования ЭСК (Таблица 1.2). Изучение Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [8] и анализ журналов аварийности оборудования [25 – 29] показали, что относительно 1984 года, когда число отказов в пересчете на один пролет составляло $3,7 \cdot 10^{-3}$ раз/год [24], частота отказов в отдельных ТСО существенно возросла.

Таблица 1.2 - Частота отказов воздушных линий 110 кВ, число отказов/пролет*год

ТСО	Число отказов в 2015 г.	Рост числа отказов, раз
1	2	3
Филиал ПАО «МРСК СК» «Каббалкэнерго»	$3,4 \cdot 10^{-2}$	9,2
Филиал ПАО «МРСК СК» «Карачаево-Черкесскэнерго»	$3,8 \cdot 10^{-2}$	10,1
Филиал ПАО «МРСК СК» «Севкавказэнерго»	$1,8 \cdot 10^{-2}$	4,8
Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго»	$1,1 \cdot 10^{-2}$	3,0
Филиал ПАО «МРСК Сибири» «Бурятэнерго»	$1,0 \cdot 10^{-2}$	2,8
АО «РЭС»	$9,1 \cdot 10^{-3}$	2,5
ОАО «Сетевая компания»	$7,9 \cdot 10^{-3}$	2,2

Безотказность другого оборудования ЭСК, аналогично ВЛ, также снизилась [13; 23 и др.]. Однако в [8] указывается, что доля технологических нарушений в ЭСК по причинам, связанным со старением и износом оборудования, составляет 24 %. По анализу основных результатов функционирования электроэнергетики в 2016 году [30] некоторые компании,

в числе которых ПАО «МРСК Северного Кавказа», ПАО «МРСК Урала», ПАО «Томская РК», ПАО «МРСК Сибири», ОАО «Курганэнерго», добились снижения аварийности с 14 до 26% по сравнению с показателями 2015 года.

Однако некоторые компании завершили 2016 год с увеличением количества отказов (по сравнению с показателями 2015 года): ОАО «РЖД» на 29%, ПАО «МРСК Северо-Запада» на 18%, АО «Тюменьэнерго» на 10%, ОАО «Иркутская ЭСК» на 7%, ПАО «МРСК Центра» на 5%. При этом классификация отказов по видам повреждённого оборудования показывает, что около 75% от общего количества в ЭСК приходится на линии электропередач 110 кВ и выше [30].

Если проблему повышения частоты отказов оборудования, относительно принятых при проектировании [31], общепринято связывать с физическим и моральным износом, то снижение уровня восстанавливаемости, проявляемое в повышении времени восстановления после отказа, связывают в том числе со снижением уровня технического обслуживания и качества проводимых ремонтов [23], что принято считать следствием осуществлённых реформ.

Очевидно, что основное электротехническое оборудование выработавшее свой нормативный срок службы, уступает современным аналогам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надёжности. При этом устаревшее оборудование требует увеличивающихся с ростом срока службы затрат на техническое обслуживание и ремонт [13; 32; 33].

Вопросы, связанные с анализом функциональной надёжности сети, установленные для ТСО, неразрывно связаны с требованиями, предъявляемыми к надёжности и качеству электроснабжения как со стороны государства, так и потребителей и подробно приведены в следующем параграфе.

В целом сложившееся состояние нельзя считать удовлетворительным, оно не позволяет сети в полной мере соответствовать требованиям по

структурной, а, следовательно, и функциональной надежности. При этом повысить уровень надежности сети за счет реализации мероприятий только технического обслуживания и ремонта (ТОиР) невозможно. Необходимо осуществлять мероприятия технического перевооружения и реконструкции (ТПиР), главным образом ориентированные на освоение новых технологий.

На решение проблемы, связанной с функциональной и структурной надежностью РЭС, направлена как проводимая государством политика [34, 35], так и техническая политика ПАО «Россети» [8], а также стратегия развития электросетевого комплекса [1].

1.2 Требования, предъявляемые к уровню надежности РЭС

1.2.1 Проводимая государством политика в области повышения надежности оказываемых услуг

Проводимая государством экономическая политика направлена на повышение надежности и качества оказываемых ТСО услуг по передаче электрической энергии. Для этого разработан и запущен механизм стимулирования повышения надежности системы электроснабжения, подсистемой которой является РЭС.

Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг» [34] и соответствующим «Методическим указаниям по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» [35], уровень надежности оказываемых ТСО услуг оценивается по 4 индикативным показателям, отражающим функциональную надежность сети:

- средняя продолжительность прекращений передачи электрической энергии (Π_{Π});
- средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии потребителям на точку поставки (Π_{saidi});
- средняя частота прекращения передачи электрической энергии потребителям на точку поставки (Π_{saifi});
- объем недоотпущенной электрической энергии потребителям (Π_{ENS}).

Последний показатель используется для сетевой организации, имеющей в управлении объекты единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Согласно [35] *показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии* определяется по формуле:

$$\Pi_{\Pi} = T_{\text{пр}} / N_{\text{тп}}, \quad (1.1)$$

где: $T_{\text{пр}}$ - фактическая суммарная продолжительность всех прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг сетевой организации за расчетный период регулирования, час; $N_{\text{тп}}$ - максимальное за расчетный период регулирования число точек присоединения потребителей услуг сетевой организации к электрической сети, шт.

Для целей расчета значений средней продолжительности и средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки под прекращением передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации понимается возникновение технологического нарушения на объектах ТСО, повлекшее невозможность обеспечить передачу электрической энергии в точки поставки, либо сопровождаемого полным (частичным) ограничением режима потребления.

Показатель *средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки* в каждом расчетном периоде регулирования (Π_{saidi}):

$$\Pi_{saidi} = \frac{\sum_{j=1}^J T_j \cdot N_j}{N_t}, \quad (1.2)$$

где: T_j - продолжительность j -го прекращения передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителям услуг сетевой организации в рамках технологического нарушения, час; N_j - количество точек поставки потребителям услуг сетевой организации, в отношении которых произошло j -ое прекращение передачи электрической энергии в рамках технологического нарушения, шт.; N_t - максимальное за год число точек поставки потребителям услуг сетевой организации за t -й расчетный период регулирования, шт.; J - количество прекращений передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителям услуг сетевой организации в t -м расчетном периоде регулирования, шт.

Показатель *средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки* в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования ($\Pi_{sai fi}$) определяется по формуле:

$$\Pi_{sai fi} = \frac{\sum_{j=1}^J N_j}{N_t}. \quad (1.3)$$

Важно заметить, что при расчете индикативных показателей учитываются отключения, при которых время прекращения передачи электрической энергии потребителю в результате технологических нарушений на объектах ТСО имеют продолжительность свыше времени автоматического восстановления питания (автоматическое повторное включение, автоматический ввод резерва), за исключением случаев, когда ТСО не несет ответственность за перерывы электроснабжения. К последним, например, могут относиться прерывания электроснабжения из-за нерасчетных экстремальных природно-климатических условий,

технологических нарушений производства электроэнергии на объектах генерации, ошибочных действий структурных подразделений системного оператора или системной автоматики [34; 35].

Установленный порядок направлен на плановое снижение указанных индикативных показателей. В частности, от степени достижения планового значения средней продолжительности прекращения электрической энергии, устанавливаемого регулирующим органом в лице Федеральной антимонопольной службы, для ТСО предусматриваются стимулирующие надбавки к тарифу или штрафы при их снижении, непредставлении информации, либо ее искажении [35]. При этом, функции анализа и оценка достигнутого уровня надежности, производимая по статистической информации, собираемой и регистрируемой ТСО, возлагаются на сами ТСО [35].

Обобщая [34 – 36], можно отметить, что при выполнении определенных условий по достижению показателей надежности и качества оказываемых ТСО услуг, возможно повышение долгосрочного тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2%, из которых 1,4% зависят от уровня надежности. Таким образом, государством образована важная связь «повышение надежности РЭЛС – дополнительные доходы ТСО».

Данный механизм также направлен на появление конкуренции в области передачи электрической энергии, частично способствует процессу консолидации сетевых активов [1; 37]. Однако наличие существенных отличий РЭЛС в составе оборудования, схемах соединения, количестве точек присоединения, типе и мощностях электроприемников и прочего не позволяет произвести их сравнение по индикативным показателям.

В Таблице 1.3 приведена динамика изменения значений показателя средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии для 6 ТСО [7; 26; 28; 29; 38; 39;], что в сопоставлении с Таблицей 1.2 и в совокупности с данными [30] указывает на отсутствие прямой причинно-следственной связи между безотказностью оборудования и

бесперебойностью электроснабжения. При этом важно отметить значительное несоответствие плановых и фактических значений во многих случаях, что в итоге приводит к определенным противоречиям действующего порядка стимулирования.

Таблица 1.3 - Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп), час/шт.

ТСО	Факт 2014	Факт 2015	Факт 2016	Факт 2017	План 2017
1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «МРСК СК» «Каббалкэнерго»	0,0015	0,0010	0,0006	0,0006	0,0044
Филиал ПАО «МРСК СК» «Карачаево-Черкесскэнерго»	0,0122	0,0147	0,0056	0,0053	0,0275
Филиал ПАО «МРСК СК» «Севкавказэнерго»	0,0132	0,0068	0,0047	0,0041	0,0724
Филиал ПАО «МРСК Северо- Запада» «Псковэнерго»	0,0491	0,0672	0,0674	0,0958	0,090
Филиал ПАО «МРСК Сибири» «Бурятэнерго»	0,0130	0,0060	0,0040	0,0120	0,0413
АО «РЭС»	н/д	н/д	0,0082	0,0182	0,0224
ОАО «Сетевая компания»	0,0066	0,0079	0,0045	0,0048	0,0184

Статистика 2015-2017 годов говорит о снижении аварийности в электрических сетях на 4% в целом по стране [30]. Очевидно, что прерывание электроснабжения потребителей происходит не только вследствие отказов оборудования сети, и не очевидно, что стремление к повышению безотказности оборудования ведет к сокращению частоты и длительности отключений, определяющих объем недоотпуска

электроэнергии. Объяснением этого факта может служить наличие структурного, функционального и нагрузочного резервирования в сетях, вследствие чего не каждый отказ оборудования сети сопровождается прерыванием электроснабжения потребителей. Также известно, что РЭС обладают определенной избыточностью, к примеру, средняя загруженность ПС питающей сети составляет 60 - 70% во многих регионах (Таблица 1.4).

Таблица 1.4 – Загруженность подстанций питающей сети

ТСО	Средняя нагрузка подстанций, %
1	2
ПАО «МРСК Северо-Запада»	62
ПАО «МРСК Сибири»	61,7
ОАО «Сетевая компания»	60
ОА «РЭС»	92

В связи с этим очевидна необходимость решения задач, связанных с определением участка и соответствующего оборудования РЭС, существенно влияющих на надежность электроснабжения, то есть, по сути, имеющие связь между структурной и функциональной надежностью.

Очевидно, что к сокращению времени и частоты недоотпуска электроэнергии ведет снижение времени восстановления электроснабжения. Восстанавливаемость работы СЭС обеспечивается не только организацией эксплуатации сети, но и наличием соответствующей автоматики. Важную роль играет соответствие схемы технологического присоединения потребителей с требованиями к показателям надежности электроснабжения. Существующий порядок предусматривает четыре категории надежности электроснабжения, но по известным причинам преобладают потребители с третьей категорией, электроснабжение которых допускает прерывание на 72 часа в год, но не более 24 часов на одно прерывание.

Наличие заниженных относительно принятых в мире требований к надежности электроснабжения потребителей в сочетании с возрастающими требованиями к функциональной надежности РЭС порождает новые задачи. Среди них можно отметить задачу поиска компромисса между соблюдением нормативных требований к показателям надежности оборудования, что во многом обеспечивает структурную надежность РЭС, и требованиями регулирующих органов к функциональной надежности РЭС. От решения этой задачи зависит соотношение между затратами на ТОиР и ТПиР и дополнительными доходами, связанными с повышением надежности РЭС, учитывая вероятности и риски нарушений электроснабжения потребителей.

1.2.2 Требования потребителей к надежности

Помимо региональных ФАС, требования к бесперебойности электроснабжения определяет потребитель. Как на этапе технологического присоединения, так и позже, потребители имеют право выбора категории надежности [40].

В соответствии [41] выделяют три категории надежности электроснабжения (Рисунок 1.1), каждая из которых предполагает соответствующие схемы технологического присоединения.



Рисунок 1.1 – Категории надежности электроснабжения

Однако время восстановления энергоснабжения потребителей в соответствии с п. 31.6 [40] сформулировано только для третьей категории надежности электроснабжения. Для них установлено допустимое число часов отключений в год - 72 часа, но не более 24 часов подряд, включая срок восстановления электроснабжения, за исключением случаев, когда для производства ремонта объектов электросетевого хозяйства необходимы более длительные сроки, согласованные с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Для потребителей второй и первой категории надежности число часов отключений должно определяться в договоре оказания услуг по передаче электроэнергии, а если у потребителя нет такого договора, то в договоре электроснабжения с энергосбытовой организацией.

Основная масса потребителей обладает электроприемниками 0.4-10(6) кВ, и соответственно точками питания для них служат ТП распределительных сетей. Степень бесперебойности электроснабжения прежде всего определяется схемой присоединения ТП к распределительному устройству 10(6) кВ подстанций (ПС), либо распределительных пунктов (РП), примеры которых представлены на Рисунке 1.2.

Наиболее простой схемой электроснабжения третьей и второй категории надежности является одноступенчатое подключение ТП по радиальной схеме к ЦП (Рисунок 1.2 а). При двухступенчатых схемах распределения электроэнергии для электроприемников второй и третьей категории может быть использована кольцевая схема электроснабжения (Рисунок 1.2 б). Более надежными являются схемы с двойными магистралями для электроснабжения электроприемников, в которых предусматривается параллельная работа двух линий, обеспечивающих независимое питание групп ТП от разных РП или двух разных секций одного РП, автоматическое включение резервной точки питания. На Рисунке 1.2 показана схема с двумя магистралями электроснабжения для потребителей второй категории. Для потребителей первой категории

используют схемы с двумя магистралями в которых электроприемники получают электроэнергию от двух различных РП, Рисунок 1.2 г.

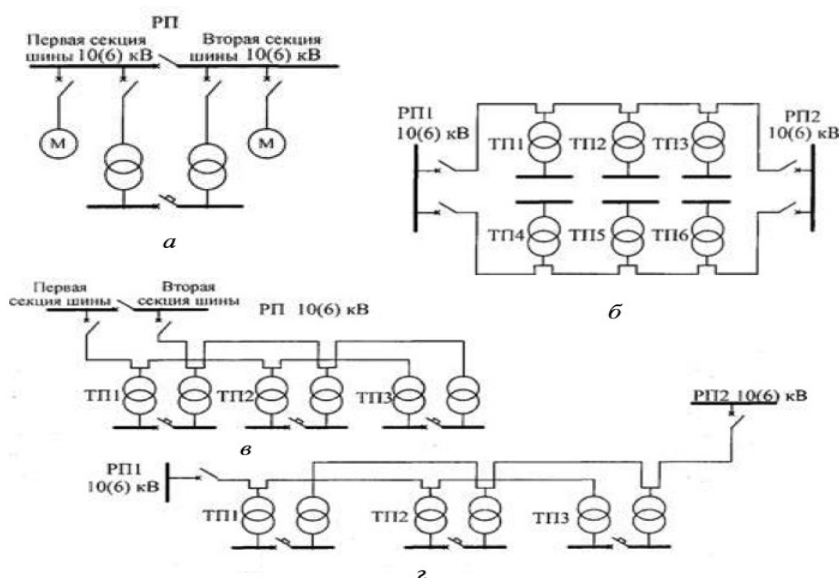


Рисунок 1.2 - Схемы присоединения ТП 10(6) кВ: а – радиальная; б – кольцевая; в – двойная сквозная магистраль с односторонним питанием; г – двойная магистраль с двухсторонним питанием

Выбирая категорию надежности электроснабжения электроустановок, потребители выбирают ТП с соответствующей степенью надежности подключения к распределительной сети. При этом нормальная, ремонтная и послеаварийная схема соединения ТП и ЦП либо РП в соответствии с [41] должна исключить замкнутые контура для протекания электрического тока. Для этого применяется секционирование шин, магистралей, а при технологических нарушениях или отказах оборудования по иным причинам в действие вступает автоматическое включение резерва (АВР), обеспечивающее восстановление технологического процесса у потребителей.

Правильный выбор схемы технологического присоединения во многом позволяет обеспечить соответствие уровня функциональной надежности РЭЛС и требований потребителей к надежности электроснабжения.

Однако в силу значительной разницы в стоимости технологического присоединения, в зависимости от категории надежности, доминирующее большинство потребителей отдает приоритет подключению по третьей категории надежности электроснабжения.

1.2.3 Международная практика анализа надежности

За рубежом ответственность за надежность электроснабжения возложена на сетевую организацию, которая в большинстве случаев выполняет и функции энергосбытовой организации одновременно, а также обязана выполнять требования к показателям надежности электроснабжения.

Сравнивая принятые в России показатели [34; 35] с основными международными показателями, отражающими уровень надежности электроснабжения и определяющими эффективность работы ТСО, можно заметить, что за рубежом набор используемых показателей несколько шире. В рамках стандарта IEEE 1366-2012 «Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices» [42] используется ряд дополнительных показателей, позволяющих осуществить более глубокую оценку надежности энергоснабжения.

- **SAIDI** – Индекс средней продолжительности отключений на одного потребителя. Определяется отношением общей продолжительности длительных внеплановых нарушений электроснабжения потребителей к общему числу подключенных потребителей за рассматриваемый отчетный период времени. Показывает, на какое время прерывалось энергоснабжение среднестатистического потребителя в течение года

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m T_i N_i}{\sum_{i=1}^m N_i}, \quad (1.4)$$

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

- **SAIFI** – Индекс средней частоты отключений на одного потребителя. Рассчитывается путем деления общего числа долговременных

(более 1 мин.) отключений на общее количество обслуживаемых потребителей на определенной территории в год. При этом если какие-то потребители пострадали более одного раза, то каждое отключение рассматривается как независимое. Показывает, сколько раз в год возникали перебои в энергоснабжении среднестатистического потребителя

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m \omega_i N_i}{\sum_{i=1}^m N_i}, \quad (1.5)$$

где: ω_i – частота отключения потребителей узла i .

- **CAIDI** - Индекс средней продолжительности отключений одного потребителя в системе. Определяется путем деления суммарной продолжительности отключений на общее их количество в год. Позволяет оценить продолжительность возникающих перебоев и быстроту реагирования на них персонала сетевой организации

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (1.6)$$

- **ASAI** – Индекс средней продолжительности питания потребителей. Отображает долю времени отчетного периода, когда осуществлялось питание потребителя.

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760} \quad (1.7)$$

- **ACIDI** – Индекс средней продолжительности отключения нагрузки потребителей. Представляет из себя отношение суммы произведений отключаемых мощностей и продолжительности отключений к отключаемой нагрузке в системе.

$$ACIDI = \frac{\sum_{i=1}^m t_{bi} P_i}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.8)$$

где t_{bi} – время восстановления электроснабжения в узле i , P_i – мощность нагрузки в узле i .

- **AENS** – Индекс среднего объема недоотпуска. Представляет из себя величину электроэнергии, которая недополучена одним среднестатистическим потребителем.

$$AENS = \frac{\sum_{i=1}^m T_i P_i}{\sum_{i=1}^m N_i} \quad (1.9)$$

- **MAIFI** – Мгновенный индекс средней частоты отключений. Представляет собой отношение суммы общего количества кратковременных отключений потребителей (обычно считаются отключения менее 1 мин.) к общему количеству обслуживаемых потребителей в течение года.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m Y_i}{\sum_{i=1}^m N_i}, \quad (1.10)$$

где Y_i – количество кратковременных отключений потребителей узла i .

Кроме этого, во многих странах в механизмах стимулирования ТСО в качестве показателей надежности поставок электроэнергии используются: среднее время перерыва электроснабжения – АИТ, мин; недопоставленная потребителям электроэнергия – ENS, МВт*ч.

Для каждого показателя выделяют: плановые и неплановые (внезапные) отключения, где, например, не учитываются отключения из-за экстремальных погодных условий. Показатели определяют для каждого класса напряжения; различают по типам сетей: городские, пригородные, сельские [43; 44].

Анализ с использованием данной совокупности показателей либо части из них, позволяет говорить о надежности выполнения электрической сетью ТСО, т.е. РЭС, функции по передаче и распределению электрической энергии потребителям. Однако данные показатели не отражают техническое состояние ЭСК как технической системы.

Используемая World Bank методика, по которой определяется рейтинг стран с позиций надежности электроснабжения в Doing Business [45], также основана на показателях SAIDI и SAIFI и имеет три градации уровня надежности:

- Низкий уровень надежности электроснабжения. SAIDI и SAIFI не превышают 12, что соответствует 1 отключению в месяц не более чем на 1 час.
- Средний уровень надежности электроснабжения. SAIDI и SAIFI не превышают 4, что соответствует 1 отключению в квартал не более чем на 1 час.
- Высокий уровень надежности электроснабжения. SAIDI и SAIFI не превышают 1, что соответствует 1 отключению в год не более чем на 1 час.

1.3 Основные пути повышения надежности электросетевого комплекса

Проблема снижения надежности силового оборудования РЭЛС не локальна для какого-либо региона, а повсеместна, как указано в п.1.1.2, и требует от ПАО «Россети» соответствующих системных решений.

Одним из решений является соблюдение принятой единой технической политики в электросетевом комплексе [8]. Указанное Положение разработано в соответствии с действующим законодательством и является обязательным для применения как в деятельности дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети», осуществляющих деятельность по передаче и распределению электрической энергии, так и для исполнения третьими лицами, привлекаемыми на договорной основе для целей выполнения работ (услуг, поставок) на объектах ЭСК.

Фактически, [8] представляет собой совокупность как рекомендуемых, так и обязательных для применения технических решений и технологий, обеспечивающих плановое изменение ЭСК, а именно повышение надежности и эффективности функционирования при обеспечении надлежащего уровня безопасности. В совокупности это позволяет говорить и о повышении технической эффективности процессов передачи,

преобразования и распределения электроэнергии. Целями технической политики являются определение основных направлений развития техники и технологий, обеспечивающих повышение надежности и эффективности функционирования объектов электроэнергетики на основе инновационных принципов развития, обеспечивающих недискриминационный доступ к электрическим сетям всем участникам рынка [8].

К основным задачам, на решение которых направлена техническая политика, относятся:

- повышение эффективности и развитие ЭСК Российской Федерации для обеспечения надежного снабжения потребителей;
- преодоление тенденции старения основных фондов;
- обеспечение выдачи мощности объектов по производству электрической энергии в сеть;
- сокращение потерь;
- создание условий для присоединения к электрической сети участников оптового и розничных рынков на условиях недискриминационного доступа при наличии технической возможности;
- оптимизация процессов по загрузке мощностей электросетевых активов;
- эффективное использованию резервов сетевой мощности;
- автоматизация ПС;
- внедрение и развитие современных систем контроля технического состояния, систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, систем связи, инженерных систем, коммерческого и технического учета электроэнергии.

Большое внимание в [8] уделено вопросам, касающимся воздушных линий, как одному из наиболее массовых элементов ЭСК. Основными направлениями при перевооружении и эксплуатации ВЛ являются

обеспечение надежности, минимизация влияния ВЛ на окружающую среду, применение вандалоустойчивых технологий, применение новых типов конструктивных элементов линий. Последнее позволяет во многом решить первые три задачи. Для линий распределительного ЭСК актуальным рассматривается применение конструктивных элементов ВЛ, выполненных из композитного материала: опор, изолирующих траверс, проводов. На ВЛ до 220 кВ включительно во многих случаях рекомендовано применение полимерных консольных изолирующих траверс.

Техническая политика указывает на необходимость применения перспективных технологий для перехода к электрической сети нового технологического уклада. Рассматривается создание интеллектуальных электрических сетей, цифровых подстанций, применение новых технологий и материалов.

Анализ единой технической политики позволяет выявить наиболее приоритетные технологии, внедрение которых предполагается в ЭСК, для повышения надежности [8]:

- конструктивные элементы, выполненные из композитных материалов;
- системы накопления и хранения энергии;
- интеллектуальные коммутационные аппараты (реклоузеры);
- интеллектуальные системы мониторинга и диагностики работы оборудования сети;
- автоматические системы управления напряжением и реактивной мощностью с применением средств FACTS;
- устройства синхронизированных измерений;
- управляемые выключатели нагрузки;
- токоограничители для высоковольтных сетей;
- применение энергоэффективных, надежных и безопасных для окружающей среды силовых трансформаторов;
- развитие мультиагентных систем;

- применение постоянного тока при подключении к сети малой генерации и возобновляемых источников энергии;
- прочее.

На внедрение в сетях указанных выше ключевых технологий, направленных на повышение надежности, также указывает Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016 – 2020 гг. [46].

Внедрение указанных выше технологий, в особенности композитных конструктивных элементов ВЛ и малой распределенной генерации, заложено также в рамках Энергетической стратегии России [47].

Значительное внимание сегодня уделяется подключению к сети малой распределенной генерации (МРГ). Актуальность вопросов интеграции МРГ в РЭЛС связана с технико-экономическими характеристиками установок [7; 48 – 50 и др.] и проводимой политикой в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, выполнениями требований экологической безопасности. Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 г. № 1221 [51] к первоочередным требованиям энергетической эффективности относится обеспечение комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для строящихся и реконструируемых объектов по производству тепловой энергии мощностью более 5 Гкал/ч, которые так же являются потребителями первой категории надежности. Указанное позволяет ожидать массового появления объектов МРГ в зоне функционирования РЭЛС. При этом, согласно [7; 48 – 50] внедрение МРГ в сеть позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей.

Значительную роль в технической политике занимает разрабатываемая и внедряемая с 2011 года система управления производственными активами (СУПА), главным образом отвечающая за обеспечение надежного энергоснабжения с учетом экономических интересов и возможностей ТСО.

1.4 Роль системы управления производственными активами

Решение задачи обеспечения нахождения оборудования ЭСК в работоспособном состоянии возлагается на различные службы и подразделения, входящие в организационную структуру ТСО, координация которых осуществляется системой управления производственными активами (СУПА), являющуюся неотъемлемой частью общей системы управления ПАО «Россети» и входящую в ТСО. СУПА, как комплексная система задач, принципов, процедур, процессов, методик и соответствующего программного обеспечения, интегрирована в корпоративную информационную систему управления в качестве отдельных подсистем, и направлена на достижение показателей производственно-хозяйственной деятельности [52].

Под управлением производственными активами, согласно [8] понимается систематическая, регулярная и координируемая деятельность по нахождению оптимального баланса между затратами, соблюдением нормативных требований к активам, перспективами развития сети, с одной стороны, и рисками, связанными с обеспечением надежного электроснабжения потребителей, а также требованиями регулирующих органов, с другой стороны. Соответственно, цели СУПА включают [8; 53]:

- обеспечение требуемого уровня надежности оказываемых услуг и качества электрической энергии;
- повышение эффективности затрат, связанных с производственными процессами;
- повышение прозрачности производственной деятельности;
- обеспечение прозрачного обоснования уровня тарифов на основании соотношения динамики показателей «надежность – затраты»;
- обеспечение инновационного развития ЭСК.

В рамках СУПА осуществляется выбор мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту, и обоснование программы технического перевооружения и реконструкции в ЭСК.

Для достижения указанных целей основными задачами СУПА являются: выявления участков сети и соответствующего оборудования, оказывающего наибольшее влияние на надежность электроснабжения потребителей; выбор мероприятий, направленных на повышения безотказности участка сети и восстанавливаемости. В процессе принятия решений по повышению структурной надежности сети используются индексы технического состояния (ИТС) каждой единицы оборудования [54]. Значения ИТС способствуют СУПА определять направленность мероприятий ТОиР и ТПиР оборудования при равном влиянии на надежность электроснабжения, выбор способа повышения надежности оборудования с учетом экономических рисков [55].

Однако знание только ИТС не позволяют СУПА определять приоритеты повышения работоспособности элементов сети и, согласно им, распределять ограниченные материальные и иные ресурсы на реализацию мероприятий ТОиР и ТПиР [56]. Для этого необходимо учитывать влияние каждой единицы оборудования на бесперебойность электроснабжения потребителей [55].

Одним из средств поиска оптимального решения является целевое использование дополнительных доходов, получаемых ТСО при достижении требуемых индикативных показателей надежности оказываемых услуг согласно [34; 35]. Указанный подход позволяет осуществлять повышение технической эффективности ТСО без снижения экономической эффективности, что согласуется с принципом оптимальности Парето: «Следует считать, что любое изменение, которое никому не причиняет убытков и которое приносит пользу, является улучшением» и позволяет найти оптимальное решение многокритериальной задачи [57].

В этом заключаются основные трудности, связанные с нехваткой методического обеспечения, позволяющего учесть взаимосвязь структурной и функциональной надежности и эффекты применения новых технологий.

Выводы

С введением механизма контроля и стимулирования качества и надежности оказываемых территориальной сетевой организацией услуг в региональных электрических сетях наблюдается повышение бесперебойности электроснабжения потребителей, на фоне роста числа отказов силового оборудования. Об этом свидетельствуют повышение частоты отказов оборудования и снижение показателя средней продолжительности прерывания электроснабжения потребителей, наблюдаемые во многих территориальных сетевых организациях. Основными причинами этого противоречия являются наличие значительного объема резервов, устройств автоматики и особенности регистрации отключений электроснабжения.

Отказы силового оборудования сети по причине его старения и износа обуславливают четверть отключений электроснабжения потребителей. Недостаточный уровень технического обслуживания и ремонтов, некорректная настройка устройств автоматики, сложные режимы загрузки оборудования и прочее также приводят к прерываниям электроснабжения.

Заниженные относительно принятых в мире требования к надежности электроснабжения со стороны потребителей не позволяют им оказывать существенное влияние на надежность функционирования территориальных сетевых организаций в рыночных условиях. Сегодня проблемой структурной и функциональной надежности региональных электрических сетей занимается регулятор, которым является государство.

Согласно реализуемой Единой технической политике в электросетевом комплексе, принятой ПАО «Россети», развитие сетей должно осуществляться

на основе новых технологий. Выявлено, что для региональной электрической сети наиболее актуальными сегодня следует рассматривать внедрение композитных конструктивных элементов воздушных линий в питающих сетях 110 кВ и присоединение малой распределенной генерации к распределительным сетям 10 кВ.

Анализ существующего состояния региональных электрических сетей позволил актуализировать задачи определения взаимосвязи структурной и функциональной надежности региональной электрической сети; разработки и расширению методического обеспечения при решении вопросов, связанных с повышением технической эффективности сети, в том числе за счет внедрения новых технологий.

Основные результаты первой главы диссертационной работы обсуждались на семинарах и конференциях, отражены в следующих публикациях:

- Мышкина, Л.С. Повышение технической эффективности — основа инновационной деятельности /Ф.Л. Бык, Л.С. Мышкина // Бизнес. Образование. Право. 2018. № 2 (43). С. 93–98. DOI:10.25683/VOLBI.2018.43.261.
- Казакова, Л.С. Конкурентные механизмы повышения надежности распределительной сети / Ф.Л. Бык, Л.С. Казакова, А.С. Трофимов // В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Актуальные проблемы надежности систем энергетики Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. 2015. С. 87-93.

2 ПРЕДЛАГАЕМЫЙ МЕТОД АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ НОВЫХ ЗАДАЧ

2.1 Моделирование региональной электрической сети

О нахождении электрической цепи в рабочем состоянии можно судить по наличию допустимого напряжения в узлах. В принципиальных схемах электрической сети ветвями, образующими электрическую цепь, обычно служат линии электропередач и понижающие трансформаторы подстанций (ПС), а контролируемые узлами - шины низкого напряжения ПС, которые принято обозначать центрами питания (ЦП). Вероятность погашения шин определяется вероятностью выхода из рабочего состояния участка сети, обеспечивающего передачу электроэнергии к этому узлу. Вероятность прерывания электроснабжения потребителей можно оценить, определив показатели готовности нахождения центров питания в рабочем состоянии. Таким образом, можно выявить слабые узлы и участки питающей и распределительной сети, где необходимо повышение безотказности. Анализ участков сети позволит выбрать «узкие места», указать оборудование, где целесообразны ТОиР или ТПиР.

Предлагается метод анализа надежности РЭС в основе которого лежат расчеты показателей надежности электроснабжения основных узлов. Основными узлами, состояние которых позволяет характеризовать надежность электроснабжения, предлагается рассматривать центры питания (ЦП) и точки присоединения потребителей – трансформаторные пункты (ТП).

Для целей анализа надежности РЭС, согласно указанному выше представлению, используется известная декомпозиция, основанная на разделении распределительного ЭСК согласно выполняемым функциям:

передача и распределение электроэнергии и организационной структуре ТСО, принятой в ПАО «Россети».

Таким образом, РЭС подразделяется на два вида базовых технологических участка сети:

- питающую сеть 35-220 кВ производственных отделений ТСО (ПСПО), предназначенную обеспечить электроснабжение ЦП от группы точек поставки электроэнергии из единой национальной электрической сети;
- локальную распределительную электрическую сеть 6-10 кВ (ЛРЭС), соединяющую каждый ЦП с распределительными и трансформаторными пунктами 10(6)/0,4 кВ.

Предлагаемая модель электрической сети для расчета узловых показателей надежности в общем случае имеет вид, представленный на Рисунке 2.1. Он наглядно демонстрирует структуру СЭС и роль сетей ПСПО и ЛРЭС.

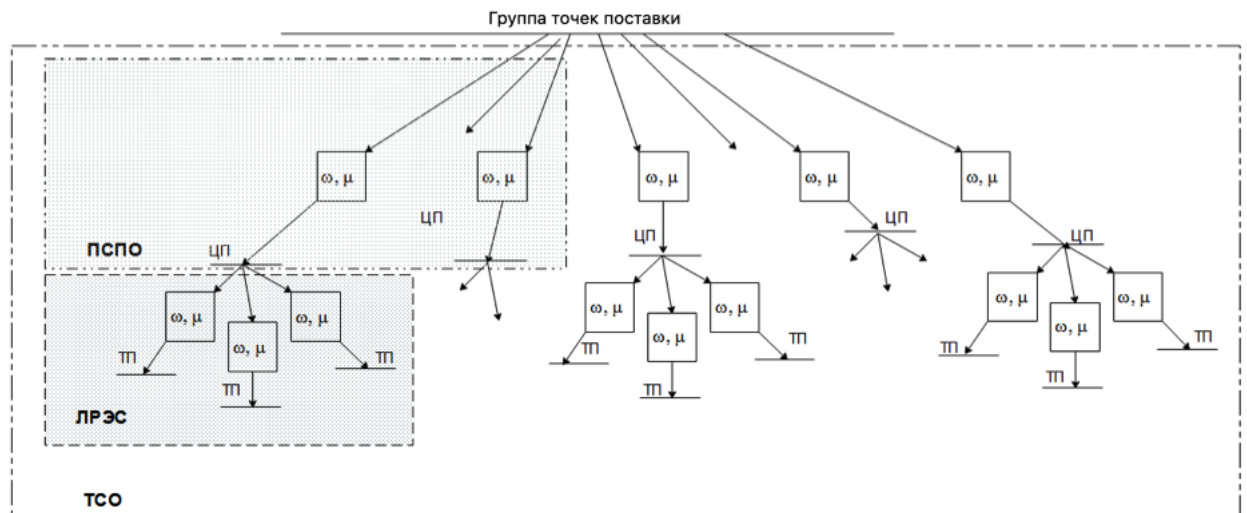


Рисунок 2.1 – Модель для анализа надежности региональной электрической сети, как составляющей системы электроснабжения

Данная модель отражает различия в топологии питающей и распределительной сети, в классе напряжения и режиме работы нейтрали,

различия в назначении и функциях питающей и распределительной сети. Главным признаком для декомпозиции служит принцип резервирования, заложенный в указанные сети.

Сложно-замкнутая схема питающей сети зачастую обуславливает двух- и более стороннее электроснабжение высоковольтных подстанций (ПС) – центров питания (ЦП) по линиям электропередач за счет наличия электрически замкнутых контуров. Это даёт возможность перераспределения нагрузки между генераторами за счет их параллельной работы. Последнее приводит к изменениям режимных параметров электрической сети и требует наличия системы управления режимами для поддержания режимных параметров в соответствии с принятыми стандартами. В таких сложно-замкнутых схемах всегда присутствует не только структурное, но и функциональное, информационное и нагрузочное резервирование [7; 11]. Данные сети более надежны, однако схема замещения для расчета показателей надежности (эквивалент) имеет сложную структуру.

Распределительная сеть обеспечивает постоянное одностороннее питание нагрузки, поэтому исключает наличие замкнутых контуров. Направленность электрического тока в сети имеет однозначный характер, что важно для учета режимного фактора при расчете показателей надежности. В этих сетях отсутствует функциональное, нагрузочное и информационное резервирование, но имеется структурное и временное резервирование. Для обеспечения требуемой надежности в распределительной сети предусматривается избыточность элементов и дается больше времени на восстановление электрической цепи.

Каждому узлу сети при таком моделировании будет соответствовать свое эквивалентное значение частоты отказов и времени восстановления участков сети.

Модель позволяет учесть:

- состав электросетевого оборудования;

- фактические и нормативные единичные показатели надежности оборудования: частоту отказов (ω) и интенсивность восстановлений (μ);
- топологию сети и потокораспределение электроэнергии по участкам сети в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах;
- наличие структурных, функциональных и нагрузочных резервов и автоматики включения резервов;
- мощность присоединенной к основным узлам нагрузки.

Таким образом, предлагаемая модель РЭС отражает свойства и взаимосвязь структурной и функциональной надежности участков питающей и распределительной сети, по которым осуществляется электроснабжение ЦП и ТП.

2.2 Эквивалентирование сети для анализа надежности

РЭС является сложной системой с множеством различных взаимосвязанных элементов: воздушных и кабельных линий, трансформаторов, выключателей, разъединителей, распределительных устройств, обеспечивающих передачу и распределение электрической энергии и мощности. Работоспособность сети, как и любой системы, обуславливается работоспособностью ее элементов и их сочетанием [58].

В связи с этим, для оценки надежности электроснабжения основных узлов сети необходимо построение эквивалента, т.е. структурно-логической расчетной схемы для анализа надежности сети. Представление сети схемой замещения с позиций надежности эквивалентна принципиальной схеме электрических соединений. Такая схема учитывает тип соединения элементов (последовательное и/или параллельное), частоту отказов и время

восстановления, определяющих продолжительность прерывания передачи электрической энергии в основные узлы,

Сборка РЭЛС позволяет рассчитать показатели безотказности и восстанавливаемости для всех узлов сети, но процесс эквивалентирования направлен на определение показателей структурной и функциональной надежности основных узлов, к которым относятся ЦП и ТП.

Сборка сети в эквивалент является одним из наиболее значимых этапов упрощенной оценки надежности электроснабжения потребителей. Эквивалент, в отличие от схемы замещения не повторяет принципиальную схему электрических соединений, но учитывает надежность всех элементов на пути от источника питания до основных узлов [58], (Рисунок 2.2).

На основе теоретических выкладок [58] при составлении эквивалента и последующего расчета используются приведенные ниже понятия.

Узлом расчетной схемы является место электрического соединения оборудования сети. К примеру, место соединения выключателя и воздушной линии или трансформатора с выключателем. Важно указать на специфический порядок нумерации узлов. Нумерация узлов расчетной схемы и эквивалентирование ветвей происходит по направлению токораспределения в электрической схеме: начиная от узла источника питания к узлам нагрузки.

Ветвями на расчетной схеме являются обладающие единичной надежностью элементы электрической схемы (линии электропередачи, трансформаторы, выключатели, разъединители, распределительные устройства), по которым энергия передается от источника питания к узлам электрической сети. Т.е. ветвью $i-j$ расчетной схемы является оборудование сети, соединяющее узел i с узлом j . Индекс $i-j$ демонстрирует направление потока мощности в схеме от i -го узла к j -му.

Критерием для определения вида соединения (последовательного или параллельного) при построении эквивалента является влияние отказа ветви (оборудования) на бесперебойность электроснабжения узла.

В схему замещения вводятся логические узлы, моделирующие источник питания, группы точек поставки для питающей сети. Надежность нахождения логических узлов не учитывается, в расчетах они принимаются находящимися в работоспособном состоянии.

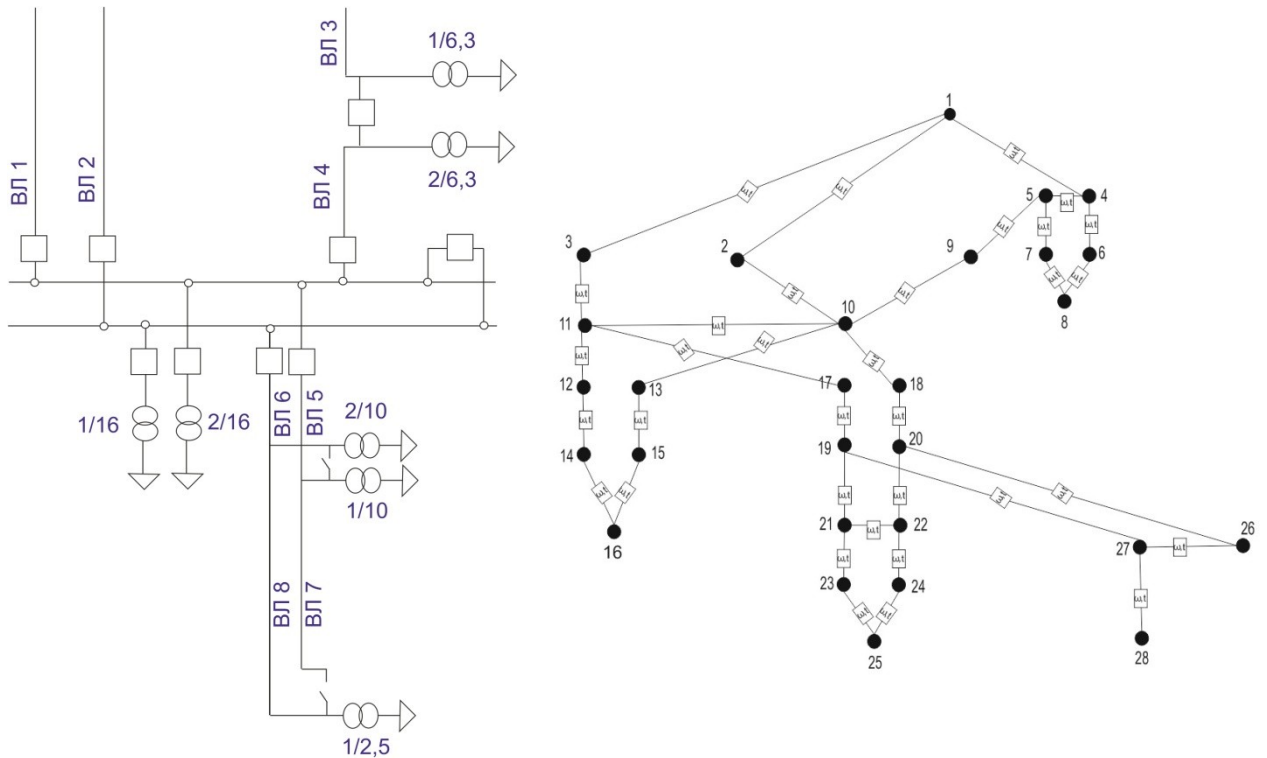


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема электрических соединений сети и ее эквивалент

2.2.1 Расчет показателей безотказности и восстанавливаемости основных узлов РЭС

Как было отмечено ранее, основными показателями надежности, отражающими уровень структурной надежности, являются:

- частота отказов
- интенсивность восстановлений, являющаяся обратной функцией времени восстановления:

$$t_g = \frac{1}{\mu}, \quad (2.1)$$

где: t_g - время приведения элемента в работоспособное состояние после отказа, μ – интенсивность восстановлений элемента.

Комплексным показателем, характеризующим совокупность свойств безотказности и восстанавливаемости, представляющими собой вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, является коэффициент готовности (стационарный) [7; 10; 11; 13]. Статистически, коэффициент готовности – это доля времени, в течение которого объект находился в работоспособном состоянии при условии, что время наблюдения очень велико. Коэффициент готовности может быть рассчитан исходя из частоты отказов и восстановления:

$$K = \frac{\mu}{\mu + \omega}, \quad (2.2)$$

где: K – коэффициент готовности элемента, ω – частота отказов элемента.

Для надежности РЭС как технической системы или как подсистемы СЭС, указанные выше свойства объектов ЭСК являются основными, определяющими системные свойства, и обычно оценка нахождения основных узлов в работоспособном состоянии осуществляется по значению коэффициентов готовности.

2.2.2 Принципы эквивалентирования

Показатели надежности узлов определяются из показателей надежности, связанных с ним ветвей (оборудования), а также схемы их соединения по отношению к данному узлу путем эквивалентирования.

Для этого происходит эквивалентирование параллельных и последовательных ветвей схемы, подходящих к узлу. Для эквивалентирования применяется логико-вероятностный метод, при соблюдении допущения, что потоки отказов элементов постоянны и неизменны во времени, т.е. $\omega = const$, а закон распределения времени восстановления элементов является экспоненциальным и время наработки на отказ элемента сети много больше времени его восстановления.

Эквивалентирование ветвей происходит согласно основным принципам эквивалентирования последовательных и параллельных элементов для расчета надежности подробно рассматриваемых в [7; 11; 33; 58 и др.].

При последовательном соединении n элементов, Рисунок 2.3а, предполагая отказы отдельных элементов независимыми, коэффициент готовности системы рассчитывается как произведение коэффициентов готовности каждого элемента:

$$K_s = \prod_{k=1}^n K_k, \quad (2.3)$$

где: K_s – коэффициент готовности системы, K_k – коэффициент готовности k -го элемента, n – количество элементов системы

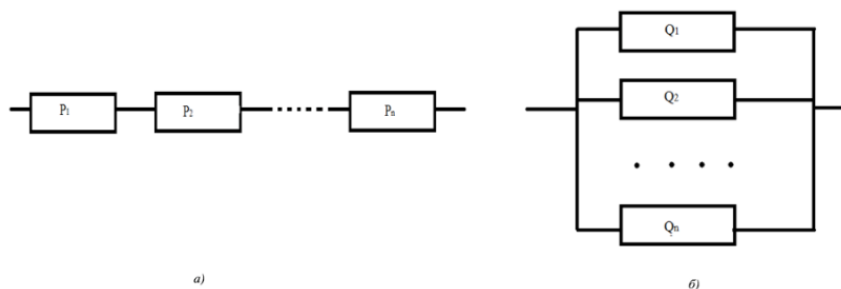


Рисунок 2.3 – Варианты соединения элементов: а – Система с последовательным соединением элементов, б - Система с параллельным соединением элементов

Частоты отказов элементов для системы с последовательным соединением, согласно [7; 11; 33; 58 и др.] для экспоненциального закона распределения суммируются:

$$\omega_s = \sum_{k=1}^n \omega_k \quad (2.4)$$

где: ω_s – частота отказов системы, ω_k – частота отказов k -го элемента.

При параллельном соединении элементов, рисунок 2.3 б, расчет коэффициента готовности системы определяется через коэффициенты неготовности элементов:

$$\bar{K}_s = \prod_{k=1}^n \bar{K}_k, \quad (2.5)$$

$$K_s + \bar{K}_s = 1, \quad (2.6)$$

$$K_s = 1 - \bar{K}_s \quad (2.7)$$

где: \bar{K}_k – коэффициент неготовности k -ого элемента, \bar{K}_s – коэффициент неготовности системы.

2.2.3 Определение и расчет показателей надежности ветвей РЭС

Показатели надежности узлов определяются на основе показателей надежности, связанных с ними ветвей, а также схемы их соединения по отношению к данному узлу [58; 59].

По сути, схема замещения для расчета и анализа надежности узлов сети является структурно-логической схемой сети, отражающей ее топологию и режим работы. Полученный эквивалент относительно основных узлов сохраняет основные свойства сети, т.к. в процессе сборки соблюдаются принципы эквивалентирования последовательных и параллельных соединений. Для расчета показателей надежности узлов предлагается использовать логико-вероятностный метод, подробно описанный в [11 и др.] и единичные показатели надежности ветвей, определяемые на основе единичных показателей оборудования сети:

- ω_{i-j} – частота отказов ветви $i-j$ (т.е. оборудования, соединяющего узел i с узлом j) [отказ/год];
- t_{vi-j} – средняя длительность одного восстановления ветви $i-j$ (т.е. оборудования, соединяющего узел i с узлом j), [ч];
- T_{i-j} – среднегодовая продолжительность нахождения ветви $i-j$ в неработоспособном состоянии, являющаяся функцией от частоты отказов и времени восстановления, [ч/год]:

$$T_{i-j} = \omega_{i-j} \cdot t_{vi-j} \quad (2.8)$$

Электросетевой комплекс является сложной системой с множеством различных взаимосвязанных элементов сети: воздушных и кабельных линий, трансформаторов, выключателей, разъединителей, распределительных

устройств, обеспечивающих передачу и распределение электрической энергии и мощности от источника питания (групп точек поставки) до конечных потребителей (точек питания). Работоспособность сети, как и любой системы обуславливается работоспособностью ее элементов и их сочетанием [14].

Частота отказов ω_{i-j} .

- Для воздушных и кабельных линий (ВЛ и КЛ):

$$\omega_{i-j} = (\omega_0^L \cdot L_{i-j}) / 100, \quad (2.9)$$

где: ω_0^L - средняя частота отказов на 100 км линии в год, отказ/100 км в год, определяется на основе статистических наблюдений; отлична для разных исполнений линии (номинальное напряжение, тип линии, конструктивное исполнение, число цепей), L_{i-j} - длина линии электропередачи между узлами i и j , км

- Для трансформаторов:

$$\omega_{i-j} = \omega_0^T, \quad (2.10)$$

где: ω_0^T - средняя частота отказов, отказ/год, определяется на основе статистических наблюдений; отлична для различных трансформаторов (номинальная мощность, номинальное напряжение)

- Для выключателей:

$$\omega_{i-j} = \omega_0^B, \quad (2.11)$$

где: ω_0^B - средняя частота отказов, отказ/год, определяется на основе статистических наблюдений; отлична для различных выключателей (тип выключателя, номинальное напряжение)

- Для разъединителей:

$$\omega_{i-j} = \omega_0^P, \quad (2.12)$$

где: ω_0^P - средняя частота отказов, отказ/год, определяется на основе статистических наблюдений; отлична для различных разъединителей (тип разъединителя, номинальное напряжение)

Среднее время восстановления оборудования $t_{в.и-j}$ зависит от организации эксплуатации и порядка проведения аварийно-

восстановительных работ в сетевой организации, определяется на основе статистических данных о восстановлении. Данный параметр рассчитывается для каждого типа линий, трансформаторов, выключателей, разъединителей аналогично средней частоте отказов (ω_0) и учитывается при вычислении индексов технического состояния оборудования, согласно [54].

Текущие значения среднего времени восстановления и частоты отказов для каждого типа оборудования сети должны отражать статистику этих событий, сбор и анализ которой возлагается на ТСО. В силу известных причин часто эта информация отсутствует, поэтому данные для расчетов могут основываться на представленных в открытых источниках, например [7; 11; 23; 24; 31 и др.].

2.2.4 Определение и расчет показателей надежности узлов РЭЛС

ЛРЭС представляет собой совокупность электроустановок, рассчитанных на работу под напряжением 0,4 – 10 (6) кВ. Главной особенностью топологии данной сети является радиальный принцип построения, что обусловлено назначением сети – распределение электрической энергии и мощности. В связи с этим, эквивалент такой сети представляется в виде набора последовательно соединённых ветвей (оборудования) от источника питания до узлов нагрузки. Поэтому показатели структурной надежности определяются согласно формулам (2.13) – (2.15) [60].

$$\omega_j = \sum_{i=1}^m \omega_{i-j}, \quad (2.13)$$

$$T_j = \sum_{i=1}^m \omega_{i-j} t_{bi-j}, \quad (2.14)$$

$$t_{bj} = T_j / \omega_j = (\sum_{i=1}^m \omega_{i-j} t_{bi-j}) / \sum_{i=1}^m \omega_{i-j}, \quad (2.15)$$

где: m - количество узлов в анализируемой схеме, ω_{i-j} , t_{bi-j} – частота отказов и время восстановления, соответственно, для ветвей, соединяющих узел i с узлом j .

Питающие сети, как указывалось ранее, предназначены для передачи электроэнергии от подстанций единой национальной электрической сети к центрам питания региональной энергосистемы. Топология ПСПО представляется сложноразветвленными, кольцевыми схемами с параллельными соединениями, а также схемами с двухсторонним питанием. Это объясняется величиной подключённой мощности и большими негативными последствиями (убытки потребителей, риски техногенных аварий), связанными с погашением ЦП. Принимается, что переход в неработоспособное состояние в такой схеме возможен лишь при отказе всех параллельных элементов, т.е. при отказе всех входящих в узел ветвей [58; 60]. Соответственно, показатели структурной надежности для узлов ПСПО могут быть определены по формулам (2.16) – (2.18):

$$t_{bj} = \left(\sum_{i=1}^m 1/t_{bi-j} \right)^{-1}, \quad (2.16)$$

$$T_j = \prod_{i=1}^m \omega_{i-j} t_{bi-j}, \quad (2.17)$$

$$\omega_j = T_j / t_{bj} \quad (2.18)$$

Таким образом, можно отметить, что указанный метод эквивалентирования позволяет привести любую сложную эклектическую сеть к виду, представленному на Рисунке 2.1.

2.2.5 Матричный расчет показателей надежности узлов РЭС

Для реализации указанных принципов эквивалентирования, топологию сети, определяемую по Эквиваленту, предлагается представлять в матричной форме, в виде матрицы инцидентий. Такая форма представления является наиболее удобной для работы с большим массивом данных и позволяет учесть направление потоков мощности, возможности двухстороннего питания (т.е. взаиморезервирования) в анализируемой сети.

Составляемая матрица является симметричной, размерности $m \times m$, количество строк и столбцов определяется количеством узлов анализируемой схемы.

Согласно построенному эквиваленту по строкам заполняются ячейки матрицы взаимосвязей. Правила заполнения матрицы следующие:

- $m_{ij} = 1$ при наличии последовательной связи узла i и узла j (т.е. ветви $i-j$) и возможности передачи мощности в указанном направлении
- $m_{ij} = 2 \dots g$ при наличии g параллельных связей узла i и узла j (при условии равной надежности ветвей)
- $m_{ij} = 0$ при отсутствии связи либо невозможности передачи мощности из узла i в узел j
- $m_{ij} = 0$ при $i=j$
- При наличии взаиморезервирования, т.е. возможности двухстороннего перетока мощности по ветви «1» указывается в двух соответствующих ячейках матрицы (Рисунок 2.4).

Таким образом, $m_{ij} \neq 0$ обозначает наличие оборудования, позволяющего осуществить передачу мощности из узла i в узел j .

Принятым упрощением матрицы инцидентий является отдельное эквивалентирование в случаях, когда узел i и узел j соединены двумя и/или более ветвями с различными показателями структурной надежности. Данные связи необходимо эквивалентировать отдельно, и в матрице инцидентий рассматривать как единую ветвь.

Принимается допущение, что распределительное устройство ЦП, выбранное еще на этапе проектирования, является максимально «надежным» для соответствующей структуры подключаемых линий, соответствует правилам, определенным в [61]. Поэтому при построении эквивалента сети распределительное устройство может моделироваться в виде узла.

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
16	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
17	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
21	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
25	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 2.4 - Матрица инцидентов

Аналогичные матрицы составляются для времени восстановления и частоты отказов ветвей. В ячейках данных матриц указываются соответствующие значения частоты отказов (ω_{i-j}), Рисунок 2.5 и времени восстановления (t_{vi-j}) ветвей (оборудования), Рисунок 2.6

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
16	0	0,0022	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0,0022	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0,676	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	1,3	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0,01	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	1,3	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0,832	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,832
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 2.5 - Матрица частоты отказов

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
16	0	41	0	0	0	0	0	0	0	0
17	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	16,7	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	16,7	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0
21	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	16,7	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	16,7	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
25	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,7
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 2.6 - Матрица времени восстановления

Расчет матриц для определения показателей надежности узлов сети выполняется по столбцам по формулам, определенным на основе приведенных выше (2.13) - (2.18):

$$T_j = \prod_{i=1}^M (T_i + T_{i-j})^{m_{ij}} / 8760^{\sum m_{ij}-1}, \quad (2.19)$$

$$t_{Bj} = (\sum_{i=1}^M m_{i-j} \frac{\omega_i + \omega_{i-j}}{T_i + T_{i-j}})^{-1}, \quad (2.20)$$

$$\omega_j = T_j / t_{Bj}, \quad (2.21)$$

где: ω_j , t_{Bj} , T_j – частота отказов, среднее время восстановления, среднегодовая продолжительность отключений питания, соответственно узла j ; ω_i , t_{Bi} , T_i – частота отказов, среднее время восстановления, среднегодовая продолжительность отключений питания, соответственно, для узла i ; ω_{i-j} , t_{Bi-j} , T_{i-j} – показатели надежности ветвей связывающие узлы i и j ; m_{ij} – значение элемента матрицы инцидентов, $m_{ij} = 0$ при отсутствии связи между узлами i и j , а при ее наличии равно числу ветвей образующих эту связь; M – число узлов в сети.

Важно отметить, что получаемые в результате такого расчета показатели являются математическим ожиданием соответствующих величин, но зная законы распределения вероятностей, можно определить значения частоты отказов и времени восстановления эквивалента для любой заданной вероятности.

Аналогично показателям безотказности и восстанавливаемости, с использованием матричного представления топологии можем рассчитать коэффициенты готовности узлов. Для этого рассчитывается матрица коэффициентов готовности, представляемая собой коэффициенты готовности оборудования:

$$k_{i-j} = 1 - \left(1 - \frac{1}{1 + \omega_{i-j} \cdot t_{bi-j}}\right)^{m_{ij}}, \quad (2.22)$$

где k_{i-j} - элемент матрицы коэффициентов готовности ветвей, соответствует коэффициенту готовности ветви, связывающей узел i с узлом j .

Далее рассчитываются коэффициенты готовности узлов сети. При этом, перемножаются лишь те элементы матрицы коэффициентов готовности, для которых соответствующее значение матрица взаимосвязей (m_{i-j}) отлично от «0»:

$$K_j = 1 - \prod_{i=1}^M (1 - K_i k_{i-j}), \text{ при значении } m_{ij} \neq 0, \quad (2.23)$$

где K_j – коэффициент готовности узла j .

Либо для расчета коэффициента готовности узла, отражающего вероятность нахождения узла в работоспособном состоянии, может применяться формула (2.24). На основе эквивалентирования согласно (2.19) – (2.21):

$$K_j = \frac{1}{1 + \omega_j \cdot t_{ej}} \quad (2.24)$$

Соответствие результатов, получаемых по формулам (2.23) и (2.24) подтверждают корректность эквивалентирования.

Представленная методика позволяет рассчитать показатели надежности для узлов схемы с различной топологией. Удобство данной методики:

- позволяет работать с большим объемом данных,
- сокращает время на «ручное» эквивалентирование схемы относительно анализируемого узлов,

- рассчитываются значения для всех узлов схемы, вне зависимости от типа узла,
- учитывает направление потоков мощности,
- учитывает взаиморезервирование узлов.

Пример расчета показателей, характеризующих структурную надежность сети представлен в Приложении А.

Для ЛРЭС важное значение имеет коэффициент оперативной готовности резервных электроустановок. Коэффициент оперативной готовности характеризует надежность объектов, необходимость применения которых возникает в произвольный момент времени, после которого требуется безотказная работа в течение определенного промежутка времени. Это касается, например, находящихся в положении «выключено» секционных выключателей на РП, выключателей, заведенных под автоматику включения резерва (АВР). Расчет этого коэффициента производится по выражению (2.25), что может быть учтено при расчете коэффициентов готовности основных узлов.

$$K_{ог} = K * p(t_{ог}) \quad (2.25)$$

где K - коэффициент готовности - вероятность того, что в произвольный момент времени t устройство будет работоспособно, $p(t_{ог})$ - вероятность безотказной работы объекта на интервале времени $t_{ог}$ не зависит от момента начала работы, зачастую $p(t_{ог}) = \text{const}$.

Допущения, принимаемые для расчета показателей, отражающих структурную надежность сети [59]:

- Потоки отказов оборудования сети считаются стационарными (постоянны и независимы от времени);
- Отказы оборудования сети независимы друг от друга;
- Вероятность двух и более одновременных отказов стремится к нулю, т.е. поток отказов ординарен;
- Длительности безотказной работы и восстановления оборудования описываются экспоненциальными законами распределения;

- Время наработки на отказ элемента сети много больше времени его восстановления;
- Все источники питания объединяются в единый узел расчетной схемы;
- Для учета надежности источника питания, вводится дополнительная логическая ветвь, отражающая уровень надежности источника питания.

2.3 Показатели структурной и функциональной надежности

Однако в силу разнообразия топологий участков сети, низкое значение коэффициента готовности узла не говорит о наличии возможности повышения его надежности за счет повышения индекса технического состояния оборудования, образующего участок сети, под которым понимается совокупность ветвей, связывающих узел с точками поставки электроэнергии. Используя предложенный в п 2.2 метод, можно рассчитать показатели, отражающие структурную надежность сети и вероятность нахождения узлов сети в работоспособном состоянии (частоты отказов, время восстановления, коэффициент готовности) по фактическим данным о частоте отказов и времени восстановления оборудования и по нормативным или плановым значениям единичных показателей. В этом случае для каждого ЦП и ТП могут быть получены по два коэффициента готовности - текущий и плановый. В качестве плановых значений единичных показателей могут быть использованы показатели, указанные в справочниках, к примеру [31] либо требуемые или технически возможные значения.

Поэтому для оценки уровня структурной и функциональной надежности РЭС и целесообразности мероприятий ТОиР и ТПиР предлагаются индексы готовности и эффективности ЦП и ТП, характеризующие надежность соответствующих участков сети.

2.3.1 Индекс готовности

Для оценки и анализа структурной надежности сети предлагается использование Индекса готовности.

Индекс готовности определяется на основе отношения текущего и планового значений коэффициентов готовности основных узлов. Отражает степень освоения технического потенциала участка сети в существующей схеме соединения оборудования. Технический потенциал указывает на отклонение текущих единичных показателей надежности оборудования от требуемых и указывает на возможность повышения надежности электроснабжения за счет повышения работоспособности оборудования. Чем ниже значение индекса, предел которого равен нулю, тем меньше возможностей повышения надежности сети за счет реализации мероприятий ТОиР. На таких участках потребуется осуществлять ТПиР или вносить изменения в структуру сети, к примеру, за счет ввода новых связей, источников электроэнергии, устройств автоматики.

$$IR_i = 1 - \frac{K_i^{\text{тек}}}{K_i^{\text{пл}}}, \quad (2.26)$$

где: IR_i - индекс готовности ЦП (ТП) i сети; $K_i^{\text{тек}}$, $K_i^{\text{пл}}$ - текущее и плановое значение коэффициента готовности ЦП (ТП) i сети;

На основе значений узловых индексов готовности определяется Индекс готовности сети. Он отражает среднюю степень освоения технического потенциала базового элемента сети: ПСПО либо ЛРЭС:

$$IR_{\text{net}} = \sum_1^n IR_i / n, \quad (2.27)$$

где IR_{net} - индекс готовности сети.

2.3.2 Индекс эффективности

Важным моментом при анализе функциональной надежности является учет загрузки сети, которая определяется мощностью нагрузки,

присоединенной к ЦП и ТП. Поэтому для каждого узла предлагается определять значение индекса эффективности. Данный индекс позволяет учесть долю нагрузки, приходящуюся на узел, что отражает значимость ЦП и ТП и указывает на эффект от реализации мероприятий по повышению надежности оборудования. Очевидно, что чем больше значение индекса эффективности, тем больше эффекта могут дать мероприятия ТОиР и ТПиР на соответствующем участке сети.

$$ISE_i = (1 - IR_i) \frac{W_i}{\sum_1^n W_i}, \quad (2.28)$$

где: ISE_i - индекс эффективности ЦП (ТП) i сети; W_i - нагрузка, присоединенная к ЦП (ТП) i сети; n - количество ЦП (ТП) исследуемого базового элемента сети.

Аналогично индексу готовности, на основе узловых индексов эффективности может быть определен индекс эффективности сети:

$$ISE_{net} = \sum_1^n ISE_i, \quad (2.29)$$

где ISE_{net} - индекс эффективности сети.

Индекс эффективности сети отражает функциональную надежность базового элемента сети: ПСПО либо ЛРЭС. Чем больше его значение, тем меньше объем ожидаемого недоотпуска электроэнергии потребителям.

2.3.3 Анализ однородности распределения индексов

В условиях отсутствия зависимости тарифа на электрическую энергию и мощность от уровня надежности конкретного узла [34; 35] важна оценка однородности распределения индексов готовности и эффективности ЦП и ТП для определения участков, где с позиции готовности сети и бесперебойности электроснабжения реализация мероприятий ТОиР и/или ТПиР являются первоочередными.

Для оценки степени однородности используется коэффициент вариации (CV), определяемый для выборок, полученных на основе статистических данных о безотказности и восстанавливаемости оборудования:

$$CV = \sigma / AV, \quad (2.30)$$

где: σ – стандартное отклонение узловых индексов готовности и эффективности, а AV среднее значение индексов готовности и эффективности узлов в сети.

$$CV_{IR} = \frac{\sqrt{\sum_1^n (IR_i - \sum_1^n IR_i / n)^2 / (n-1)}}{\sum_1^n IR_i / n}, \quad (2.31)$$

$$CV_{ISE} = \frac{\sqrt{\sum_1^n (ISE_i - \sum_1^n ISE_i / n)^2 / (n-1)}}{\sum_1^n ISE_i / n}. \quad (2.32)$$

Значения коэффициентов вариации позволяют производить оценку степени однородности распределения индексов готовности и эффективности ЦП и ТП. Согласно принятому в статистике [62], при значениях $CV_{IR} \leq 0,33$ распределение индексов готовности можно считать однородным с позиций надежности. Коэффициент вариации индексов эффективности позволяет оценить риски извлечения экономического эффекта от мероприятий по повышению надежности участков РЭЛС. При $CV_{ISE} \geq 0,33$ можно говорить о наличии основных узлов, где следует ожидать большие эффекты от мероприятий по повышению надежности участков сети.

2.4 Обоснование мероприятий повышения функциональной надежности

Одной из задач СУПА, как было указано в первой главе, является выбор реализуемых мероприятий.

Для принятия решения о месте и виде мероприятий предлагается построить диаграммы распределения индексов готовности и эффективности

основных узлов относительно средних значений индексов ПСПО либо ЛРЭС. В качестве примера, на Рисунке 2.7 представлено распределение центров питания ПСПО «Северные электрические сети» ПАО «Псковэнерго» филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» по индексу готовности, на Рисунке 2.8 – по индексу эффективности.

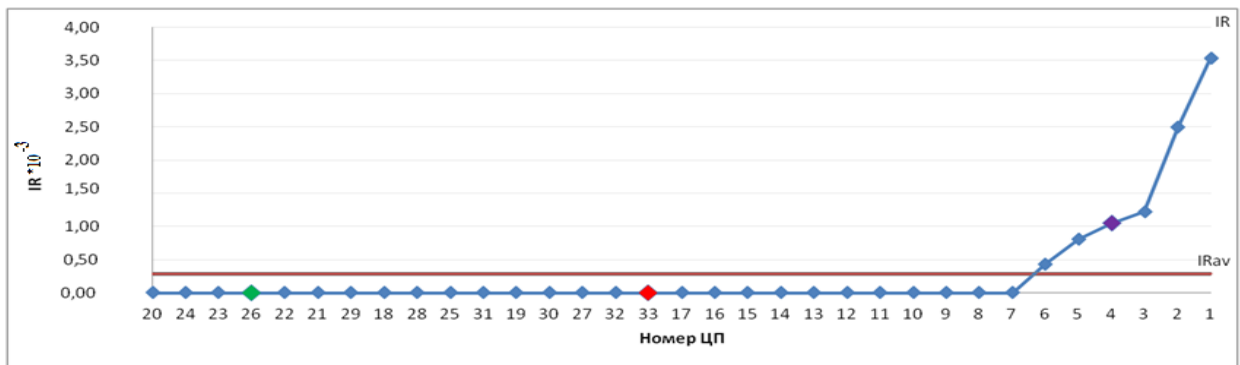


Рисунок 2.7 - Распределение ЦП ПСПО по индексу готовности

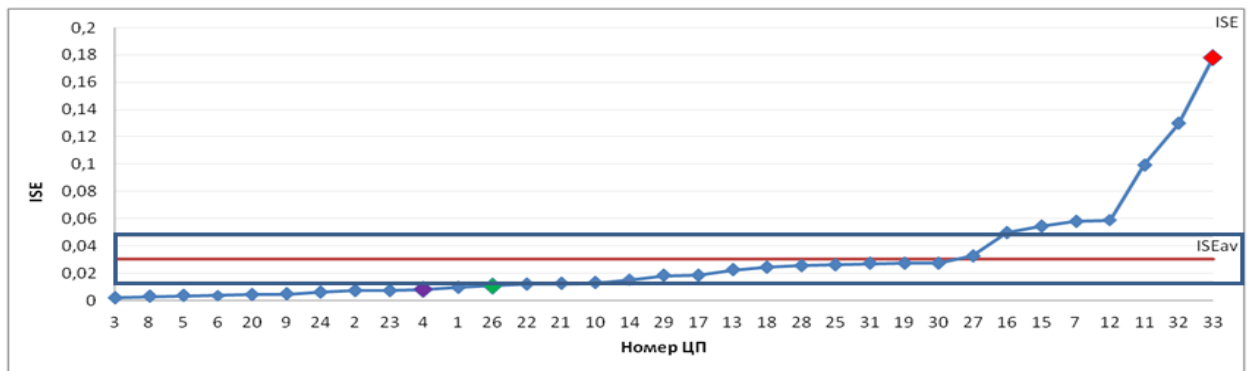


Рисунок 2.8 - Распределение ЦП ПСПО «СЭС» по индексу эффективности

В соответствии с положением «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [8] предполагается, что все мероприятия можно разграничить на три основных вида: ТОиР, ТПиР, внедрение новых технологий. При этом назначение мероприятий и эффекты:

- ТОиР главным образом позволяют обеспечить поддержание технического состояния оборудования на достигнутом уровне, то есть поддержание использования существующего

технического потенциала на достигнутом уровне и его освоение, если он не освоен в значительной степени;

- ТПиР обеспечивают максимальное освоение существующего, заложенного в схему технического потенциала при высокой степени его освоения;
- внедрение новых технологий осуществляет повышение технического потенциала в случаях полного освоения существующего.

Обобщая, можно сказать, что мероприятия ТОиР в большей мере предназначено для сохранения функциональной надежности, мероприятия ТПиР - для сохранения структурной надежности, а внедрение новых технологий - для повышения технической эффективности РЭЛС.

Согласно действующему порядку, затраты на осуществление мероприятий ТОиР принято относить на себестоимость услуг ТСО, и при этом они значительно ниже, чем затраты на мероприятия ТПиР, требующие капиталовложений, источником которых служат инвестиции. Размер капиталовложений особенно высок в случаях внедрения новых технологий.

Учитывая соотношения затрат на ТОиР, ТПиР и на внедрение новых технологий, можно осуществить декомпозицию узлов и соответствующих участков сети и составить матрицу стратегий СУПА с позиций целесообразности мероприятий по повышению структурной и функциональной надежности, Таблица 2.1.

В качестве множества узлов, соответствующих значениям индексов IR_{AV} и ISE_{AV} , выбираются узлы в интервале $\pm 33\%$ от среднего значения индекса. К множествам IR_{LV} , ISE_{LV} относятся узлы сети со значениями индексов ниже границы IR_{AV} , ISE_{AV} , к IR_{HV} , ISE_{HV} – выше, соответственно.

Таким образом, основные узлы можно разделить на две основные группы: первая группа, где следует ожидать повышения технической эффективности от реализации мероприятия ТОиР, и вторая группа, где целесообразны мероприятия ТПиР. Во второй группе можно выделить узлы,

уровень работоспособности которых существенно влияет на бесперебойность электроснабжения, но где уже освоен технический потенциал, а для его повышения требуется внедрение новых технологий.

Таблица 2.1 – Декомпозиция узлов для выбора стратегий СУПА

	IR_{LV}	IR_{AV}	IR_{HV}
ISE_{HV}	Новые технологии	ТПиР с элементами новых технологий	ТОиР
ISE_{AV}	ТПиР с элементами новых технологий	ТПиР	ТОиР
ISE_{LV}	ТОиР	ТОиР	ТОиР

Предложенный подход к декомпозиции участков сети позволяет снизить риски затрат за счет получения дополнительных доходов от повышения надежности электроснабжения и повысить обоснованность решений СУПА при выборе мероприятий ТОиР и ТПиР.

В качестве мероприятий по внедрению новых технологий для повышения надежности сети, исходя из результатов анализа технической политики ПАО «Россети», представленного в первой главе, для дальнейшей оценки эффективности и анализа влияния на надежность региональной электрической сети будут изучены композитные конструктивные элементы воздушных линий и подключение малой распределенной генерация.

2.5 Возможность применения предлагаемых модели и метода для совершенствования механизмов ценообразования и стимулирования надежности

Действующая государственная политика, направленная на повышение надежности оказываемых ТСО услуг [34], и соответствующие методические указания [35] предназначены для использования:

- при определении показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг при установлении долгосрочных тарифов;
- при расчете базовых значений показателей надежности, динамики их улучшения для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов.

Из указанного следует, что одной из задач указанного механизма может рассматриваться создание конкуренции среди ТСО, что, в том числе может рассматриваться как средство для ускорения процесса консолидации сетевых активов на базе ПАО «Россети». Однако, как отмечалось в первой главе, действующая политика [34; 35] содержит в себе ряд противоречий.

Пример, представленный в Таблице 2.2 [63] показывает, что дополнительные доходы получают ТСО, обладающие меньшим уровнем надежности (по показателю в соответствии с методическими указаниями [35]). Этот порождает противоречия с потребителями, которые вынуждены оплачивать по более высокому тарифу менее надежные услуги ТСО, даже внутри одного региона.

Такой подход не позволяет обеспечить конкуренцию между ТСО, так как в данном случае ТСО конкурирует сама с собой. Существующий порядок [34; 35] позволяет осуществлять лишь сравнение внутри групп ТСО, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов. Однако, общеизвестно, что сеть каждого ТСО уникальна как по составу оборудования и его структуре, так и по топологии, что значительно усложняет сопоставление с применением метода сравнения

аналогов. Данный метод также не позволяет сопоставить производственные отделения и/или районы внутри ТСО для управленческих и иных целей.

Таблица 2.2 - Применение поправочных коэффициентов в Республике Бурятия

ТСО	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии			Изменение тарифа по результатам обобщенного показателя надежности и качества, %
	Фактическое	Плановое	Достижение*	
1	2	3	4	5
Филиал ПАО «МРСК Сибири» «Бурятэнерго»	0,0379	0,0445	0	0
ОАО «Улан-Удэ Энерго»	0,008	0,0116	1	1,3
ООО «Энком»	0,185	0,3443	1	1,3
ОАО «Оборонэнерго»	0,6361	0,0602	-1	-1,3
ООО «Распределительные сети»	Данные не предоставлены			-3

* (-1) – не достигнут; (0) – достигнут (с учетом установленного [36] отклонения); (1) - достигнут с улучшением.

Для решения задачи сопоставления с позиции уровня надежности ТСО между собой, как и для сопоставления участков сети в соответствии с действующей организационной структурой управления ТСО, могут быть использованы индексы готовности и эффективности сети.

Еще одним противоречием в действующей системе стимулирования, является равенство тарифа как на передачу, так и на электрическую энергию в целом, для потребителей ТСО вне зависимости от уровня надежности их электроснабжения. Предлагаемый анализ структурной и функциональной надежности РЭС позволяет осуществлять сопоставление производственных

отделений, районов электрической сети и оценивать степень бесперебойности электроснабжения потребителей электроэнергии. Это открывает возможность реализовать клиентоориентированный подход к тарифообразованию и перейти к формированию и управлению спросом на электроэнергию.

Выводы

Предложена модель региональной электрической сети для анализа ее надежности. Модель отражает взаимосвязь структурной и функциональной надежности региональной электрической сети, как подсистемы системы электроснабжения.

Математическая модель сети позволяет учесть:

- состав электросетевого оборудования и его фактические и нормативные единичные показатели надежности;
- топологию сети и потокораспределение электроэнергии;
- мощность присоединенной к основным узлам нагрузки;
- наличие структурных, функциональных и нагрузочных резервов и автоматики включения резервов.

Использование коэффициентов готовности основных узлов сети не позволяет выявить участки сети, где за счет повышения индекса технического состояния оборудования можно повысить уровень надежности электроснабжения.

Для выбора стратегий поддержания и повышения надежности сети предлагается дополнить систему показателей индексами готовности и эффективности центров питания и трансформаторных пунктов.

Индекс готовности отражает степень освоения технического потенциала участка сети и возможность повышения надежности электроснабжения за счет повышения надежности оборудования. Индекс эффективности учитывает долю нагрузки, приходящуюся на узел, а также

отражает значимость узла в системе электроснабжения и дает возможность оценить ожидаемые эффекты от реализации мероприятий, направленных на повышение надежности сети.

Предложен метод декомпозиции сети для выбора системой управления производственными активами мероприятий, сочетающих повышение безотказности сети и бесперебойности электроснабжения. Основные узлы предлагается разделить на две группы: первая группа, где следует ждать повышения технической эффективности от проведения мероприятий ТОиР, и вторая группа, где рекомендуется осуществлять мероприятия ТПиР. Во второй группе можно выделить узлы, где целесообразно использовать новые технологии.

Применение предлагаемых индексов позволяет решить задачу сопоставления производственных отделений и районов электрической сети с позиции структурной и функциональной надежности. Это открывает возможности осуществления клиентоориентированного подхода при регулировании тарифов на передачу электрической энергии.

Основные результаты второй главы диссертационной работы имеют практическое внедрение, что подтверждено соответствующими актами внедрения, представленными в Приложение Б.

Модель сети и метод анализа надежности сети использованы при выполнении НИР «Разработка методики оценки последствий отказа производственных активов в стоимостном выражении, методики прогнозирования изменения надежности электроснабжения потребителей в зависимости от располагаемых ресурсов на проведение ТОиР и ТПиР для нужд ПАО «МРСК Северо-Запада», выполненной ООО «Современные технологии». Была осуществлена апробация методики на примере производственного отделения «Северные электрические сети» филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго», в рамках которой выявлены и определены вероятности прерываний электроснабжения потребителей,

обусловленные отказами оборудования электрической сети. Указанное отражено в отчете о НИР:

- Ф.Л. Бык, В.М. Левин, Л.С. Мышкина, А.Г. Русина Методика упрощенной оценки надежности электроснабжения узлов нагрузки // Отчет о НИР № АААА-Б18-218030290074-6, Новосибирск: НГТУ, 2018 г., 214 с.

В рамках внедрения в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета, результаты работы используются при подготовке магистерских диссертаций и в курсе «Моделирование надежности энергосистем». Издано учебно-методическое пособие по указанному курсу:

- Моделирование надежности энергосистем: учеб.-метод. пособие / Новосиб. гос. техн. ун-т ; Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. - 42 с.

Также результаты исследования обсуждались на семинарах и конференциях, отражены в следующих публикациях и отчетах НИР:

- Мышкина, Л.С. Надежностный механизм спроса на электроэнергию / Ф. Л. Бык, В. Г. Китушин, Л. С. Мышкина // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2017. – № 1. – С. 19–31.
- Myshkina, L. Management of power supply reliability / F. Byk, L. Myshkina // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016): proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk: NSTU, 2016. – Pt. 2. – P. 261-265. - ISBN 978-1-5090-0853-7. - DOI: 10.1109/IFOST.2016.7884243.
- Myshkina, L. The method of adequacy estimation developed for the electric power system / F. Byk, V. Kitushin, M. Nizhnikova, L. Myshkina // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016): proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk: NSTU,

2016. – Pt. 2. – P. 213-217. - ISBN 978-1-5090-0853-7. - DOI: 10.1109/IFOST.2016.7884230.

- Myshkina, L. Power supply reliability indexes / F. L. Byk, L. Myshkina, K. N. Khokhlova // Actual issues of mechanical engineering (AIME 2017): proc. of the intern. conf., Tomsk, 27–29 July 2017. – Atlantis Press, 2017. – P. 525-530. - (Advances in Engineering Research; vol. 133). - ISBN 978-94-6252-406-4. - DOI: 10.2991/aime-17.2017.85.

3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Согласно приведенным в первой главе результатам анализа выделены две наиболее перспективные тенденции: использование композитных конструктивных элементов (ККЭ) воздушных линий (ВЛ) питающей сети 110 кВ и присоединение малой распределенной генерации (МРГ) к распределительным сетям 10 кВ. Использование указанных новых технологий позволяет добиться повышения структурной и функциональной надежности РЭС.

3.1 Эффективность композитных конструктивных элементов при реконструкции воздушных линий 110 Кв

3.1.1 Технологические и эксплуатационные особенности композитных конструктивных элементов

В [8], в разделе «Воздушные линии электропередачи», отмечается, что основными направлениями являются обеспечение надежности и эффективности работы, минимизация влияния ВЛ на окружающую среду, применение конструкций, обеспечивающих стойкость к расхищению, сокращение площади отвода земель под ВЛ. Одним из решений предлагаемых [8] указывается применение композитных ВЛ.

Основными компонентами композитов являются стекловолоконистые армирующие и синтетические связующие материалы [64]. Тонкие высокопрочные стеклянные волокна обеспечивают прочность и жесткость композита. Связующие компоненты придают материалу монолитность, способствуют эффективному использованию механических свойств стеклянного волокна и равномерному распределению усилий между

волокнами, защищают его от химических, атмосферных и других внешних воздействий, а также сами воспринимают часть усилий, развивающихся в материале при работе под нагрузкой.

Уникальные свойства композитного материала легли в основу разработанных конструктивных элементов воздушных линий: проводов, опор, изолирующих траверс, изоляторов.

Полимерные изоляторы появились в электроэнергетике первыми из ККЭ, еще в 70-х гг. Они получили широкое распространение в мире и России. Их эксплуатация выявила определенные недостатки по сравнению с гирляндами изоляторов, выполненных из стекла и фарфора [65]. Затрудняется поиск повреждения при пробое изоляции. Их влияние на надежность РЭС в исследовании не рассматривается.

Сегодня на рынке оборудования представлено значительное количество композитных проводов, опор, изолирующих траверс как отечественного, так и зарубежного производства. Анализ выполненных исследований по данному вопросу [13; 64 – 89 и др.] позволил выявить основные технологические и эксплуатационные характеристики ККЭ, обуславливающие их внедрение в РЭС. За рубежом, в таких странах как США, Канада, Норвегия, Австралия, Корея, Китай, Индия, Польша, Бельгия, Франция, Италия, Шотландия, Венгрия и др., наблюдается массовая эксплуатация композитных конструктивных элементов в сетях различного класса напряжения, в том числе и сверхвысокого (400 кВ).

Ассортимент проводов из композитного материала представлен набором специализированных марок: «3МTM ACCR», «AAACZ», «AACSZ», «AERO-Z» и др. Указанные провода, по сравнению со стандартными проводами марок АС, АСО, обладают рядом преимуществ. За счет повышенной проводимости и способности выдерживать высокие рабочие температуры, в силу уникальности сердечника, они позволяют повысить пропускную способность линии почти в 2 раза за счет увеличения токовой нагрузки, Таблица 3.1, без увеличения уровня провисания, Рисунок 3.1 [66].

Таблица 3.1 – Сравнение пропускной способности

Тип провода	Диаметр, мм	Прочность, Н	Вес, кг/км	Токовая нагрузка, А	Напряжение, кВ
1	2	3	4	5	6
АС 240/32	21,6	75050	921	610	110
477 ACCR Hawk	21,6	87090	793	1213	110
АС 650/79	34,7	788521,6	2372	1120	500

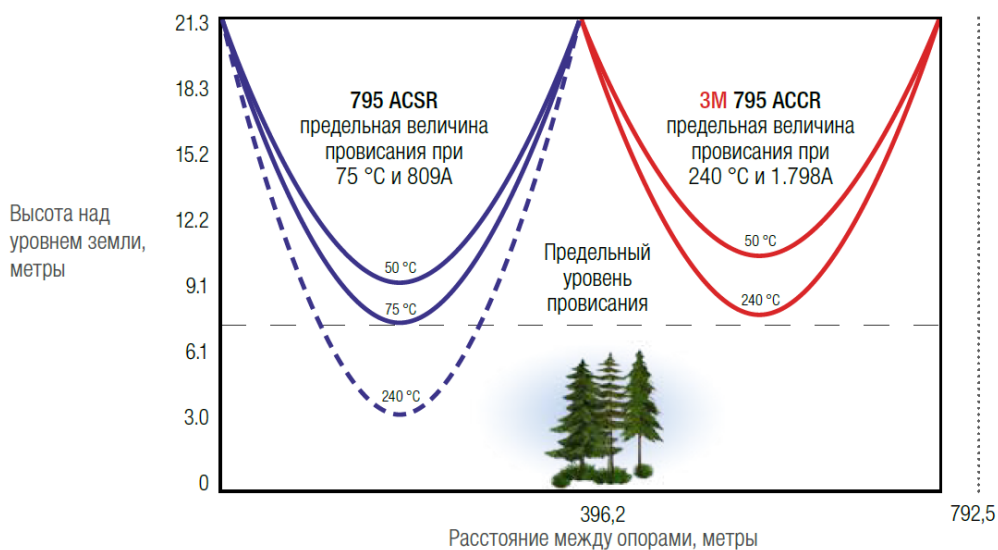


Рисунок 3.1 – Предельная величина провисания провода

Возможность использования проводов с большим сечением при сохранении удельного веса позволяет решать проблемы перегрузок ВЛ и снижения тепловых потерь.

Минимизация стрелы провеса провода позволяет существенно уменьшить отчуждение земли под линией, а следовательно, удастся избежать вырубки лесов при прохождении ВЛ в курортных или заповедных зонах. Использование в составе провода материала повышенной проводимости позволяет снизить потери при передаче по сравнению с алюминиевыми проводами типа АС. В совокупности, это свидетельствует об определенной эффективности применения композитного провода в части снижения воздействия на экологию.

Повышение безотказности и долговечности работы ВЛ обусловлено снижением «пляски проводов», повышенной прочностью сердечника, гладкой поверхностью композитного провода с экологичным покрытием, низкой коррозионностью.

Опоры из композитных материалов довольно часто используются в качестве быстромонтируемых опор аварийного резерва. Обуславливается такое отношение простотой и скоростью монтажа, малым весом по сравнению с опорами, выполняемыми из металла, железобетона, либо дерева, Рисунок 3.2.

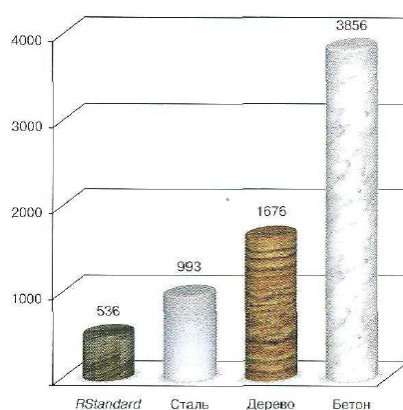


Рисунок 3.2 – Масса 23 метровой опоры, кг

Удобство транспортировки и хранения обеспечивается исполнением стойки опоры в виде усеченного конуса. Для достижения необходимой высоты опоры ВЛ ее стойка является сборной, состоящей из отдельных модулей. По прочности данные опоры сопоставимы с металлическими, а их срок эксплуатации может составлять до 125 лет, Рисунок 3.3.

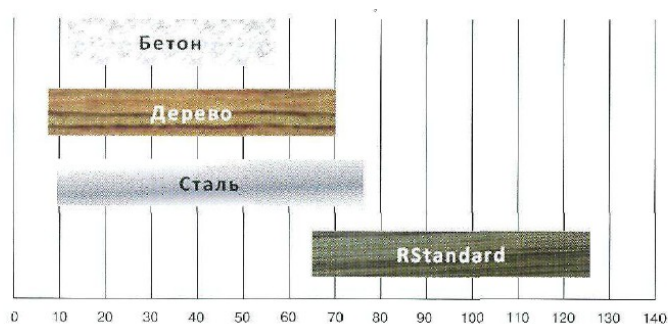


Рисунок 3.3 – Средний срок эксплуатации опор, лет

Опоры из композитных материалов на 100% подлежат вторичной переработке, не токсичны, не содержат стирола и опасных загрязнителей воздуха или летучих органических соединений. Наличие возможности окраски опоры в любой цвет позволяет вписать их в любой ландшафт.

Техническая эффективность композитных опор очевидна и вытекает из свойств используемого материала. Опоры могут противостоять суровой погоде, устойчивы к агрессивным средам и сложным климатическим условиям, они неуязвимы для гниения и коррозии, так как являются водонепроницаемыми. Композитные опоры огнестойки и могут стать абсолютно негорючими при нанесении определенных растворов. Высокая упругость таких опор позволила сделать более безопасными их установку вдоль скоростных шоссе. Это также повышает надежность работы ВЛ в условиях гололедообразования и снижает риск каскадного развития аварии, так как опора не падает или ломается при механических воздействиях, а «пружинит».

Благодаря технологическому исполнению и свойствам материала, композитные опоры антивандальны, поэтому исключается разбор конструкции посторонними лицами.

За рубежом траверсы из композитных материалов давно зарекомендовали себя благодаря более привлекательным эксплуатационным, технологическим и экологическим свойствам. Как и другие ККЭ, изолирующие композитные траверсы (ИКТ) применяются при реконструкции и строительстве ВЛ различного класса напряжения. Конструктивно ИКТ представляет собой консоль из опорно-стержневых изоляторов с фиксированным креплением проводов, Рисунок 3.4. Использование такой траверсы позволяет исключить линейную изоляцию, что очевидно ведет к повышению безотказности ВЛ.

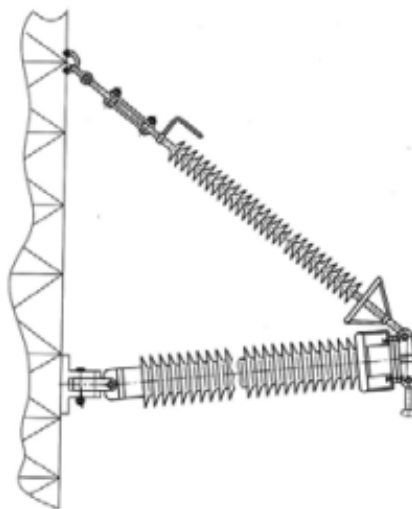


Рисунок 3.4 – Изолирующая композитная траверса консольного типа

Необходимая ширина просеки, при равных условиях эксплуатации, при использовании ИКТ ниже на 35% (к примеру, в насаждениях лесов I группы, парках и фруктовых садах, для 110 кВ это 21-31 м, по сравнению с 42-51 м для металлической траверсы, согласно ПУЭ [90]). Во многих случаях применение ИКТ снимает проблему массовой гибели птиц в результате поражения электрическим током.

Применение ИКТ ведет к исключению изолятора, что практически сводит к нулю вероятность появления высокого потенциала вблизи железобетонных опор. Максимально возможное сближении проводов ВЛ при использовании ИКТ позволяет снизить напряженность электрического и магнитного полей под проводами ВЛ. Эти факторы являются актуальными с позиции обеспечения безопасности.

Наилучшим образом свойства ККЭ проявляются в труднодоступных местах и территориях со сложными климатическими условиями, зонах с агрессивной окружающей средой и заповедных зонах.

Производство ККЭ осуществляется не только за рубежом, но и в России. Сегодня наиболее известными производителями композитных проводов являются американская компания ЗМ, бельгийская компания Lamifil и др. Довольно большой популярностью пользуются композитные опоры RStandard канадского производства. В России композитные опоры, в

том числе опоры аварийного резерва, изолирующие композитные траверсы производятся ЗАО «Феникс-88». Также из производителей ККЭ можно отметить ЗАО «Инста», ООО «ЭЗКМ».

В Чеченской Республике с 2013 года совместно с ЗАО «Феникс - 88» заложено начало создания кластера, в который войдут заводы, в том числе строящиеся, по изготовлению композитных опор, изолирующих траверс, приборов учета для нужд электросетевых компаний и др. [91]. В рамках выполнения «дорожной карты» ПАО МРСК «Северного Кавказа» выполнено проектирование пилотной линии электропередач 110 кВ, запланированной к строительству с применением композитных опор.

3.1.2 Опыт применения в России и за рубежом

Благодаря указанным свойствам, композитные конструктивные элементы ВЛ получили довольно широкое применение в России и за рубежом.

Помимо указаний на использование данных элементов в Положении о единой технической политике [8], важность и целесообразность их внедрения подтверждается включением проектов по применению ККЭ в Перечень национальных проектов по внедрению инновационных технологий и современных материалов в энергетике [92], а именно: «Новые технологии строительства воздушных линий электропередачи с применением опор из композитных материалов».

В рамках деятельности ПАО «Россети» разработан ряд стандартов, регламентирующих применение ККЭ:

- Методические указания по проектированию ВЛ 110-220 кВ с применением композитных опор;
- Изоляторы линейные подвесные полимерные для ВЛ 10-750 кВ. Общие технические требования;

- Изоляторы полимерные подвесные и опорные на напряжение 6-750 кВ. Методы испытаний;
- Траверсы изолирующие полимерные для опор ВЛ 110-220 кВ. Общие технические требования, правила приемки и методы испытаний.

Данные стандарты [93 - 96] распространяются как при использовании на сооружаемых и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции ВЛ, так и в процессе эксплуатации.

Также, к регламентирующим документам следует отнести [97; 98]:

- ГОСТ Опоры промежуточные композитные полимерные для воздушных линий электропередачи напряжением 35-220 кВ;
 - ГОСТ Опоры композитные полимерные для воздушных линий электропередачи напряжением 6-20 кВ.

В России сегодня эксплуатация ККЭ чаще носит экспериментальный характер в случаях применения композитных опор и траверс. Внедрение композитных проводов в России началось в 2008 году и сегодня находится на стадии промышленной эксплуатации. Первая реконструкция линий электропередачи в условиях плотной городской застройки с применением провода марки АССР была выполнена в Москве в 2008 году – ВЛ 110кВ «Очаково – Одинцово». Сегодня в ЭСК смонтировано более 300 км композитного провода в электрических сетях таких компаний, как филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго», филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» – «Вологдаэнерго», ПАО «МОЭСК», филиалы ПАО «МРСК Сибири» – «Кузбассэнерго – РЭС», «Читаэнерго», АО «РЭС» (г. Новосибирск), ПАО «Сахалинэнерго», ОАО «ИЭСК» (г. Иркутск), ПАО «Тюменьэнерго» и др.

Опоры, выполненные из композитного материала, в сочетании с композитной изолирующей траверсой, внедряются как в сетях низкого и среднего, так и высокого напряжения. Первыми в России инновационную технологию внедрили в ПАО «Якутскэнерго», в 2012 году было установлено

2 опоры ВЛ напряжением 110 кВ. Значимым событием в процессе внедрения ККЭ в энергетику России стало введение в опытную эксплуатацию в 2013 году в АО «Тюменьэнерго» композитной линии. Пилотные проекты по применению композитных опор выполнены так же в АО «Янтарьэнерго», ПАО «Кубаньэнерго», филиале ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», филиале ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Тулэнерго», ПАО «Ленэнерго», филиале ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока, ПАО «МОЭСК», ПАО «Магаданэнерго». Также, изолирующие композитные траверсы применяются без композитной опоры, к примеру, в филиале ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго».

Очевидным важным фактором при использовании ККЭ является наличие вариативности их внедрения при техническом перевооружении и реконструкции линий:

- возможна реконструкция определенного участка ВЛ - от 1 пролета до всей длины ВЛ;
- возможен набор различной комбинации:
 - ИКТ
 - ИКТ и композитный провод;
 - ИКТ, композитная опора, композитный провод.

Поэтому важной задачей является моделирование воздушной линии с целью оценки влияния применения композитных конструктивных элементов на структурную надежность ВЛ в различных сочетаниях.

3.1.3 Модель воздушной линии, отражающая влияние конструктивных элементов на безотказность и восстанавливаемость

Известные методики расчета показателей надежности ВЛ [10; 11; 17; 19; 99; 100 и др.] основываются на представлении линии системой цепей электропередачи. Для задач анализа и оценки эффектов повышения надежности указанные методики не подходят, так как необходимо

определить величину влияния замены конструктивных элементов ВЛ. Следовательно, необходимо представление ВЛ в виде системы из составляющих ее основных конструктивных элементов: опоры, траверс, проводов и изоляторов, определяющих ее безотказность и восстанавливаемость.

Воздушная линия моделируется в виде пролетов, последовательно соединённых с точки зрения надежности. Это означает, что отказ хотя бы одного из пролетов ведет к отказу всей ВЛ. Следовательно, частота отказов линии, состоящей из нескольких типов пролетов, определяется количеством пролетов каждого типа и их безотказностью. При этом используется допущение о равномерном распределении отказов по длине ВЛ, основанном на [7; 13; 17; 19; 99 и др.]:

$$\omega_1 = \sum_{z=1}^Z (\omega_{\text{span}_z} \cdot r_z), \quad (3.1)$$

где: ω_1 - частота отказов ВЛ ω_{span_z} - частота отказов пролета типа z ; r_z - количество пролетов типа z , Z – количество типов пролета ВЛ

$$\omega_{\text{span}_z} = \omega_{100_z} \cdot h_z / 100, \quad (3.2)$$

где: ω_{100_z} - частота отказов ВЛ в расчете на 100 км при исполнении типом z , определяется из опыта эксплуатации, либо при отсутствии необходимых статистических данных берется из справочников, к примеру [31]; h_z – средняя длина пролета ВЛ при исполнении типом z , определяется по факту или согласно техническим требованиям, принятым при проектировании [31].

Для оценки изменения безотказности пролета, проанализируем отношение работоспособности двух типов пролета. При этом, согласно [10; 16] справедливо:

$$P_{\text{span}} = e^{-\omega_{\text{span}} t} \quad (3.3)$$

где: P_{span} – вероятность отказа пролета.

Тогда

$$\frac{P_{span_2}}{P_{span_1}} = e^{-(\omega_{span_2} - \omega_{span_1})t} = e^{-\Delta\omega_{span}t} \quad (3.4)$$

$$\Delta\omega_{span} = \ln\left(\frac{P_{span_2}}{P_{span_1}}\right), \quad (3.5)$$

где: $\Delta\omega_{span}$ – различие частот отказов пролета (изменение), обусловленное различиями конструктивных элементов пролетов 1 и 2 типа.

Важным моментом при моделировании ВЛ является учет режима работы нейтрали.

Для воздушных линий 110-220 кВ в основном используется глухозаземленный режим нейтрали. ВЛ остается в работоспособном состоянии при безотказном состоянии всех конструктивных элементов всех трех фаз. Следовательно, имеет место зависимость:

$$P_{span} = P_p \cdot (P_{is} \cdot P_c \cdot P_w)^3, \quad (3.6)$$

где: P_p, P_{is}, P_c, P_w – вероятность отказов опоры, гирлянды изоляторов, траверсы и провода, соответственно.

Основываясь на (3.4) - (3.6) получаем:

$$\frac{P_{span_2}}{P_{span_1}} = \frac{P_{p_2}}{P_{p_1}} \cdot \left(\frac{P_{is_2}}{P_{is_1}}\right)^3 \cdot \left(\frac{P_{c_2}}{P_{c_1}}\right)^3 \cdot \left(\frac{P_{w_2}}{P_{w_1}}\right)^3 \quad (3.7)$$

$$\Delta\omega_{span} = \Delta\omega_p + 3(\Delta\omega_{is} + \Delta\omega_c + \Delta\omega_w), \quad (3.8)$$

где: $\Delta\omega_p, \Delta\omega_{is}, \Delta\omega_c, \Delta\omega_w$ – различия частот отказов опоры, гирлянды изоляторов, траверсы и провода, соответственно.

Для воздушных линий напряжением 35 кВ в основном используется изолированная нейтраль, условием работоспособности ВЛ является нахождение в работе минимум двух из трех фаз. Учитывая последовательное и параллельное соединение конструктивных элементов в пролете, с позиции надежности получаем:

$$P_{span} = P_p \cdot \left[\sum_{i=2}^3 \binom{3}{i} (P_{is} \cdot P_c \cdot P_w)^i (q_{is} \cdot q_c \cdot q_w)^{3-i} \right] \quad (3.9)$$

где: q_{is}, q_c, q_w – вероятность нахождения в неработоспособном состоянии гирлянды изоляторов, траверсы и провода, соответственно.

Для ВЛ с изолированной нейтралью:

$$\frac{P_{\text{span}_2}}{P_{\text{span}_1}} = \frac{P_{p_2}}{P_{p_1}} \cdot \left(\frac{P_{is_2}}{P_{is_1}}\right)^2 \cdot \left(\frac{P_{c_2}}{P_{c_1}}\right)^2 \cdot \left(\frac{P_{w_2}}{P_{w_1}}\right)^2 \cdot \left(\frac{2P_{is_2} \cdot P_{c_2} \cdot P_{w_2} - 3}{2P_{is_1} \cdot P_{c_1} \cdot P_{w_1} - 3}\right) \quad (3.10)$$

Учитывая,

$$\left(\frac{2P_{is_2} \cdot P_{c_2} \cdot P_{w_2} - 3}{2P_{is_1} \cdot P_{c_1} \cdot P_{w_1} - 3}\right) \approx 1, \quad (3.11)$$

$$\frac{P_{\text{span}_2}}{P_{\text{span}_1}} = \frac{P_{p_2}}{P_{p_1}} \cdot \left(\frac{P_{is_2}}{P_{is_1}}\right)^2 \cdot \left(\frac{P_{c_2}}{P_{c_1}}\right)^2 \cdot \left(\frac{P_{w_2}}{P_{w_1}}\right)^2 \quad (3.12)$$

$$\Delta\omega_{\text{span}} = \Delta\omega_p + 2(\Delta\omega_{is} + \Delta\omega_c + \Delta\omega_w) \quad (3.13)$$

Обобщая полученные результаты, предлагается рассчитывать изменения частоты отказов пролета, обусловленной заменой основных конструктивных элементов, следующим образом:

$$\Delta\omega_{\text{span}} = \Delta\omega_p + \gamma(\Delta\omega_{is} + \Delta\omega_c + \Delta\omega_w) \quad (3.14)$$

где: γ – коэффициент, учитывающий режим работы нейтрали: $\gamma = 3$ для ВЛ с глухозаземленной нейтралью, $\gamma = 2$ с изолированной.

Частота отказов пролета в свою очередь представляется в виде зависимости от показателей безотказности составляющих его основных конструктивных элементов: опоры, траверсы, изоляторов и проводов

$$\omega_{\text{span}} = \omega_p + \gamma(\omega_{is} + \omega_c + \omega_w) \quad (3.15)$$

где: $\omega_p, \omega_{is}, \omega_c, \omega_w$ - частота отказов опоры, изолятора, траверсы и провода, соответственно;

Общепринято, что показатель интенсивности восстановлений зависит от организации и порядка проведения аварийно-ремонтных работ в ТСО [7; 10; 11; 19; 23 и др.]. Интенсивность восстановлений линии, состоящей из пролетов разного типа, предлагается рассчитывать следующим образом:

$$\mu_1 = \frac{8760}{\sum_{z=1}^Z t_z \left(\frac{r_z}{R} \right)}, \quad (3.16)$$

где: μ_1 - интенсивность восстановлений ВЛ; Z - количество типов пролетов ВЛ; t_z - среднее время восстановления ВЛ при исполнении пролетами типа z ; R - суммарное количество пролетов ВЛ.

Имея информацию о влиянии конструктивных элементов на частоту отказов (долю отказов ВЛ, приходящуюся на каждый конструктивный элемент) и среднее время восстановления элементов, можно определить время восстановления ВЛ:

$$t = \sum_1^4 d_e \cdot \tau_e, \quad (3.17)$$

где: t – время восстановления воздушной линии; d_e, τ_e - доля и время восстановления ВЛ из-за отказа элементов соответственно.

Так как интенсивность восстановлений не является прямой зависимостью от длины ВЛ, а, следовательно, и от количества пролетов, то для реконструированных ВЛ этот показатель будет различным.

3.1.4 Оценка влияния композитных конструктивных элементов на надежность воздушных линий 110 кВ

Представленная в п 3.1.3 модель ВЛ позволяет оценить влияние замены используемых сегодня конструктивных элементов линий на выполненные из композитных материалов. На основе свойств ККЭ, представленных в [13; 64-88 и др.], рассчитано снижение безотказности и времени восстановления ВЛ 110 кВ.

Накопленный опыт эксплуатации воздушных линий и имеющаяся обобщенная статистика причин отключений показывают, что сегодня наибольший процент отказов приходится на изоляторы и провода, Таблица 3.2 [13; 23]. На эти элементы относится наибольшая доля времени восстановления линий, Таблица 3.3 [23].

Согласно актуальным статистическим данным, представленным в Таблицах 3.2 и 3.3, среднее время восстановления ВЛ составляет $t = 16,67$ ч.

Таблица 3.2 - Усредненная структура удельной повреждаемости ВЛ

Конструктивный элемент	Структура отказов	
	Устойчивые отказы, %	Все виды отказов, %
1	2	3
Опоры и фундаменты	13,0	3,6
Провода и тросы	52,0	14,3
Линейная изоляция	31,0	81,0
Арматура и соединители (траверсы)	4,0	1,1
Итого	100,0	100,0

Таблица 3.3 – Распределение отказов по элементам для ВЛ

Конструктивный элемент	Среднее время восстановления, ч
Провода и тросы	15,4
Изоляторы	12,8
Опоры	32,4
Арматура и соединители (траверсы)	12,8

Анализ аварийности показывает, что с позиций надежности требуется найти техническое решение, исключающее использование изоляции. ИКТ для воздушных линий 110 кВ позволяет исключить гирлянду изоляторов как отдельный конструктивный элемент в линии. Следовательно, среди причин отказа ВЛ исключается 31% зависящий от изоляции, а также уменьшается время восстановления линии на время, связанное с восстановлением изоляторов. Таким образом, эффект от применения ИКТ для повышения работоспособности ВЛ очевиден. Принимается, что безотказность и восстанавливаемость самой траверсы сохраняется на уровне, которым обладают применяемые сегодня металлические траверсы.

Таким образом, изменение безотказности пролета при внедрении трех ИКТ составляет $\Delta\omega_{span} = 31\%$.

Изменение времени восстановления $\Delta t = 23,8\%$. При частичной замене моделируется, что время восстановления изменяется пропорционально доли реконструируемых пролетов.

Помимо эффекта от применения ИКТ, определенный эффект может принести использование композитных опор. При учете грозových перенапряжений, 13% всех устойчивых отказов приходится на опору [13; 23], в зависимости от типа опоры причины отказов распределяются согласно Таблицы 3.4 [101].

Таблица 3.4 – Основные причины отказов опор

Причина отказов	Распределение причин отказов в зависимости от исполнения опоры, %		
	Металлические	Железобетонные	Деревянные
1	2	3	4
Нагрузки и воздействия:			
-ветер выше расчетного	33,7	21,7	52,2
-ветер и гололед выше расчетного	13,2	24,8	5
Итого:	46,9	46,5	57,2
Качество проектирования и строительства	9,2	35,5	1,5
Качество эксплуатации	26,9	18	41
Разбор конструкции посторонними лицами	16,9	-	0,3

У композитной опоры повышенная нагрузочная способность по сравнению с металлической или железобетонной. Это определяется высоким отношением предела прочности к модулю упругости стеклопластика композитной опоры по сравнению с конструкционными сталями и железобетоном. Около 10 МПа/Гпа для стеклопластика и около 4,5 МПа/Гпа и 3 Мпа/Гпа для металла и железобетона соответственно. Деревянные опоры в сравнении не рассматриваются, так как они очень редко применяются на ВЛ 110 кВ. Анализируя нагрузочную способность видно, что композитная опора прочнее металлической на 55%, а железобетонной - на 70%. Можно предположить, что частота отказов из-за нагрузок уменьшится в таком же процентном соотношении.

Сопоставляя свойства композитной опоры и причины отказов определено, что сокращение частоты отказов опоры может составить:

- при замене металлической опоры $16,9\% + 46,9\% \cdot 0,55 = 42,8\%$
- при замене железобетонной опоры $0,3\% + 57,2\% \cdot 0,7 = 32,55\%$

Следовательно, согласно разработанной модели ВЛ, безотказность пролета изменится следующим образом:

- при замене металлической опоры $\Delta\omega_{span} = 5,6\%$
- при замене железобетонной опоры $\Delta\omega_{span} = 4,2\%$

Эффект по снижению частоты отказов незначительный по сравнению с внедрением ИКТ, однако время восстановления линии может значительно сократиться. Это возможно за счет простой конструкции композитных опор и простоты сборки. Время сборки и монтажа композитной опоры составляет около 4 часов [102], данное значение времени принимается в качестве времени восстановления композитной опоры.

Время восстановления ВЛ при внедрении композитной опоры при учете изменения частоты отказов и использовании данных о восстановлении [23] составит:

- при замене металлической опоры $t = 12,78$ ч, $\Delta t = 23,3\%$
- при замене железобетонной опоры $t = 12,84$ ч, $\Delta t = 23\%$

Более 50 % всех отказов ВЛ происходит по причине повреждения провода. Это самый уязвимый конструктивный элемент. Изменение его свойств может существенно отразиться на безотказности всего пролета. Основные причины повреждения провода представлены в Таблице 3.5 [23; 89; 102; 103 и др.].

Таблица 3.5 – Основные причины отказов проводов ВЛ

Причина отказов	Доля отказов, %
1	2
Пляска и вибрации	6,3
Гололедные нагрузки	16,5
Посторонние воздействия	18,5
Повреждение зажима	2,3
Хищения	2,7
Дефекты проектирования и монтажа	12,2
Дефекты эксплуатации	22,8
Атмосферные перенапряжения	7,3
Снижение прочности в следствие коррозии	11,4
Падение деревьев и снижение габарита до древесно-кустарниковой растительности	23,5

Как отмечалось ранее, применение композитного провода позволяет исключить отказы, связанные с процессами коррозии. Композитный провод известен своими улучшенными механическими свойствами. В Таблице 3.6 приведено сравнение проводов марок АС 150/24 и АССС 160.

Таблица 3.6– Сравнение классического и композитного провода

Параметр	АС150/24	АССС 160
1	2	3
Диаметр, мм	17,1	15,6
Вес провода, кг/м	599	480
Модуль упругости, МПа	82500	112300
Предел прочности, МПа	1600	2500

Отношение предела прочности к модулю упругости для классического провода составляет 0,019 МПа/МПа, а для композитного провода 0,022 МПа/МПа. Механические свойства на 16 % лучше. Можно утверждать, что частота отказов при гололедных нагрузках уменьшится в таком же соотношении. Это актуально при участившихся в 2016-2018 годах явлениях ледяного дождя и массового обледенения проводов.

Улучшенные механические свойства также позволяют уменьшать пляску проводов, а точнее ее амплитуду, за счет самогашения колебаний и снижения уровня усталости металла. Меньший вес (на 20 %) провода уменьшает и ветровое давление на опоры. Таким образом, причина отказов из-за «пляски проводов» может уменьшиться на 20 %.

Маленький коэффициент теплового удлинения (в 11 раз меньше, чем у АС150), позволяет уменьшить стрелу провеса, увеличить длину пролета и снизить количество коротких замыканий по причине нахождения древесно-кустарниковой растительности под проводами. Также у композитного провода увеличенный длительно допустимый ток. Следовательно, превышение нагрузки не должно сопровождаться отказами. В совокупности с повышенной прочностью сердечника вышеперечисленные свойства также позволяют уменьшить частоту отказов из-за дефектов эксплуатации на величину в 23,5 %.

Учет указанных выше факторов позволяет рассчитывать на сокращение частоты отказов провода составит $11,4\% + 16,5\% \cdot 0,16 + 6,3\% \cdot 0,20 + 23,5\% = 38,8\%$

Следовательно, изменение безотказности пролета: $\Delta\omega_{span} = 20,2\%$.

Процесс монтажа, как и восстановления композитного провода, практически не отличается от работ с используемыми сегодня марками проводов, следовательно, время восстановления провода останется неизменным.

Время восстановления ВЛ за счет снижения частоты отказов провода сократится, составит $t = 13,57$ ч. Изменение восстанавливаемости $\Delta t = 19\%$.

На основе влияния каждого элемента в отдельности получены результаты изменения показателей надежности для различных комбинаций композитных конструктивных элементов ВЛ 110 кВ, Таблица 3.7.

Таблица 3.7 - Влияние ККЭ на надежность ВЛ 110 кВ

Вариант реконструкции	ИКТ	Опора		Провод	Провод и ИКТ	Полностью ККЭ	
		Ме ¹	Ж/б ²			Ме	Ж/б
Первоначальное исполнение опоры	-	3	4	-	-	7	8
1	2	3	4	5	6	7	8
Снижение частоты отказов, %	31	5,6	4,2	20,2	51,2	56,8	55,4
Снижение времени восстановления, %	23,8	23,3	23	19	42,8	66,1	65,8

1- Металлические опоры

2- Железобетонные опоры

Анализ полученных результатов позволяет выявить приоритеты внедрения ККЭ при реализации мероприятия ТПиР. Очевидно, что с позиции повышения безотказности и восстанавливаемости ВЛ приоритет имеют композитные изолирующие траверсы, внедрение которых не сопровождается

серьезными технологическими трудностями при замене на железобетонных опорах, составляющих основную массу в сетях 110 кВ (57%) [101]. При этом, важно отметить, что эффекты от внедрения ИКТ будут наблюдаемы при внедрении на любом ограниченном количестве пролетов. При реконструкции ВЛ по всей длине преимущество имеет внедрение композитного провода в сочетании с ИКТ, что позволяет добиться не только повышения надежности, но и продуктивности за счет снижения потерь и увеличения пропускной способности.

Появляется задача выбора конкретных ВЛ, при реконструкции которых с применением ККЭ эффекты повышения структурной и функциональной надежности РЭС будут максимальными.

3.1.5 Определение оптимальных мест, объемов и комбинаций внедрения композитных конструктивных элементов

Для достижения максимального эффекта от внедрения ККЭ с позиций повышения структурной и функциональной надежности РЭС необходимо проанализировать влияние каждой ВЛ на индексы готовности и эффективности сети (IR_{net} и ISE_{net}).

Областью применения ККЭ будут являться линии 110 кВ, техническое состояние которых, наибольшим образом влияет на индексы готовности центров питания. Для определения указанной области применения рассчитывается матрица, общий вид которой представлен в Таблице 3.8 (на примере влияния на индекс готовности).

Для составления матрицы рассчитываем изменение индексов готовности и эффективности каждого центра питания при моделировании снижения безотказности ВЛ анализируемой сети на фиксированную величину $\Delta\omega' = const$. Также рассчитывается изменение индекса сети. Набор ЦП определяется исходя из стратегии СУПА.

Таблица 3.8 – Определения влияния на индекс готовности

ЦП\ВЛ	1	2	3	...	L
1	ΔIR_1^1	ΔIR_1^2	ΔIR_1^3		ΔIR_1^L
2	ΔIR_2^1	ΔIR_2^2	ΔIR_2^3		ΔIR_2^L
...					
n	ΔIR_n^1	ΔIR_n^2	ΔIR_n^3		ΔIR_n^L
Net	ΔIR_{net}^1	ΔIR_{net}^2	ΔIR_{net}^3		ΔIR_{net}^L

$$\Delta IR_i^L = IR_i^L - IR_i, \quad (3.18)$$

$$\Delta IR_{net}^L = IR_{net}^L - IR_{net}, \quad (3.19)$$

$$\overline{\Delta IR_{net}^L} = \sum_1^L \Delta IR_{net}^L / L, \quad (3.20)$$

где: ΔIR_i^L - изменение индекса готовности ЦП i при снижении частоты отказов ВЛ L на величину равную $\Delta\omega' = const$; IR_i – индекс готовности ЦП i , IR_i^L - индекс готовности ЦП i при снижении частоты отказов ВЛ L ; ΔIR_{net}^L - изменение индекса готовности сети при снижении частоты отказов ВЛ L на величину равную $\Delta\omega' = const$; IR_{net} – индекс готовности сети, IR_{net}^L – индекс готовности сети при снижении частоты отказов ВЛ L ; $\overline{\Delta IR_{net}^L}$ – среднее изменение индекса готовности сети; L – количество воздушных линий в сети.

С позиции влияния на структурную надежность РЭС областью применения ККЭ являются ВЛ, для которых справедливо выполнение следующих условий.

$$\Delta IR_{net}^L - \overline{\Delta IR_{net}^L} < 0, \quad (3.21)$$

$$\Delta IR_i^L < 0, \text{ для } i \in H, \quad (3.22)$$

где: H – множество ЦП, для которых повышение безотказности и восстанавливаемости возможно лишь за счет внедрения новых технологий, определенное согласно стратегии СУПА.

Аналогично оценивается влияние ВЛ на индекс эффективности, Таблица 3.9.

Таблица 3.9 – Определения влияния на индекс эффективности

ЦП\ ВЛ	1	2	3	...	L
1	ΔISE_1^1	ΔISE_1^2	ΔISE_1^3		ΔISE_1^L
2	ΔISE_2^1	ΔISE_2^2	ΔISE_2^3		ΔISE_2^L
...					
n	ΔISE_n^1	ΔISE_n^2	ΔISE_n^3		ΔISE_n^L
Net	ΔISE_{net}^1	ΔISE_{net}^2	ΔISE_{net}^3		ΔISE_{net}^L

$$\Delta ISE_i^L = ISE_i^L - ISE_i, \quad (3.23)$$

$$\Delta ISE_{net}^L = ISE_{net}^L - ISE_{net}, \quad (3.24)$$

$$\overline{\Delta ISE_{net}} = \sum_1^L \Delta ISE_{net}^L / L, \quad (3.25)$$

где: ΔISE_i^L - изменение индекса эффективности ЦП i при снижении частоты отказов ВЛ L на величину равную $\Delta\omega' = const$; ISE_i – индекс эффективности ЦП i , ISE_i^L - индекс эффективности ЦП i при снижении частоты отказов ВЛ L ; ΔISE_{net}^L - изменение индекса эффективности сети при снижении частоты отказов ВЛ L на величину равную $\Delta\omega' = const$; ISE_{net} – индекс эффективности сети, ISE_{net}^L – индекс эффективности сети при снижении частоты отказов ВЛ L ; $\overline{\Delta ISE_{net}}$ – среднее изменение индекса эффективности сети.

С позиции влияния на функциональную надежность РЭЛС областью применения ККЭ являются ВЛ, для которых справедливо выполнение следующих двух условий:

$$\Delta ISE_{net}^L - \overline{\Delta ISE_{net}} > 0, \quad (3.26)$$

$$\Delta ISE_i^L > 0, \text{ для } i \in H, \quad (3.27)$$

Тогда для извлечения максимального эффекта, областью применения ККЭ в РЭЛС является пересечение множеств, удовлетворяющих условиям (3.21), (3.22), (3.26), (3.27).

Так как внедрение композитных конструктивных элементов сопровождается капитальными затратами, то необходимо учитывать ограничения, влияющие на выбор сочетаний ККЭ и объем их использования. Данные условия вытекают из необходимости соблюдения принципа «повышение надежности РЭС без снижения экономичности функционирования ТСО». Они определяются соотношением затрат, необходимых на замену конструктивных элементов на выбранных ВЛ, и размером дополнительных доходов, на которые можно рассчитывать при повышении надежности оказываемых ТСО услуг согласно [34; 35].

Для целей решения оптимизационной задачи по определению объема и сочетания ККЭ моделируется связь дополнительного дохода от повышения надежности передачи электроэнергии и изменения индекса готовности сети.

$$f_1 = IR_{net}(g_i, k_i) \xrightarrow{g_i, k_i} \min \quad (3.28)$$

$$\sum_1^K g_i \cdot k_i \leq \Delta D$$

$$\Delta D = 0,01 \cdot D \quad \text{при условии } 10\% \leq \Delta IR_{net} < 20\% \quad (3.29)$$

$$\Delta D = 0,02 \cdot D \quad \text{при условии } 20\% \leq \Delta IR_{net}$$

где: g_i - затраты на реконструкцию пролета с использованием i -ого варианта сочетания внедрения композитных: опоры, траверсы и провода; k_i - количество реконструируемых пролетов с использованием i -ого варианта ТПиР, K - количество выбранных по указанным критериям ВЛ (согласно (3.21), (3.22), (3.26), (3.27)); ΔD – дополнительный доход от повышения надежности передачи электрической энергии, D - доход ТСО от передачи электрической энергии.

Таким образом, сформулирована оптимизационная задача по определению места и объема внедрения ККЭ, соответствующая целевой функции, направленной на максимальное повышение надежности сети и бесперебойности электроснабжения.

3.2 Эффективность присоединения малой распределенной генерации

3.2.1 Основные факторы, обуславливающие эффективность малой распределенной генерации

В настоящее время в электроэнергетике России растет количество установленных мощностей распределенной генерации. Наряду с концентрированным производством на крупных станциях, по экспертным оценкам, около 17 ГВт (около 8% установленной мощности электростанций ЕЭС) приходится на распределенную генерацию [104; 105].

Количество объектов распределенной генерации составляет около 38 тыс. электростанций. Согласно [106], около 2/3 всей мощности указанных станций эксплуатируется в зоне децентрализованного энергоснабжения.

На Рисунке 3.5, взятому из [106], наглядно демонстрируется тенденция увеличения количества и объемов установленных мощностей распределенной генерации на примере сопоставления объемов суммарной мощности электростанций до 25 МВт в 2006 и 2016 гг. За 10 лет количество станций мощностью до 25 МВт увеличилось почти в 1,5 раза.

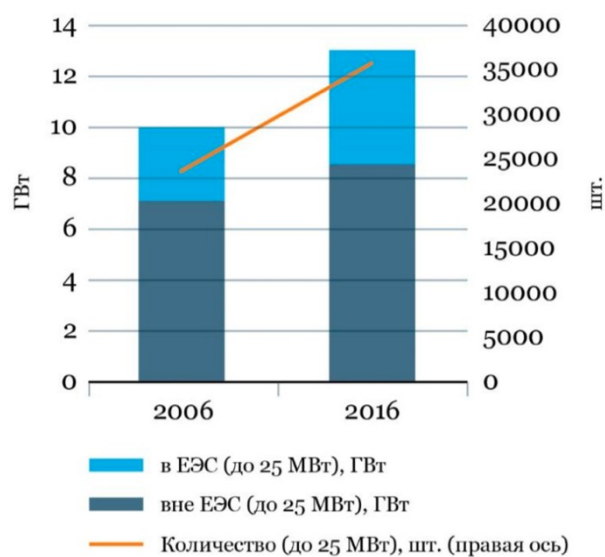


Рисунок 3.5 - Мощность и количество станций распределенной генерации в России

Наблюдается постоянный рост доли малой распределенной генерации (МРГ), под которой в диссертационной работе понимается совокупность генерирующих установок мощностью до 25 МВт с генераторным напряжением 10 кВ, работающих на углеводородных энергоресурсах, обеспечивающих комбинированную выработку тепловой и электрической энергии. Примеры наблюдаются повсеместно, в том числе и в г. Новосибирске. В течение последних пяти лет построены:

- энергоблок по ул. Одоевского ООО «Генерация Сибири» мощностью 21,4 МВт (10 МВт – газопоршневые установки), обеспечивающий тепло- и электроснабжение жилого массива «Березовый», имеющий присоединение к РЭС через АВР;
- энергоблок мощностью 12 МВт, принадлежащий ФГБУ «ННИИПК им. акад. Е.Н. Мешалкина»;
- энергоблок по ул. Бородина ООО «Генерация Сибири» мощностью 11,8 МВт;
- ожидается ввод еще ряда энергоблоков суммарной мощностью около 80 МВт [108; 109].

Очевидно, что массовый ввод МРГ следует ожидать в регионах, относящихся к дефицитным по электрической энергии. На сегодняшний момент таковыми являются 66 регионов из 85, в 45 из них дефицит достигает 1/3 от объема электропотребления и более. Следовательно, именно в данных регионах из-за сетевых ограничений зачастую наблюдается высокая стоимость технологического присоединения, а иногда и отказ новым энергоемким потребителям в присоединении к системам централизованного электроснабжения.

К факторам, стимулирующим развитие МРГ можно отнести относительно невысокие капиталовложения и сжатые сроки строительства МРГ, что обуславливает их достаточно быструю окупаемость в течение 5-7 лет, при существующих потребительских ценах на тепло и электроэнергию.

Непосредственная близость МРГ к электроустановкам потребителей позволяет, во-первых, снизить потери электрической и тепловой энергии, во-вторых, в ряде случаев снизить сетевую составляющую в цене на электроэнергию, которая достигает до 40% тарифа. Рост доли газа в топливоснабжении за счет проведенной газификации страны также способствует увеличению доли МРГ в энергетическом балансе. Существенным фактором является ужесточение экологических требований. Последнее особенно касается сжигания попутного газа при добыче нефти.

Следует обратить внимание, что присоединение МРГ также открывает:

- дополнительные возможности оптимизации при регулировании режимов сетей;
- возможность мультиагентного регулирования;
- возможность снижения объема потерь электроэнергии в сетях;
- возможность технологического подключения новых потребителей к сетям за счет снижения загрузки подстанций;
- сокращение затрат на покрытие текущих потерь электроэнергии в сетях;
- повышение качества электроэнергии, снижение уровня высших гармоник [110; 111 и др.].

Большое влияние на усиление тенденции массового появления МРГ с генераторным напряжением 10 кВ оказало принятие Постановления Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 г. № 1221 [51], предусматривающее перевод газовых котельных в режим когенерации, так как в большинстве случаев речь идет об использовании агрегатов мощностью более 1 МВт. Целью является повышения эффективности использования топлива, обеспечение роста энергоэффективности и энергосбережения на стадии производства и передачи электроэнергии [112].

3.2.2 Влияние присоединения малой распределенной генерации на живучесть энергосистемы и надежность электроснабжения

Обычно МРГ принято рассматривать либо в качестве резервного источника питания для потребителей первой и особой категорий надежности, либо в качестве основного источника автономного электроснабжения потребителей.

Оба варианта имеют свои недостатки и сложности в функционировании. Если говорить об энергоблоках мощностью 5-25 МВт с генераторами более 1 МВт, работающими на напряжении 10 кВ, экономически неэффективно использовать их в качестве резервных источников для потребителей, запитанных от трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ.

Малые станции указанной мощности становятся эффективными при их участии в электроснабжении выделенных районов. Однако автономная работа, так называемый островной режим по принципу самобаланса, сопровождается техническими трудностями, главным образом связанными с недостаточной маневренностью и управляемостью этих энергоисточников [110; 111]. Это обусловлено особенностями регуляторов скорости и возбуждения генераторов. Кроме этого, в автономном режиме, для обеспечения требуемого уровня надежности электроснабжения требуется предусматривать соответствующие резервы генерирующей мощности в объеме не меньше чем мощность самого крупного генератора.

Однако МРГ может быть использована для обеспечения надежности энергосистемы и надежности электроснабжения потребителей, так как с ее появлением снижается загрузка магистральных и питающих сетей, растут запасы пропускной способности сети, увеличиваются резервные трансформаторные мощности перезагруженных центров питания. Конечно, процесс интеграции объектов малой распределенной генерации сопровождается необходимостью решения комплекса задач, связанных с

заменой коммутационных аппаратов (если их отключающая способность недостаточна при возросших токах короткого замыкания), внесением изменений в алгоритмы работы и настройки релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), в порядок взаимодействия систем управления режимами при ординарных условиях эксплуатации [48; 49; 50; 104; 106; 111 и др.].

Особо следует отметить роль МРГ для повышения живучести электроснабжения, что является важным в современных условиях. Согласно определению принятому в АО «Системный оператор Единой энергетической системы» [113], живучесть - это способность системы электроснабжения противостоять значительным возмущениям в энергосистеме, не допуская массовых нарушений снабжения потребителей в особых условиях, т.е. при авариях и катастрофах. Исходя из данного представления, предлагается измерять живучесть как количество частей энергосистемы, способных работать изолированно на принципах самобаланса в неординарных условиях. Следовательно, рост живучести обусловлен ростом числа частей энергосистемы, которые можно выделить в изолированный район по условию самобаланса. С ростом делимости больших энергосистем расширяется множество допустимых состояний, но это требует совершенствования систем управления и автоматики, коммутирующего оборудования и проч.

Согласно указанному выше, ожидается усиление тренда появления МРГ с установленными мощностями агрегатов 1 МВт и более в центрах нагрузок. Они в свою очередь послужат основой локальных энергосистем, работающих в островном режиме. Логичным и очевидным шагом будет их объединение и последующее присоединение к РЭЛС на уровне локальной распределительной электрической сети. Поэтому рассматривается два основных варианта их присоединения к РЭЛС [114]: к шинам 10 кВ центров питания или шинам 10 кВ на распределительных пунктах (РП), Рисунок 3.6. Присоединение к шинам высокой стороны ТП практически не

рассматривается из-за несоответствия присоединенной нагрузки и мощности МРГ. Для этих случаев используется мини-генерация с мощностью от 100 кВт до 1 МВт, где генераторное напряжение составляет 0,4 кВ.

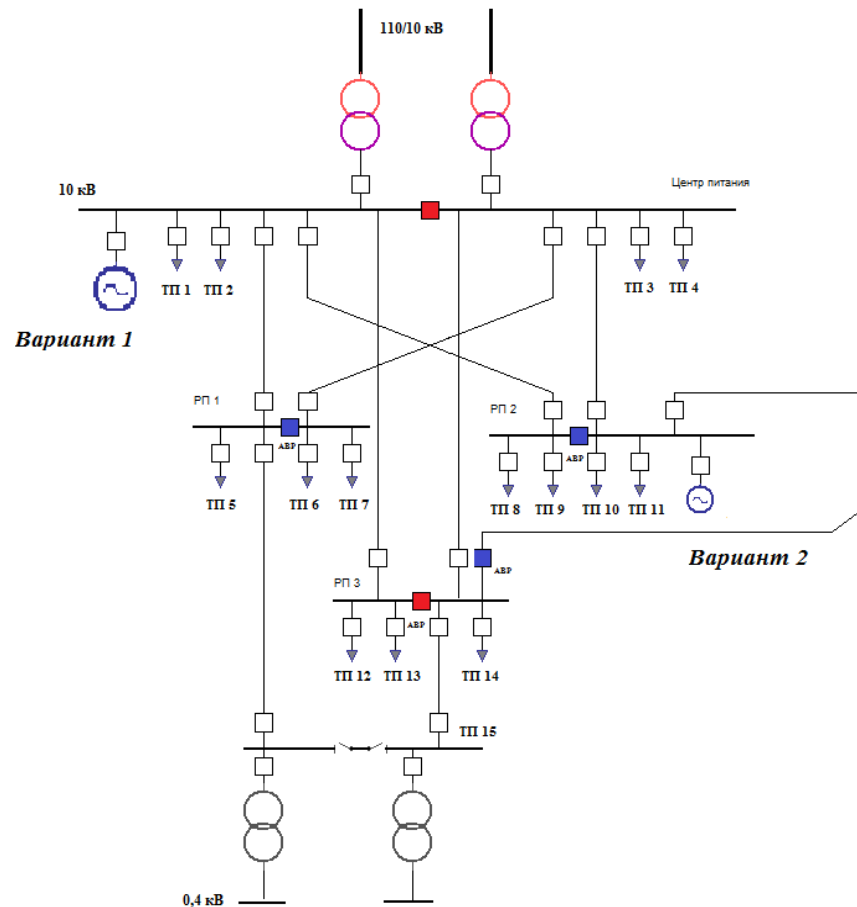


Рисунок 3.6 - Варианты присоединения МРГ

В локальной распределительной электрической сети для обеспечения необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей широко применяются устройства автоматического включения резерва питания (АВР). Присоединение МРГ объективно приводит к изменению схемно-режимных параметров сети, что может повлечь за собой появление ситуаций, при которых из-за присоединения объекта МРГ увеличится время срабатывания АВР, АВР не сработает, либо срабатывание АВР будет недопустимо [115]. Поэтому важно подчеркнуть используемое в работе дополнительное условие присоединения МРГ к сетям: возможность выделения района на изолированную работу по принципу самобаланса. Таким образом не

рассматривается вариант присоединения дефицитных энергорайонов к электрической сети.

В первом варианте, присоединении к ЦП увеличивает надежность и повышает живучесть электроснабжения определенного района, при этом бесперебойность электроснабжения потребителей в зоне действия ЛРЭС не изменяется, потому что в большей мере определяется безотказностью распределительных линий 10 кВ и наличием АВР. Это наглядно демонстрируется моделью ЛРЭС (Рисунок 3.7) для анализа надежности сети, принципиальная схема которой представлена на Рисунке 3.6.

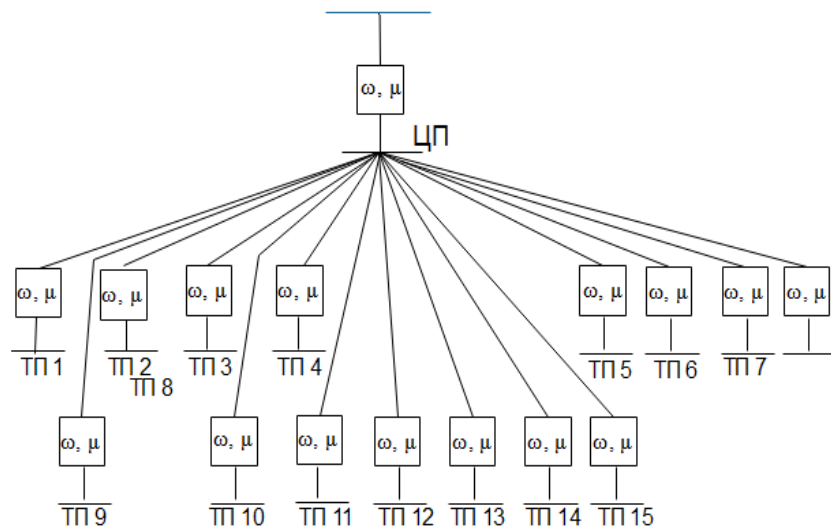


Рисунок 3.7 – Модель ЛРЭС для анализа надежности

Анализ расчета режимов загрузки МРГ показал, что мощность МРГ, подключаемая к центру питания, не должна быть выше загрузки ЦП в режиме минимума. Это позволяет избежать реверсивных перетоков в сети 110 кВ и выше. В работе принимается, что в режиме минимума загрузка ЦП составляет 50% присоединенной нагрузки, поэтому мощность МРГ не должна превышать 50% от мощности подключенных к ЦП нагрузок.

Второй вариант присоединения МРГ - шинам 10 кВ РП позволяет существенно повысить бесперебойность электроснабжения определенных потребителей, получающих питание от соответствующих ТП. Очевидна

выгода ТСО такого присоединения, т.к. на данном участке сети для ряда потребителей произойдет повышение категории надежности электроснабжения с третьей на первую, что позволит извлечь дополнительные доходы. Анализ показал, что мощность МРГ в этом случае не должна превышать 150% от мощности максимальной загрузки РП. Это обеспечит экономическую эффективность МРГ, а с другой становится возможным выделение ЛРЭС в изолированный район, работающий на принципе самобаланса, что позволяет говорить о повышении живучести электроснабжения.

С позиции возможности набора необходимого объема загрузки, экономически целесообразно присоединение малой распределенной генерации к центрам питания. Однако для обеспечения живучести и надежности электроснабжения потребителей целесообразно присоединение на уровне РП.

В свою очередь это требует предусмотреть использование автоматики по обеспечению устойчивости параллельной работы МРГ с энергосистемой в нормальных и аварийных режимах [111; 116]. Одним из решений, данной задачи является автоматика опережающего деления системы [116]. Она основана на идее опережающего деления системы по связям с внешней сетью при нарушениях нормального режима с переходом в островной режим работы и последующим автоматическим восстановлением синхронизма и нормального режима с требуемой загрузкой оборудования [116]. Данная автоматика позволяет устранить основную причину неустойчивой работы малых станций, которые могут возникать как в нормальных эксплуатационных режимах, так и при затяжных коротких замыканиях в сети. Сбалансированное деление позволяет снять угрозы возникновения асинхронных режимов, недопустимых динамических моментов на валах синхронных генераторов при коротких замыканиях во внешней сети [116].

Присоединение МРГ к сети сопровождается изменением индексов готовности и эффективности основных узлов. Присоединяемая МРГ

моделируется в виде параллельной ветви, подходящей к шинам 10 кВ. Для расчета нового значения индекса готовности узла применимы формулы:

$$IR_i = 1 - \frac{1 - (1 - K_i^{\text{ТЭК}})(1 - K_i^{\text{МРГ}})}{K_i^{\text{ПЛ}}}, \quad (3.30)$$

$$K_i^{\text{МРГ}} = 1 - \prod_1^p Q_{ip}, \quad (3.31)$$

где: $K_i^{\text{МРГ}}$ - коэффициент готовности станции МРГ, Q_{ip} - коэффициент неготовности агрегатов МРГ, p - количество агрегатов станции.

Принимается, что МРГ, присоединяемая к сети, выполняет 3 основные функции:

- обеспечение питания нагрузки;
- резервирование сети;
- оказание локальных системных услуг.

Индекс эффективности узлов:

$$ISE_i = (1 - IR_i) \cdot \frac{(P_i - P^{\text{МРГ}}_i)}{\sum_1^n P_i - \sum_1^n P^{\text{МРГ}}_i}, \quad (3.32)$$

где: $P^{\text{МРГ}}_i$ - мощность нагрузки, обеспечиваемая электроэнергией от станции МРГ (в режиме самобаланса при выделении в изолированный район).

При этом, согласно (3.30), (3.32) моделируется, что 50% присоединяемых агрегатов используются для оказания локальных системных услуг и резервирования сети.

3.2.3 Определение оптимальных точек присоединения малой распределенной генерации к региональной электрической сети

Предлагается оптимизация мощностей МРГ и точек их присоединения к сети, направленная на повышение структурной и функциональной надежности. В целях анализа и поиска решения, возможными точками присоединения МРГ моделируются центры питания, отражающие нагрузку соответствующих ЛРЭС.

Решением оптимизационной задачи является пересечение двух множеств, определяемых целевыми функциями, направленными на максимизацию индекса эффективности сети (3.34) и минимизацию индекса готовности сети (3.35), что отражает максимальное повышение структурной и функциональной надежности РЭС. Технические, эксплуатационные и рыночные условия функционирования МРГ, указанные параграфе 3.2.2, накладывают ограничения на максимальную присоединяемую мощность станции (3.36).

$$f_1 \cap f_2 \quad (3.33)$$

$$f_1 = ISE_{net}(p, Q_{ip}, P^{MRG}) \xrightarrow{p, Q_{ip}, P^{MRG}} max, \quad (3.34)$$

$$f_2 = IR_{net}(p, Q_{ip}) \xrightarrow{p, Q_{ip}} min, \quad (3.35)$$

$$\begin{cases} P^{MRG}_i \leq S_i \\ P^{MRG}_i \leq 0,5P_i/\text{КИУМ} \\ P^{MRG}_i \leq 25 \text{ МВт} \end{cases} \quad (3.36)$$

где: S_i - допустимая мощность загрузки ЦП, с учетом наличия резерва по критерию $(n - 1)$, КИУМ - экономически эффективное значение коэффициента использования установленных мощностей МРГ.

В большинстве случаев присоединение МРГ в первую очередь выгодно собственникам указанных станций. Поэтому и затраты на присоединения МРГ к сети чаще покрываются за их счет и не снижают экономическую эффективность ТСО. В качестве мест присоединения МРГ, для извлечения максимальных эффектов и экономии затрат ТСО, следует рассматривать участки сети, где согласно стратегии СУПА целесообразно проведение мероприятий ТОиР.

Выводы

Рассмотрены следующие новые для России технологии, обеспечивающие повышение безотказности сети и бесперебойности

электроснабжения: использование композитных конструктивных элементов воздушных линий питающей сети 110 кВ и присоединение малой генерации к распределительным сетям 10 кВ.

С позиций надежности основными преимуществами композитных конструктивных элементов является повышение безотказности и восстанавливаемости. Их эффективность высока при использовании в труднодоступных местах и на территориях со сложными климатическими условиями, а также в зонах с агрессивной окружающей средой.

Использование композитных конструктивных элементов сопровождается вариативностью их применения при перевооружении и реконструкции линий. Для анализа влияния конструктивных элементов на работоспособность линии разработана математическая модель воздушной линии. Линия представляется в виде последовательно соединенных пролетов.

На основе предложенной модели воздушной линии и известных свойств композитных конструктивных элементов на примере воздушной линии 110 кВ рассчитано возможное снижение безотказности и времени восстановления. Показано, что с позиции повышения безотказности и восстанавливаемости линий приоритет имеет внедрение композитных изолирующих траверс, позволяющих повысить безотказность пролета на 31 %. При реконструкции воздушной линии по всей длине очевидное преимущество имеет применение композитного провода в сочетании с траверсами.

Сформулирована оптимизационная задача по определению места и объема внедрения композитных конструктивных элементов, соответствующая максимальному повышению надежности сети исходя из принципа «повышение надежности региональной электрической сети без снижения экономичности функционирования территориальной сетевой организации».

В части анализа влияния малой распределенной генерации, определено, что наиболее целесообразным местом присоединения к сети являются шины

10 кВ распределительных пунктов, что повышает бесперебойность электроснабжения потребителей. Кроме этого, при неординарных условиях становится возможным выделение локальной энергосистемы в изолированный район, работающий на принципе самобаланса, что позволяет говорить о повышении живучести.

Сформулирована оптимизационная задача определения мощностей малой распределенной генерации и точек их присоединения к сети, обеспечивающие повышение структурной и функциональной надежности с учетом экономических и рыночных условий функционирования малой распределенной генерации.

Основные результаты третьей главы диссертационной работы имеют внедрение в учебный процесс, Приложение Б.

Анализ влияния малой распределенной генерации на надежность электроснабжения и живучесть, изучение возможных вариантов присоединения к сети и соответствующих максимальных мощностей МРГ использованы при выполнении НИР в период 2015 - 2018 гг., что отражено в отчетах о НИР:

- Коммерциализация технологии и устройств автоматики для обеспечения устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией / А. Г. Фишов, Ф. Л. Бык, К. А. Скурихина, Н. Н. Титова, Е. С. Ивкин, М. Ю. Фролов, Д. А. Мышлянников, Л. С. Казакова, А.Л. Нагайцев, А. И. Марченко, М. А. Шиллер // Отчет о НИР № АААА-Б15-215120930049-6, Новосибирск, 2015. - 150 с.;
- Разработка технологии управления режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией // А.Г.Фишов, А.Ю. Арестова, Д.В. Армеев, Ф.Л. Бык, Б.О. Григоркин, Е.П. Гусев, В.В. Денисов, В.М. Зырянов, А.Н. Козлов, Н.А. Корнеева, Т.Г. Красильникова, В.М. Левин, Н.Н. Лизалек, А.В. Петрищев, Л.И. Пушкарева, А.Г. Русина, Ю.М. Сидоркин, В.М. Чебан, Э.М.

Чекмазов, В.П. Шойко, В.О. Чершова, Б.Б. Мукатов, А.И. Марченко, Л.С. Мышкина, М.А. Шиллер, С.Т. Исмоилов, Н.А. Карджаубаев, Э.Энхайхан, Д.В. Танфильева, В.И. Бобрик // Отчет о НИР № АААА-Б17-217022140026-7, Новосибирск, 2017. – 204 с.

Также результаты исследования обсуждались на семинарах и конференциях, отражены в следующих публикациях:

- Мышкина, Л.С. Повышение надежности электросетей как эффект инноваций /Ф. Л. Бык, Л. С. Казакова, В. Г. Китушин // Главный энергетик. - 2015 -№ 1. - С.30-34
- Мышкина, Л.С. Малая генерация - средство повышения живучести энергосистемы / Л. С. Мышкина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2017. - Т. 19, №1/2. - С. 23-30.
- Myshkina, L. Comparison and choice of measures to improve the reliability of distribution grid companies / F. Byk, L. S. Myshkina // 2 International conference on industrial engineering, applications and manufacturing (ICIEAM): proc. Chelyabinsk, 19–20 May 2016. – IEEE, 2016. – Art. 3.23 (5 p.). - DOI: 10.1109/ICIEAM.2016.7911022.
- Казакова, Л.С. Критерий и метод повышения работоспособности ВЛ 35-220 кВ // Ф.Л. Бык, Л.С. Казакова // В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. 2015. С. 335-342.
- Мышкина, Л.С. Малая генерация и живучесть энергосистемы / Ф.Л. Бык, Л.С. Мышкина, А.Г. Фишов // Электроэнергетика глазами молодежи-2016 Материалы VII Международной молодежной В сборнике: научно-технической конференции. 2016. С. 165-168.

- Kazakova, L. Efficient ways and means of reliability increase of distribution networks / F. Byk, L. Kazakova // Applied Mechanics and Materials. - 2015. Vol. 792 ^ Energy Systems, Materials and Designing in Mechanical Engineering. -P. 280-285.
- Казакова, Л.С. Влияние изолирующей композитной траверсы на коэффициент технической готовности сети / Ф.Л.Бык, Л.С.Казакова // Электроэнергетика глазами молодежи-2014 Материалы V Международной молодежной В сборнике: научно-технической конференции. 2014. С. 210-214

4 ВАЛИДАЦИЯ ПРЕДЛАГАЕМОГО МЕТОДА АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ

4.1 Общая характеристика региональной электрической сети АО «РЭС»

Для валидации разработанных моделей и метода анализа выбрана региональная электрическая сеть на территории Новосибирской области. Новосибирская энергосистема по объемам электропотребления занимает 5 место из 11 энергосистем ОЭС Сибири. Энергосистема является дефицитной по мощности и электроэнергии. Дефицит покрывается за счет перетоков мощности через ПС Заря 500 кВ и ПС Барабинская 500 кВ.

Новосибирская область - один из четырех субъектов (в рамках ЕЭС), где до 2018 года ПАО «Россети» не были представлены филиалом, либо дочерним обществом. Ключевой ТСО Новосибирской области, является АО «Региональные электрические сети» (АО «РЭС»), доля на рынке услуг по передаче электрической энергии на территории области составляет 74,4% [117]. В мае 2018 года, на Петербургском международном экономическом форуме подписано соглашение о передаче АО «РЭС» в доверительное управление ПАО «Россети». Предполагается, что консолидация сетевых активов будет происходить на базе МРСК «Сибири». Поэтому следует ожидать изменения в технической политике компании, в том числе по внедрению нового оборудования, согласно [8].

На балансе ТСО АО «РЭС» находятся сети номинальным напряжением 0,4 - 220 кВ. Основная сеть напряжением 220 кВ имеет сложнзамкнутый и кольцевой принцип построения вокруг Новосибирской агломерации и является основой для формирования внутренней кольцевой сети 110 кВ в городе. Питающая сеть Новосибирской области выполнена радиальными и кольцевыми связями и сформирована вдоль основных железнодорожных магистралей: Кузбасского, Барабинского и Барнаульского направлений.

Опорными центрами питания сети города являются ПС 220 кВ Восточная, ПС 220 кВ Тулинская и шины 110 кВ электростанций города – Новосибирской ТЭЦ-2, Новосибирской ТЭЦ-3, Новосибирской ГЭС, Новосибирской ТЭЦ-4 [118].

Территория обслуживания компании составляет 178,2 тыс. км², представлена на Рисунке 4.1.

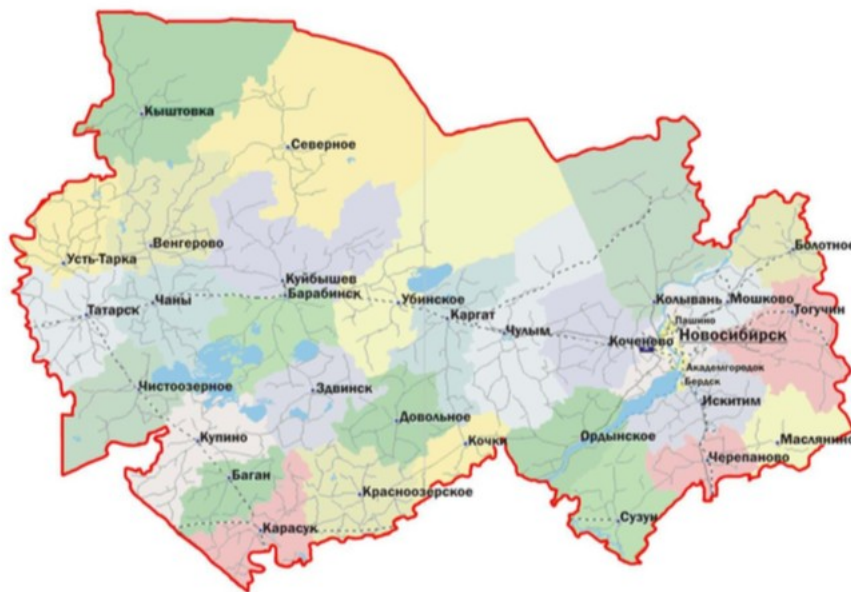


Рисунок 4.1 – Территория обслуживания АО «РЭС»

Структура компании состоит из восьми филиалов (производственных отделений):

- Восточные электрические сети;
- Западные электрические сети;
- Карасукские электрические сети;
- Новосибирские городские электрические сети;
- Приобские электрические сети;
- Татарские электрические сети;
- Черепановские электрические сети;
- Чулымские электрические сети.

По результатам деятельности за 2107 год полезный отпуск потребителям АО «РЭС» составил 12 327 млн. кВтч, объем присоединенной мощности по договорам технологического присоединения - 252,38 МВт [117].

Установленная мощность ПС сети составляет 12 565 МВА. Структура основных производственных фондов ТСО приведена в Таблицах 4.1 и 4.2 [117].

Таблица 4.1 – Протяженность линий электропередачи.

Исполнение линии, напряжение	Протяженность, км.
1	2
ВЛ 35-220 кВ	10 842
ВЛ 0,4-10 кВ	40 726
КЛ 110 кВ	82
КЛ 35 кВ	33
КЛ 0,4-10 кВ	8 037
Итого	59 729

Таблица 4.2 – Количество подстанций

	Количество, шт.
1	2
ПС 35-220 кВ	339
РП 6-10 кВ	272
ТП 6-10/0,4 кВ	14 031

На сегодняшний день питающие и распределительные сети Новосибирской области характеризуются высокой степенью износа и старения оборудования, опережающей темпы реконструкции и строительства новых объектов. Возрастная структура оборудования питающей сети, АО «РЭС» представлена в Таблице 4.3 [118].

Таблица 4.3 – Доля оборудования, отработавшего нормативный срок

Напряжение, кВ	ВЛ, работающие более 50 лет, %	ВЛ, работающие более 30 лет, %	ПС, работающие более 25 лет, %
1	2	3	4
220	26,7	91,8	66
110	45	84,1	80,6

Наиболее изношены кольцевые сети 110-220 кВ центральной части г. Новосибирска, западный транзит 110 кВ «ТЭЦ-3 – Барабинская – Татарская», подстанции 110 кВ Кировская, Вертковская, Камышинская, Театральная [118].

На основе информации об аварийных отключениях [28], согласно методике расчета [19], рассчитаны частоты отказов ВЛ 110-220 кВ, Таблица 4.4.

Таблица 4.4 – Частоты отказов ВЛ питающей сети АО «РЭС»

Напряжение, кВ	Количество отказов ВЛ	Частота отказов на 100 км в год	Частота отказов на 1 пролет в год
1	2	3	4
110	221	3,2	0,009
220	28	1,26	0,005

Из Таблицы 4.4 видно, что относительно уровня безотказности оборудования, указано в [31], частота отказов в сетях АО «РЭС» возросла более чем в 2 раза для ВЛ 110кВ и в 3 раза для ВЛ 220 кВ, что подтверждает недостаточный уровень безотказности ВЛ ТСО и подчеркивает необходимость заниматься повышением надежности РЭС.

Наиболее крупным филиалом АО «РЭС» является филиал «Восточные электрические сети» (ПО «ВЭС»). Принципиальная схема электрических

соединений АО «РЭС» размещена в Приложении В. Электроснабжение потребителей осуществляется с 60 ЦП, из них 8 ПС напряжением 220/110/10(6) кВ, 4 ПС 110/35/10(6) кВ, 1 ПС 110/3 кВ, 9 ПС 110/10/6 кВ, 38 ПС 110/10(6) кВ. Суммарная подключенная нагрузка составляет 2269,88 МВт.

В Таблице 4.5 представлена информация о структуре трансформаторной мощности подстанций и текущем резерве [28].

Таблица 4.5 – Данные по центрам питания ПО «ВЭС».

№ п/п	Наименование ЦП	Напряжение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, МВА	Объем свободной мощности, МВт
1	2	3	4	5
1	Барышевская	110/10	2x25	0,00
2	Бердская	110/10	2x40	0,00
3	Вертковская	110/10	2x25	0,00
4	Воинская	110/10/6	2x25	0,00
5	Волочаевская	110/10	2x16	0,00
6	Вороново	110/10	2x25	17,58
7	Восточная	220/110/10	2АТ x 200	0,00
8	Вымпел	110/10/6	2x40	13,94
9	Горская	110/10	2x25	0,85
10	Дзержинская	110/10	2x25	0,00
11	Дружная	220/110/10	2x63	2,38
12	Ельцовская	110/6	1x25, 1x40,5	0,00
13	Ересная	110/10	2x25	0,00
14	Ефремовская	110/10	2x40	5,68

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5
15	Западная	110/35/10	2x40	0,00
16	Заречная	110/10	2x25	0,00
17	Инская	110/10	2x40	5,41
18	Инструментальная	110/6	2x40	0,00
19	Искитимская (1Т и 2Т)	110/10/6	2x40	0,00
20	Искитимская (3Т и 4Т)	110/3	2x15	0,00
21	Кирзаводская	110/10	2x25	0,00
22	Кировская	110/10	2x40	0,00
23	Комсомольская	110/6	2x16	6,93
24	Красногорская	110/10/6	2x40	0,00
25	Кудряшовская	110/10	2x16	0,00
26	Лазурная	110/6	2x10	0,00
27	Лесная	110/6	2x10	2,32
28	Луговая	110/10	2x16	0,00
29	Мостовая	110/6	2x25	10,65
30	Мочище	110/10	2x25	0,00
31	Мясокомбинатская 10 кВ	110/10/6	2x40	14,84
	Мясокомбинатская 6 кВ			2,11
32	Новая	110/10	2x25	0,00
33	Обская	110/10	2x40	0,73
34	Октябрьская	110/6	2x40	0,00
35	Оловозаводская	110/10	2x63	15,79
36	Пашино	110/10	2x32	0,00
37	Первомайская	110/10	2x25	0,00

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5
38	ПП Библиотечный 10 кВ	110/10/6	3x40	4,93
	ПП Библиотечный 6 кВ			2,76
39	Правобережная	220/110/10	2 АТ x 125	0,00
40	Сварная	110/10	2x25	0,00
41	Светлая	110/10	2x40	0,00
42	Северная	110/35/6	3x40	25,06
43	Силикатная	110/10	2x16	2,64
44	Солнечная	110/10	2x25	0,00
45	Сосновка	110/10	2x16	0,00
46	Стрелочная	110/6	2x25	10,80
47	Строительная 10 кВ	220/10/6	2x40	0,00
	Строительная 6 кВ			3,74
48	Театральная	110/10/6	2x40	0,00
49	Текстильная	110/10	2x25	0,00
50	Тепловая	110/10/6	2x40	0,00
51	Голмачевская	110/35/10	2x40	0,00
52	Тулинская (ЗРУ-10 кВ 1)	220/110/10	1АТx125, 1x63	0,00
53	Тулинская (ЗРУ-10 кВ 2)	220/110/10	2x31,5	0,00
54	Учительская	110/10	2x25	0,37
55	Фрунзенская	110/10	2x40	15,17
56	Центральная	110/10/6	2x40	0,00
57	Челюскинская	110/10	2x40	0,00
58	Чулымская	220/110/6	2АТx125	10,00
59	Электровозная	110/35/6	1x31,5, 1x40	5,69
60	Южная	220/110/10	2АТx125, 1x16	0,00

Средняя загрузка ЦП ПО «ВЭС» составляет 92%, 40 из 60 ЦП закрыты для технологического присоединения согласно анализа данных Таблицы 4.5. Это указывает на необходимость поиска мероприятий ТОиР и ТПиР, сопровождающихся разгрузкой ЦП, так как сетевые ограничения пропускной способности ПС препятствуют подключению новых потребителей, что в конечном итоге сдерживает развитие РЭЛС.

Анализ Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области [108] и соответствующей корректировки на 2015 -2019 гг [118] позволяет выделить наиболее значимые мероприятия по техническому перевооружению и ремонту:

- линий 110 кВ обеспечивающих передачу электрической энергии на ПС Тулинская, ПС Театральная, ПС Северная, ПС Восточная, ПС Инская, ПС Библиотечная;
- ПС Правобережная, ПС Отрадная, ПС Театральная, ПС Вертковская, ПС Ересная, ПС Кировская, ПС Сосновка, ПС Центральная, ПС Восточная, ПС Мочище, ПС Тулинская сопровождающееся реконструкцией ОРУ, заменой трансформаторов и др.

На ПС Волочаевская, ПС Библиотечная, ПС Обская, ПС Силикатная, предполагается замена трансформаторов.

Важно отметить, что в ПО «ВЭС» уже имеется успешный опыт эксплуатации композитного провода. На участке ВЛ «ПС Инская - ПС Восточная» смонтировано 9,56 км провода марки АССС Helsinki 160.

В зоне ответственности анализируемого участка РЭЛС функционирует МРГ: когенерационная станция суммарной электрической мощностью 21,4 МВт (10 МВт приходится на газопоршневые установки). Указанная станция зарезервирована сетью АО «РЭС» через АВР.

4.2 Анализ структурной и функциональной надежности питающей сети филиала «Восточные электрические сети»

При анализе структурной и функциональной надежности питающей сети ПО «ВЭС» учитывалась безотказность и восстанавливаемость следующего оборудования:

- выключатели, в т. ч. заведенные под АВР;
- разъединители;
- трансформаторы;
- воздушные линии.

Анализ схемы электрической сети выявил, что питание сетей ПО «ВЭС» в различных режимах может осуществляться:

- от подстанций МЭС: ПС Заря, ПС Юрга, ПС Барабинская;
- от местных энергоисточников: ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5, Новосибирская ГЭС (НГЭС);
- от ПС Светлая (из сети филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Алтайэнерго»).

Указанные источники питания моделируются единым логическим узлом №1, принимаемым абсолютно надежным.

В соответствии с анализом схемы, принято, что в питающей сети двустороннее питание возможно на следующих участках сети 110 кВ:

- от ПС Восточная до ПС Ояш (ЗСЖД);
- от ПС Восточная до ПС Северная;
- от ПС Северная до ПС ПП Библиотечный;
- от ПС Горская до ПС ПП Библиотечный;
- от ПС Восточная до ПС Инская;
- от ПС Инская до ПС Барышевская;
- от ПС Искитимская до ПС Южная;
- от ПС Заречная до ПС Научная (Абонентская);

- от ПС Дупленская (ЗСЖД) до ПС Чулымская.

С учетом вышеуказанного построен эквивалент сети 110-220 кВ, состоящий из 618 узлов и 880 ветвей.

Для определения показателей надежности ветвей анализируемой питающей сети, в силу неполноты исходных данных, принято, что воздушные линии выполнены в одноцепном исполнении на железобетонных опорах. Единичные показатели надежности оборудования, используемые в дальнейших расчетах представлены в Таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Единичные показатели надежности оборудования

Оборудование	Напряжение, кВ		Текущие показатели надежности		Плановые показатели надежности	
			ω_0 , раз/год	t_B , ч	ω_0 , раз/год	t_B , ч
1	2		3	4	5	6
Выключатель	110		0,005	40	0,005	40
	220		0,015	50	0,015	50
Трансформатор	110	2,5-7,5 МВА	0,018	40	0,018	40
		10-80 МВА	0,014	70	0,014	70
		Более 80 МВА	0,075	95	0,075	95
	220	10 – 80 МВА	0,035	60	0,035	60
		Более 80 МВА	0,025	60	0,025	60
Разъединитель	110		0,01	11	0,01	11
	220		0,01	7	0,01	7
Воздушная линия ¹	110		0,0091	16,7	0,0037	11
	220		0,0052	16,7	0,0010	9

¹-частота отказов, представленная в таблице указана из расчета количество отказов на 1 пролет в год

При расчете индексов готовности и эффективности основных узлов сети, в силу отсутствия информации о текущих значениях единичных показателей надежности выключателей, трансформаторов и разъединителей, в качестве текущих используются плановые значения, основанные на [7; 11;24; 31].

На основе полученного эквивалента и показателей надежности ветвей составлены матрицы инцидентов, частоты отказов и времени восстановления ветвей для дальнейшего расчета.

Согласно представленному методу расчета показателей надежности узлов получены значения коэффициентов готовности центров питания, в Приложение Г.

На основе узловых коэффициентов готовности и данных о нагрузке ЦП (Таблица 4.5) рассчитаны индексы готовности и эффективности ЦП анализируемой сети, Таблица 4.7.

Таблица 4.7 – Индексы готовности и эффективности ЦП

Наименование ЦП	<i>IR</i>	<i>ISE</i>
1	2	3
Вороново	9,666E-13	3,146E-03
Комсомольская	0,000E+00	3,401E-03
Лесная	1,868E-12	3,405E-03
Лазурная	0,000E+00	4,406E-03
Силикатная	6,161E-13	5,864E-03
Стрелочная	6,751E-13	6,269E-03
Мостовая	3,415E-11	6,318E-03
Искитимская (3Т и 4Т)	0,000E+00	6,608E-03
Кудряшовская	2,386E-12	7,049E-03
Сосновка	2,339E-12	7,049E-03
Луговая	9,373E-13	7,049E-03

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3
Волочаевская	4,801E-13	7,049E-03
Мясокомбинатская	3,755E-13	1,004E-02
Горская	0,000E+00	1,061E-02
Учительская	3,755E-13	1,080E-02
Ересная	5,155E-07	1,101E-02
Сварная	2,114E-07	1,101E-02
Вертковская	1,951E-12	1,101E-02
Мочище	1,788E-12	1,101E-02
Воинская	1,667E-12	1,101E-02
Ельцовская	1,192E-12	1,101E-02
Первомайская	9,497E-13	1,101E-02
Кирзаводская	9,172E-13	1,101E-02
Солнечная	2,229E-13	1,101E-02
Дзержинская	9,248E-14	1,101E-02
Новая	5,640E-14	1,101E-02
Барышевская	0,000E+00	1,101E-02
Заречная	0,000E+00	1,101E-02
Текстильная	0,000E+00	1,101E-02
Фрунзенская	9,264E-13	1,102E-02
Электровозная	4,923E-13	1,135E-02
Тулинская (ЗРУ-10 кВ №2)	0,000E+00	1,388E-02
Пашино	5,592E-11	1,410E-02
Инская	0,000E+00	1,471E-02
Ефремовская	1,269E-07	1,534E-02
Строительная	2,560E-12	1,651E-02
Обская	1,643E-13	1,725E-02
Кировская	1,404E-07	1,762E-02

1	2	3
Толмачевская	3,489E-12	1,762E-02
Западная	1,648E-12	1,762E-02
Октябрьская	1,493E-12	1,762E-02
Красногорская	9,607E-13	1,762E-02
Челюскинская	7,947E-13	1,762E-02
Инструментальная	7,452E-13	1,762E-02
Вымпел	4,801E-13	1,762E-02
Театральная	4,150E-13	1,762E-02
Бердская	6,195E-14	1,762E-02
Центральная	0,000E+00	1,762E-02
Светлая	0,000E+00	1,762E-02
Тепловая	0,000E+00	1,762E-02
Искитимская (1Т и 2Т)	0,000E+00	1,762E-02
Оловозаводская	1,213E-12	2,016E-02
Северная	0,000E+00	2,409E-02
Дружная	6,561E-10	2,557E-02
Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1)	3,841E-08	2,775E-02
ПП Библиотечный	0,000E+00	3,234E-02
Чулымская	3,148E-12	5,066E-02
Правобережная	0,000E+00	5,507E-02
Южная	3,562E-12	6,212E-02
Восточная	0,000E+00	8,811E-02

На основе представленных в таблице узловых значений индексов (Таблица 4.7), определены индексы готовности и эффективности для сети в целом и значения коэффициентов вариации, Таблица 4.8.

Таблица 4.8 – Показатели надежности сети ПО «ВЭС»

IR_{net}	ISE_{net}	CV_{IR}	CV_{ISE}
1	2	3	4
1,78E-08	0,999999986	4,31	0,86

Полученные значения свидетельствуют о том, что питающая сеть ПО «ВЭС» обладает высокой степенью освоения технического потенциала. 17 ЦП из 60 имеют полностью освоенный технический потенциал. Следовательно, можно говорить о достаточном уровне структурного, функционального и нагрузочного резервирования

Большое значение коэффициента вариации CV_{IR} указывает на высокую неоднородность распределения индексов готовности ЦП по степени освоения технического потенциала и наличия ограниченного числа ЦП, где необходимы мероприятия по повышению готовности. В исследуемой сети это центры питания Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1), Кировская, Ефремовская, Сварная, Ересная.

Анализ распределения индексов эффективности позволяет выявить подстанции, где следует ожидать наибольших эффектов от мероприятий по повышению надежности: Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1), Восточная, Южная, Правобережная, Чулымская, ПП Библиотечный, Северная, Дружная.

Для декомпозиции сети, в целях определения стратегии СУПА, построено распределение центров питания по анализируемым индексам, Рисунки 4.2 и 4.3.

Из диаграмм видно, что в зависимости от анализируемого индекса, ранжирование ЦП различно. К примеру, обладающий самым высоким значением индекса эффективности ЦП № 1 имеет $IR \approx 0$, что указывает на полное освоение технического потенциала. Это подчеркивает необходимость учета схемно-режимных особенностей сети при анализе ее надежности.

Полученные результаты позволили составить матрицу стратегии СУПА для анализируемой сети, Таблица 4.9.

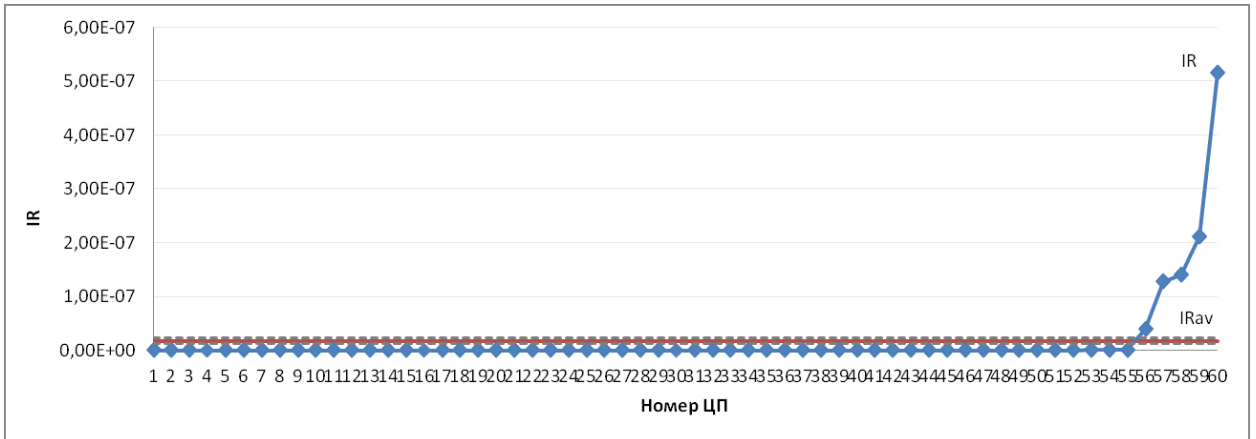


Рисунок 4.2 – Распределение центров питания ПО «ВЭС» по индексу
ГОТОВНОСТИ

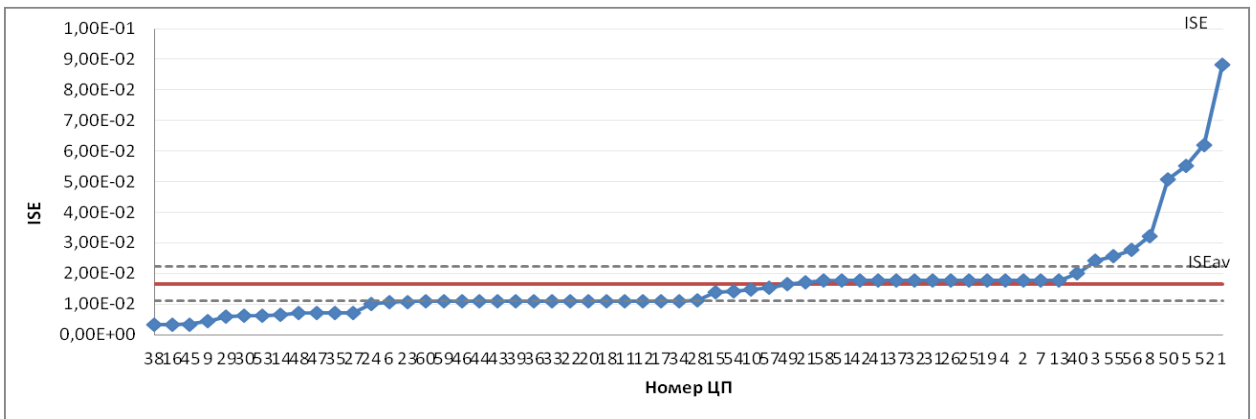


Рисунок 4.3 – Распределение центров питания ПО «ВЭС» по индексу
эффективности

Декомпозиция ЦП позволила выявить подстанции, где повышение уровня надежности возможно только за счет применения новых технологий: Восточная, Южная, Правобережная, Чулымская, ПП Библиотечный, Северная, Дружная. Данные подстанции характеризуются низким значением индекса готовности и высоким значением индекса эффективности, свидетельствующим о низких экономических рисках, связанных с повышением структурной надежности сети за счет реализации мероприятий ТПиР.

Таблица 4.9 – Выбор стратегии СУПА

	IR_{LV}	IR_{AV}	IR_{HV}
ISE_{HV}	Библиотечный, Чулымская, Правобережная, Южная, Восточная, Дружная, Северная		Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1)
ISE_{AV}	Толмачевская, Западная, Октябрьская, Красногорская, Челюскинская, Инструментальная, Вымпел, Театральная, Бердская, Центральная, Светлая, Тепловая, Искитимская (1Т и 2Т), Олово заводская, Строительная, Обская, Электровозная, Тулинская (ЗРУ-10 кВ №2), Пашино, Инская		Кировская, Ефремовская
ISE_{LV}	Вертковская, Мочище, Воинская, Ельцовская, Первомайская, Кирзаводская, Солнечная, Дзержинская, Новая, Барышевская, Заречная, Текстильная, Фрунзенская Вороново, Комсомольская, Лесная, Лазурная, Силикатная, Стрелочная, Мостовая, Искитимская (3Т и 4Т), Кудряшовская, Сосновка, Луговая, Волочаевская, Мясокомбинатская, Горская, Учительская		Ересная, Сварная,

Сопоставление основных мероприятий, заложенных [108, 118], и полученной декомпозиции сети, выявило их согласованность, что свидетельствует о достоверности разработанного метода.

4.3 Рекомендации по развитию сети на основе новых технологий

4.3.1 Эффективность внедрения композитных конструктивных элементов

Произведена оценка повышения технической эффективности питающей сети за счет применения композитных конструктивных элементов. Анализ влияния ВЛ на индексы готовности сети и узлов, надежность которых, согласно определенной стратегии СУПА, может быть повышена

только за счет внедрения новых технологий, позволил выбрать и ранжировать одиннадцать ВЛ 110 кВ, где целесообразно применение композитных конструктивных элементов. Воздушные линии связывают следующие узлы: ПС Восточная – ПС ПП Библиотечный, НГЭС – ПС Инская; ПС Горская – ПС ПП Библиотечный, ТЭЦ-4 – ПС Правобережная, ПС Восточная – ПС Северная, НГЭС – ПС Тулинская.

На основе результатов производственной деятельности АО «РЭС» [117] и данных о тарифах на передачу электрической энергии по сетям АО «РЭС» [119] определено экономическое ограничение на объем мероприятий по внедрению композитных конструктивных элементов.

В 2017 году по сетям ТСО было передано 12 046 млн кВтч. Установленный котловой тариф для высокого напряжения составляет 0,85665 руб/кВтч. Таким образом, доход от передачи энергии по ВЛ напряжением 220-110 кВ составляет 10319 млн руб. В целях исследования делается допущение дополнительного дохода в 1%, из которых согласно [34; 35; 36] 0,65% приходится на достижение показателей надежности оказываемых услуг. Следовательно, ограничение на объем внедряемых ККЭ, при сохранении принципа «Повышение надежности РЭС без снижения экономичности функционирования ТСО», составляет 67 074,832 тыс. руб.

По результатам анализа влияния ККЭ на надежность ВЛ 110 кВ, осуществленного в 3 главе диссертационного исследования, определены приоритеты внедрения, анализируемые в дальнейшем:

- изолирующие композитные траверсы;
- изолирующие композитные траверсы с композитным проводом при реконструкции ВЛ по всей длине.

Стоимость ККЭ, используемая в расчете, определена по информации о ценах, указанных производителями ККЭ [66 – 86], Таблица 4.10.

Таблица 4.10 – Капитальные затраты на внедрение ККЭ

ККЭ	Стоимость элемента	Ориентировочная стоимость пролета, тыс. руб.
1	2	3
Изолирующая композитная траверса	47 тыс руб./шт	141
Композитный провод	300 тыс руб./км.	198 ¹

¹ - Из расчета длины пролета 220 м (при допущении исполнения ВЛ на железобетонных опорах).

Принятое распределение ККЭ (с учетом экономического ограничения на объем внедрения) на выбранных ВЛ представлено в Таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Распределение ККЭ на ВЛ 110 кВ

Наименование	Количество ВЛ, шт.	Длина ВЛ, км	Количество пролетов ВЛ, шт.	Пролетов с ИКТ, шт.	Композитный провод (по длине ВЛ), км
1	2	3	4	5	6
ПС Восточная - ПС Библиотечная*	2	5,6	26	26	5,6
НГЭС - ПС Инская	2	21,2	97	36	0
ПС Горская - ПС Библиотечная*	1	2,73	13	13	2,73
ТЭЦ 4 - ПС Правобережная	2	8,6	39	39	8,6
ПС Восточная - ПС Северная	2	7,5	35	10	0
Н ГЭС - ПС Тулинская	2	11,5	53	20	0

*-за исключением участка каельного исполнеиня

При таком распределении ККЭ капитальные затраты на их внедрение составляют 66 792 тыс. руб., Таблица 4.12.

Таблица 4.12 – Затраты на внедрение ККЭ

Наименование	Количество ВЛ, шт.	Затраты на внедрение ИКТ, тыс.руб.	Затраты на внедрение композитного провода, тыс.руб.	Суммарные затраты, тыс.руб.
1	2	3	4	5
ПС Восточная - ПС Библиотечная	2	7 332	10 080	17 412
НГЭС - ПС Инская	2	10 152	0	10 152
ПС Горская - ПС Библиотечная	1	1 833	2 457	4 290
ТЭЦ 4 - ПС Правобережная	2	10 998	15 480	26 478
ПС Восточная - ПС Северная	2	2 820	0	2 820
Н ГЭС - ПС Тулинская	2	5 640	0	5 640
ИТОГО	-	38 775	28 017	66 792

Полученные в результате моделирования внедрения ККЭ в питающей сети ПО «ВЭС» АО «РЭС» значения индексов готовности и эффективности узлов размещено в Приложении Г.

На основе узловых значений индексов, определены индексы готовности и эффективности для сети в целом и значения коэффициентов вариации, Таблица 4.13, отражающие эффективность внедрения ККЭ.

Таблица 4.13 – Показатели надежности сети ПО «ВЭС» при моделировании внедрения ККЭ

IR_{net}	ISE_{net}	CV_{IR}	CV_{ISE}
1	2	3	4
1,72E-08	0,999999986	4,31	0,86

При сопоставлении Таблиц 4.13 и 4.8 можно сделать вывод о том, что применение композитных конструктивных элементов в объеме, не превышающем экономическое ограничение, определенное исходя из принципа не снижения экономичности, не дает значимых результатов с позиций повышения надежности сети ПО «ВЭС». Рост освоения технического потенциала сети составляет 3,37%.

4.3.2 Эффективность присоединения малой распределенной генерации

Присоединение малой распределенной генерации повышает показатели бесперебойности электроснабжения потребителей, т.к. происходит резервирование питающие сети 110 – 220 кВ, в результате чего повышается структурная надежность. Это позволит разгрузить питающие линии и силовые трансформаторы ЦП, что повлечет за собой появление дополнительной мощности для технологического присоединения новых потребителей, что особенно актуально в силу того, что 65% центров питания в анализируемой сети закрыты для присоединения.

Для оценки эффективности присоединения малой распределенной генерации в ПО «ВЭС» АО «РЭС», в качестве присоединяемых агрегатов выбраны блоки отечественного производства ГТУ-2,5П «Урал-2500». Коэффициент неготовности блоков, согласно [120], составляет $Q_{ip}=0,02$.

Согласно стратегии СУПА, направленной на сокращение затрат при реализации мероприятий ТОиР, определены места для моделирования присоединения МРГ и пределы на объем присоединяемой мощности, исходя из технических, экономических и рыночных ограничений (3.36), Таблица 4.14. Так как, согласно сегодняшним тенденциям по присоединению МРГ, в большинстве случаев инициатива по присоединению исходит от собственников МРГ, принимается что затраты связанные с реализацией данного мероприятия не требуют вложений со стороны ТСО и потребителей.

Таблица 4.14 – Анализируемые места присоединения МРГ

Наименование ЦП	Максимальный объем присоединяемой мощности, МВт	Максимальное количество присоединяемых блоков, шт
1	2	3
Вороново	5,03	2
Комсомольская	5,44	2
Лесная	5,44	2
Лазурная	7,04	2
Силикатная	9,37	2
Стрелочная	10,02	4
Мостовая	10,10	4
Искитимская (3Т и 4Т)	10,56	4
Кудряшовская	11,27	4
Сосновка	11,27	4
Луговая	11,27	4
Волочаевская	11,27	4
Мясокомбинатская	25	5
Горская	25	5
Учительская	25	5
Ересная	25	5
Сварная	25	5
Вертковская	25	5
Мочище	25	5
Воинская	25	5
Ельцовская	25	5
Первомайская	25	5
Кирзаводская	25	5

1	2	3
Солнечная	25	5
Дзержинская	25	5
Новая	25	5
Барышевская	25	5
Заречная	25	5
Текстильная	25	5
Фрунзенская	25	5
Ефремовская	25	5
Кировская	25	5
Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1)	25	5

Для решения оптимизационной задачи по определению места и мощности присоединяемой малой распределенной генерации был применен эволюционный метод, а именно, генетический алгоритм, программная реализация которого осуществлена в пакете-оптимизаторе Evolutionary Solver [121].

В результате решения оптимизационной задачи, согласно (3.33)-(3.35), получено, что оптимальным для повышения бесперебойности электроснабжения является присоединение к сети 102 агрегатов суммарной мощностью 255 МВт в зоне влияния следующих ПС ПО «ВЭС», Таблица 4.15. При этом, согласно (3.30), (3.32), моделируется, что 50% присоединяемых агрегатов в зоне влияния каждого ЦП используются для оказания системных услуг.

Таблица 4.15 - Места и объемы присоединяемой МРГ в ПО «ВЭС»

ЦП	P_{i}^{MR} , МВт	ЦП	P_{i}^{MR} , МВт	ЦП	P_{i}^{MR} , МВт
1	2	1	2	1	2
Стрелочная	5	Волочаевская	5	Кирзаводская	15
Мостовая	5	Мясокомбинатская	5	Солнечная	5
Искитимская-2	5	Горская	10	Дзержинская	15
Кудряшовская	5	Учительская	10	Новая	10
Сосновка	5	Ересная	5	Барышевская	15
Луговая	5	Сварная	15	Заречная	5
Воинская	10	Вертковская	15	Текстильная	10
Первомайская	10	Мочище	5	Фрунзенская	15
Ельцовская	15	Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1)	10	Ефремовская	10
Кировская	10				

Полученные в результате моделирования присоединения МРГ в питающей сети ПО «ВЭС» АО «РЭС» значения индексов готовности и эффективности узлов размещены в Приложении Д.

Индексы готовности и эффективности сети и значения коэффициентов вариации приведены в Таблице 4.16,

Таблица 4.16 – Показатели надежности ПО «ВЭС» при моделировании присоединения МРГ

IR_{net}	ISE_{net}	CV_{IR}^1	CV_{ISE}^1
1	2	3	4
-8,65E-09	1,000000005	1,65	0,94

¹ - относительно среднего значения индексов до моделирования присоединения малой распределенной генерации

Отрицательное значение индекса готовности сети после присоединения объясняет факт повышения технического потенциала сети, относительно планового значения, принятого на основе единичных показателей оборудования, указанных в [7; 11; 24; 31].

Построено распределение центров питания по анализируемым индексам при присоединении МРГ, Рисунки 4.4, 4.5 и 4.6. При моделировании присоединения МРГ 12 ЦП выходят на полное освоение технического потенциала и 28 ЦП на функционирование с уровнем структурной надежности, превышающим плановое значение.

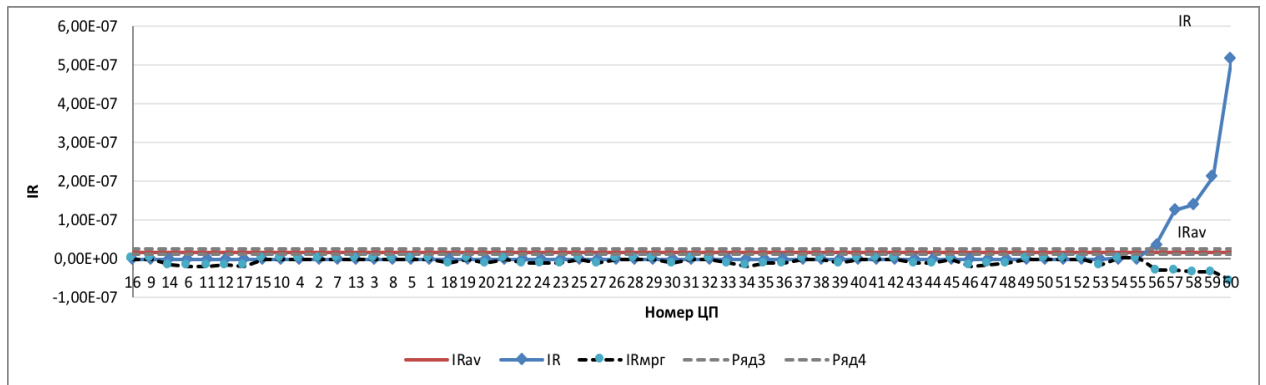


Рисунок 4.4 – Сопоставление распределения центров питания ПО «ВЭС» по индексу готовности

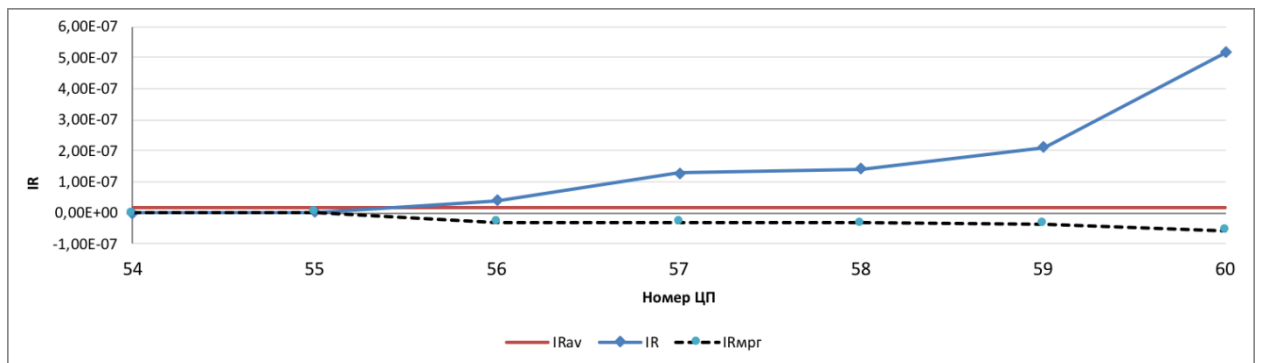


Рисунок 4.5 – Сопоставление распределения центров питания № 54 – № 60 ПО «ВЭС» по индексу готовности

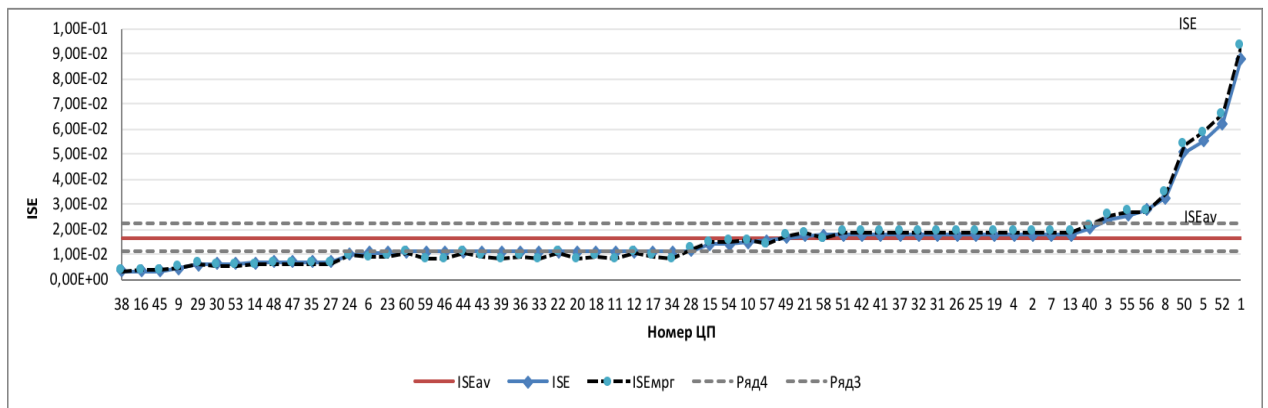


Рисунок 4.6 – Сопоставление распределения центров питания ПО «ВЭС» по индексу эффективности

Таким образом, присоединение МРГ в указанных местах и соответствующих объемах позволит повысить однородность распределения индексов готовности ЦП в 2,6 раза.

Выводы

Произведена валидация разработанных моделей и метода анализа на примере питающей сети 110-220 кВ филиала «Восточные электрические сети» АО «Региональные электрические сети».

Согласно предлагаемым модели и методу, выделены центры питания, где в целях повышения технической эффективности целесообразна реализация мероприятий технического перевооружения и реконструкции. Среди них имеются подстанции Восточная, Южная, Правобережная, Чулымская, ПП Библиотечный, Северная, Дружная, где повышение уровня бесперебойности электроснабжения возможно только за счет применения новых технологий.

Произведена оценка повышения технической эффективности питающей сети за счет применения композитных конструктивных элементов. Анализ влияния воздушных линий на индексы готовности выявленных узлов и на сеть в целом позволил выбрать линии 110 кВ, где рассматривается целесообразным применение композитных конструктивных элементов.

Моделирование влияния изолирующих композитных траверс и композитного провода в объеме, согласующемся с критерием не снижения экономичности территориальной сетевой организации, показало отсутствие значимых эффектов в сети ОА «РЭС» филиала «Восточные электрические сети».

Решена задача повышения функциональной надежности сети за счет присоединения малой распределенной генерации. Согласно определенной стратегии системы управления производственными активами, направленной на сокращение затрат при реализации мероприятий технического обслуживания и ремонта, определены места и мощность присоединения малой распределенной генерации. Оптимальным для повышения бесперебойности электроснабжения является присоединение к сети 102 агрегатов суммарной мощностью 255 МВт в зоне влияния 28 центров питания.

Моделирование влияния присоединения малой распределенной генерации показало, что возможно снизить неоднородность распределения индексов готовности центров питания в 2,6 раз, что является значимым в силу равенства тарифов для потребителей. Доказано, что присоединение малой распределенной генерации позволяет повысить технический потенциал, о чем свидетельствует отрицательное значение индекса готовности сети.

Основные результаты четвертой главы обсуждались на заседании Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» в 2018 году на тему «Надежность развивающихся систем энергетики».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Предложена модель региональной электрической сети, отражающая схему соединения и единичные показатели надежности оборудования. Модель учитывает состояние сети и возможности взаиморезервирования в нормальных и послеаварийных режимах, а также показатели оперативной готовности автоматики включения резервов, позволяет отразить взаимосвязь структурной и функциональной надежности региональной электрической сети как подсистемы системы электроснабжения.

2. Для выбора стратегий поддержания и повышения надежности сети системой управления производственными активами предложены показатели, позволяющие осуществлять анализ надежности сети, декомпозицию центров питания и трансформаторных пунктов. Индекс готовности отражает степень освоения технического потенциала оборудования и схемы сети. Индекс эффективности указывает на размер последствий при прерывании поставок электроэнергии к центрам питания и трансформаторным пунктам, дает возможность оценить ожидаемые эффекты от реализации мероприятий технического обслуживания и ремонта, технического перевооружения и реконструкции.

3. Выявлены имеющиеся в отрасли новые технологии и тенденции для повышения структурной и функциональной надежности региональной электрической сети и обоснована актуальность задач их моделирования для анализа и оценки надежности региональной электрической сети.

4. Разработана математическая модель воздушной линии, отражающая влияние конструктивных элементов на работоспособность линии. Показано, что за счет внедрения композитных изолирующих траверс повышается безотказность пролета на 31%, что позволяет рекомендовать их применение при частичной реконструкции линий. При полной реконструкции воздушных линий целесообразно рассмотреть применение

сочетания изолирующей композитной траверсы и композитного провода, что позволит повысить пропускную способность линии независимо от используемого типа опор.

5. Доказано, что для повышения структурной и функциональной надежности региональной электрической сети наиболее целесообразным местом присоединения малой распределенной генерации к сети являются шины 10 кВ распределительных пунктов. Это повышает надежность и живучесть электроснабжения при условии выделения сбалансированной локальной энергосистемы. Появление малой распределенной генерации и соответствующей автоматики позволяет перевести потребителей с третьей категории надежности электроснабжения на вторую и первую.

6. На примере питающей сети 110-220 кВ филиала «Восточные электрические сети» АО «Региональные электрические сети» произведена валидация предложенных моделей и метода. Определены воздушные линии 110 кВ, где целесообразно внедрение композитных конструктивных элементов. Выявлены точки присоединения и объемы подключаемой малой распределенной генерации, повышающие уровень структурной и функциональной надежности.

7. Полученные результаты позволяют осуществлять сопоставления производственных отделений или районов электрической сети с позиций надежности электроснабжения, что открывает возможность реализовать клиентоориентированный подход при регулировании тарифов на передачу электроэнергии, учитывая уровень структурной и функциональной надежности сети.

СОКРАЩЕНИЯ

- РЭлС – региональные электрические сети
- ТСО – территориальная сетевая организация
- ТОиР – технические обслуживание и ремонт
- ТПиР – техническое перевооружение и реконструкция
- СУПА- система управления производственными активами
- СЭС – система электроснабжения
- ККЭ- композитные конструктивные элементы
- ВЛ – воздушная линия
- МРГ – малая распределенная генерация
- СНЭЭ – система накопления и хранения электрической энергии
- ЭСК – электросетевой комплекс
- МРСК – межрегиональная сетевая организация
- ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы
- ЦР – центр питания
- ТП – трансформаторный пункт
- ПС – подстанция
- КЛ – кабельная линия
- ИТС – индекс технического состояния
- ЕНЭС – единая национальная электрическая сеть
- ФАС – Федеральная антимонопольная служба
- РП – распределительный пункт
- АВР – автоматика включения резерва
- ЕЭС – единая энергетическая система
- ОЭС – объединенная энергосистема
- РЗ – релейная защита
- ПА – противоаварийная автоматика

ТЕРМИНЫ

Малая распределенная генерация – совокупность генерирующих установок мощностью до 25 МВт с генераторным напряжением 10 кВ, работающих углеводородных энергоресурсах.

Региональные электрические сети – сети 220-0,4 кВ распределительного электросетевого комплекса под управлением территориальной сетевой организацией.

Территориальная сетевая организация – это коммерческая организация, которая оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети, а в случаях, установленных настоящим Федеральным законом, - с использованием объектов электросетевого хозяйства или части указанных объектов, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть.

Точка передачи электрической энергии - Точка электрической сети, находящаяся на линии раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании, определенная в процессе технологического присоединения (граница балансовой принадлежности).

Техническая эффективность – Характеристика объекта, отражающая наличие и проявление свойств безопасности, надежности и продуктивности.

Питающая сеть — Электрическая сеть напряжением 35-220 кВ от распределительного устройства (РУ) 110-220 кВ ПС ЕНЭС до РУ первичного напряжения районных подстанций, обеспечивающих понижение напряжения до 10(6) кВ.

Распределительная сеть — Электрическая сеть напряжением 0,4 - 10 (6)кВ от центров питания районных подстанций до распределительных и

трансформаторных пунктов, обеспечивающих понижение напряжения до 0,4 кВ и сети до ВУ, ВРУ, ГЩУ пунктов потребления.

Система электроснабжения - Совокупность электроустановок и электрических устройств, предназначенных для производства, передачи и распределения электрической энергии.

Электрическая сеть - Совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Структурная надежность – свойство системы (объекта) находиться в работоспособном состоянии.

Функциональная надежность – свойство системы (объекта) находиться в рабочем состоянии.

Работоспособное состояние – Состояние объекта, в котором он способен выполнять требуемые функции

Неработоспособное состояние - Состояние объекта, в котором он не способен выполнять хотя бы одну требуемую функцию по причинам, зависящим от него или из-за профилактического технического обслуживания

Рабочее состояние – Состояние объекта, в котором он выполняет какую-либо требуемую функцию

Нерабочее состояние – Состояние объекта, в котором он не выполняет ни одной из требуемых функций

Функциональное резервирование – метод повышения надежности объекта, предусматривающий использование способности элементов выполнять дополнительные функции вместо основных или наряду с ними

Информационное резервирование – метод повышения надежности объекта, предусматривающий использование избыточной информации сверх минимально необходимой для выполнения заданных функций.

Нагрузочное резервирование – метод повышения надежности объекта, предусматривающий использование способности его элементов воспринимать дополнительные нагрузки сверх номинальных.

Структурное резервирование – метод повышения надежности объекта, предусматривающий использование избыточных элементов, входящих в физическую структуру объекта.

Временное резервирование – метод повышения надежности объекта, предусматривающий использование избыточного времени, выделенного для выполнения объектом заданных функций.

Отказ - Событие, когда объект переходит границу допустимой области значений его параметров из работоспособного состояния в неработоспособное.

Восстановление – Процесс и событие, заключающиеся в переходе объекта из неработоспособного состояния в работоспособное

Восстанавливаемость – Свойство объекта быть приспособленным к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и их устранения.

Безотказность – Свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течении заданного времени или заданной наработки.

Центр питания – Распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство вторичного напряжения электрической подстанции энергосистемы, к которым присоединены распределительные сети (например, распределительное устройство низкого напряжения на подстанциях 110/10 кВ).

Коэффициент готовности – Комплексный показатель, характеризующий совокупность свойств безотказности и восстанавливаемости, представляющий собой вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени.

Ветвь - Элемент расчетной схемы (эквивалента). Обладающие единичной надежностью элементы электрической схемы (линии электропередачи, трансформаторы, выключатели, разъединители,

распределительные устройства), по которым энергия передается от источника питания к узлам нагрузки.

Узел - Элемент расчетной схемы (эквивалента). Место электрического соединения оборудования сети.

Эквивалент - Структурно-логическая расчетная схема надежности сети, представляющая собой совокупность последовательно и/или параллельно соединенных элементов.

Участок сети - Совокупность ветвей, связывающих узел с точками поставки электроэнергии.

Индекс готовности – показатель, характеризующий структурную надежность региональной электрической сети, отражающий степень освоения технического потенциала сетевого оборудования при существующей структуре.

Индекс эффективности – показатель, характеризующий функциональную надежность региональной электрической сети, отражающий наличие эффекта от реализации мероприятий по повышению надежности оборудования сети

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р (ред. от 18.07.2015) «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации».
2. Официальный сайт ПАО «Россети» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.rosseti.ru>
3. Рекомендации Круглого стола на тему «Текущее состояние и перспективы развития электросетевого комплекса России. Основные проблемы и пути их преодоления», Комитет Государственной Думы по энергетике. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rabota/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/15508828/>
4. Годовой отчет ПАО «Россети» по результатам работы за 2016 год [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.rosseti.ru/investors/info/year/>
5. Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26.03.2003 № 35 - ФЗ (ред. от 29.07.2017) [Текст] / Собрание законодательства РФ, № 13, 31.03.2003, ст. 1177.
6. ГОСТ Р 54130-2010. Качество электрической энергии. Термины и определения [Текст]. - Введ. с 01.07.2012 - Москва : Стандартинформ, 2012. - 31с.
7. Воропай, Н.И. Надежность систем электоснабжения [Текст]: учеб. пособие / Н.И. Воропай. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - Новосибирск : Наука, 2015. - 208 с.
8. Положение «О единой технической политике в электросетевом комплексе», утверждено Советом Директоров ПАО «Россети», протокол от

22.02.2017 № 252. [Электронный ресурс] / Режим доступа:
<http://www.rosseti.ru/investment/science/tech/>

9. ГОСТ 27.002.2015. Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения [Текст]. - Введ. с 01.03.2017 - Москва : Стандартинформ, 2016. - 9 с.

10. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов / В.Г. Китушин. - Москва : Высшая школа, 1984. - 256 с.

11. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем [Текст]: Часть первая, Теоретические основы: учеб. пособие / В.Г. Китушин. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. - 256 с.

12. Ковалев, Г. Ф. Надежность систем электроэнергетики [Текст] / Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева; отв. ред. Н.И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. – 224 с.

13. Непомнящий, В.А. Надежность оборудования энергосистем [Текст] / В.А. Непомнящий // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. - 2013. - №3. - С. 196.

14. Папков, Б.В. Вероятностные и статистические методы оценки надёжности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи [Текст]: учеб. пособие / Б.В. Папков, В.Л. Осокин. - Новосибирск : Изд-во НГУЭУ, 2015. - 356 с.

15. Савельев, В.А. Проблемы и пути повышения надежности электротехнического оборудования [Текст] / В.А. Савельев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. - 1992. Вып. 39. - С. 140-172.

16. Чукреев, Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем [Текст] / Ю.Я. Чукреев. - Сыктывкар : Коми НЦ УРО РАН, 1995. - 176 с.
17. Савоськин, Н.Е. Надежность электрических систем [Текст]: учеб. пособие / Н.Е. Савоськин. - Пенза : Изд-во ПГУ, 2004. - 102 с.
18. Фокин, Ю.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем [Текст] / Ю.А. Фокин. - Москва : Высшая школа, 1989. - 151 с.
19. Барг, И.Г. Воздушные линии электропередачи: Вопросы эксплуатации и надежности [Текст] / И.Г. Барг, В.И. Эдельман. - Москва : Энергоатомиздат, 1985. - 248 с.
20. Смоловик, С.В. Анализ технического состояния электрических сетей 0,38-110 кВ Российской Федерации [Текст] / С.В. Смоловик, Ф.Х. Халилов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Выпуск 3 - №2, 2011 С. 24-29.
21. Грабчак, Е.П. Импортзамещение – драйвер развития или вынужденная мера [Текст] / Е.П. Грабчак, Е.А. Медведкова, К.П. Голованов // Энергетическая политика. - 2016. - № 3. - С. 4-85.
22. Долгосрочная программа развития ПАО «Россети», утверждена Советом директоров, протокол от 19.12.2014 № 174.
23. Васильев, А.П. Методы и средства обеспечения надежностью и безопасностью электрических сетей и установок электроэнергетических систем [Текст] / А.П. Васильев. - СПб. : Издательство политехнического университета, 2014. - 454 с.
24. РД 34.20.574 «Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установкам».

25. Техническое состояние сетей ПАО «МРСК Северного Кавказа» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.mrsk-sk.ru/raskrytie-informatsii/raskrytie-informatsii-subektami-optovogo-i-rozничных-rynkov-elektricheskoy-energii-setevoy-organiz/informatsiya-ob-osnovnykh-potrebitelskikh-kharakteristikakh-reguliruemym-tovarov-rabot-uslug/o-tekhnicheskom-sostoyanii-setey-1/arhiv/>

26. Официальный сайт Филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Псковэнерго» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://pskovenergo.mrsksevzap.ru>

27. Официальный сайт ОАО «Сетевая компания» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://gridcom-rt.ru>

28. Официальный сайт АО «Региональные электрические сети» [Электронный ресурс], - Режим доступа: www.eseti.ru/

29. Официальный сайт ПАО «МРСК Сибири» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.mrsk-sib.ru>

30. Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2016 году. Итоги прохождения ОЗП 2016–2017 годов. Задачи на среднесрочную перспективу [Электронный ресурс] / под ред. заместителя министра энергетики РФ А.В. Черезова. - 2017. - 104 с. Режим доступа <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/6224/71992>

31. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича . - 4-е изд., перераб. и доп. - Москва : ЭНАС, 2012. - 376 с.

32. Андреев, Д.А. Современные проблемы эксплуатации и технического перевооружения единой национальной электрической сети [Текст] / Д.А. Андреев, А.Н. Назарычев, А.В. Летягин // Электрика. - 2007. - № 6. - С. 31-31.

33. Иванова, Е.В. Планирование ремонтного обслуживания и замены оборудования электрических сетей с учетом фактора надежности [Текст] / Е.В. Иванова, В.Г. Китушин // Проблемы управления. - 2011. - № 5. - С. 46-51.

34. Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 № 1220 [Текст] / Собрание законодательства РФ, 01.02.2010, № 5, ст. 524.

35. Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций [Текст] / Приказ Министерства энергетики РФ от 26.11.2016 г. № 1256 (в редакции от 21.06.2017).

36. Приказ ФСТ РФ от 26.10.2010 № 254-э/1 "Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»

37. Указ Президента РФ от 22 ноября 2012 г. № 1567 «Об открытом акционерном обществе «Российские сети»» [Текст].

38. Годовой отчет ПАО «МРСК Северного Кавказа» за 2015 год [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://ar2015.mrsk-sk.ru/?/ru>

39. Годовой отчет ПАО «МРСК Северного Кавказа» за 2017 год [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.mrsk-sk.ru/shareholders_and_investors/raskrytie_informatsii/godovye_otchety/

40. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 (ред. от 28.07.2017) [Текст] / Собрание законодательства РФ, № 52, 27.12.2004, часть 2, ст.5525.

41. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]. 7-е издание. - Москва : Омега-Л, 2012. - 272 с.

42. *IEEE 1366-2012 «Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices»* [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6209381/metrics>

43. *Reliability Indices Measurement*, 20156 34 p. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.bneri.org.bn/Shared%20Documents/Reliability%20Indices%20Measurement.pdf>

44. *Murthy, G.V.K. Reliability improvement of radial distribution system with distributed generation* [Текст] / *G.V.K Murthy, Dr. S.Sivanagaraju, Dr. S.Satyanarayana, B. Hanumantha Rao // International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST) - Vol. 4 No.09 September. - 2012. - P. 4003-4011.*

45. Методология «Подключение к системе электроснабжения» [Электронный ресурс] / Электронный журнал. Режим доступа: <http://www.doingbusiness.org/Methodology/Getting-Electricity>

46. 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

47. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Проект [Электронный ресурс], - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1920>

48. Кучеров, Ю.Н. Анализ общих технических требований к распределенным источникам энергии при их интеграции в энергосистему [Текст] / Ю.Н. Кучеров, П.К. Березовский, Ф.В. Веселов, П.В. Илюшин // Электрические станции. - 2016. - № 3. - С. 2-10.

49. Илюшин, П.В. Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации [Текст] / П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров // Электро. - 2014. - № 5. - С. 2-7.

50. Ерошенко, С.А. Научные проблемы распределенной генерации [Текст] / С.А. Ерошенко, А.А. Карпенко, С.Е. Кокин, А.В. Паздерин // Известия вузов. Проблемы энергетики. - 2011. - № 11 - 12. - С. 126 – 133.

51. Об утверждении правил установления требований энергетической эффективности товаров, работы, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных и муниципальных нужд. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. № 1221 [Текст] / Собрание законодательства РФ, № 5, 2010, ст. 525.

52. Волкова, И.О. Управление производственными активами электросетевых компаний [Текст] / И.О. Волкова // Академия Энергетики. - 2010. - №3 (35). - С. 16–23.

53. Елифанов, А.М. Опыт ОАО «Россети в формировании системы управления производственными активами» [Текст] / А.М. Елифанов, Е.Б. Корниенко // Энергия единой сети. - 2014. - № 1(12). - С. 40-51.

54. Приказ Министерства энергетики России от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей».

55. Доклад заместителя начальника Управления анализа состояния активов Э.В. Новомоинского «Опыт внедрения системы управления производственными активами в ПАО «Россети», 2015 г.

56. Назарычев, А.Н. Оценка технического состояния электрооборудования на основе расчетов интегральных показателей [Текст] / А.Н. Назарычев, Э.В. Новомлинский, Д.А. Андреев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. - 2016. - № 67. - С. 171-179.

57. Ногин, В.Д. Принятие решений в многокритериальной среде: количественный подход [Текст] / В.Д. Ногин. - Москва : ФИЗМАТЛИТ, 2002. - 144 с.

58. Обоскалов, В.П. Структурная надежность электроэнергетических систем [Текст]: Учеб. пособие / В.П. Обоскалов. - Екатеринбург : УрФУ, 2012. - 196с.

59. Обоскалов, В.П. Проблемы расчета структурной надежности систем электроснабжения с использованием метода вероятностного эквивалентирования [Текст] / В.П. Обоскалов // Электричество. - 2015. - №13. - С.4-12

60. Биллингтон, Р. Оценка надежности электроэнергетических систем [Текст]: Пер. с англ. / Р. Биллингтон, Р. Аллан. - Москва : Энергоатомиздат, 1988. - 288 с.

61. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Стандарт организации ФСК ЕЭС «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения» [Текст] - ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. - 132с.

62. Астафурова, И.С. Статистика. Часть вторая [Текст]: учебно-методическое пособие / И.С. Астафурова. - Рязань : Рязанская государственная радиотехническая академия, 2006. - 40 с.

63. Информация о фактических значениях показателей надежности и качества услуг территориальных сетевых организаций республики Бурятия. Протокол Совещания [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://rst.govrb.ru/modules.php?name=Content&pa=showpage&pid=1036>

64. Дубина, А. Перспективы применения в опорах ВЛ высоких классов напряжения траверс из композитных материалов [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://www.energobud.com.ua/download/mgs6/11_Perspektivy_primeneniya_v_oporakh_vl_vysokikh_klassov_napryazheniya_travers_iz_kompozitnykh_materialov.doc

65. Полимерные изоляторы. Опыт и перспективы [Электронный ресурс], - Режим доступа: <http://www.insulators.ru/press/Composite.htm>

66. Алюминиевый композитный усиленный провод (АССР). Новое поколение линий электропередач [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://solutions.3mrussia.ru/3MContentRetrievalAPI/BlobServlet?locale=ru_RU&lmd=1177404253000&assetId=1177221995356&assetType=MMM_Image&blobAttribute=ImageFile

67. Композитный провод АССР компании 3М для линий электропередачи аттестован ФСК ЕЭС [Текст] // КАБЕЛЬ-news. - 2009. - №8. - С. 34-35.

68. Результаты испытаний композитного алюминиевого провода для ЛЭП [Электронный ресурс], - Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/view/1178-Rezultaty-ispytaniy-kompozitnogo-alyuminievogo-provoda-dlya-LEP>

69. Непомнящий, В.А. Оценка эффективности использования в электрических сетях проводов с повышенной пропускной способностью [Текст] / В.. Непомнящий // Энергоэксперт. - 2011. - № 3. - С. 38 - 44.

70. Бык, Ф.Л. Перспективы применения воздушных линий электропередачи на композитных опорах в электросетевом комплексе России [Текст] / Ф.Л. Бык, Д.А. Голдобин, В.М.Левин // Главный энергетик. - 2013. - № 10 - С. 52-59.

71. Бык, Ф.Л. Композитные опоры ВЛ. Эффективность и основные проблемы применения [Текст] / Ф.Л. Бык, В.М. Левин, Д.А. Голдобин, Г. А. Данилов // Новости электротехники. - 2013. - № 4 (82). - С. 64-67.

72. Бочаров, Ю. Композитные опоры. Перспективы применения для ВЛ 110 – 750 кВ [Текст] / Ю.Бочаров, В. Жук // Новости Электротехники. - 2012. - №1 (73). - С. 32-37

73. Власов, В.В. Опыт разработки, изготовления и проведения испытаний легких одноцепных и двухцепных промежуточных опор из композиционных материалов для высоковольтных линий (ВЛ) 110 – 220 кВ для проведения аварийно – восстановительных работ и применения в труднодоступной местности [Текст] / В.В. Власов, В.М. Сухар // Воздушные линии. - 2012. - №4. - С. 19-29.

74. C. Coates Composite Poles...Proving Their [Электронный ресурс], – Режим доступа: [https://rspoles.com/sites/default/files/resources/ Electrical%20Line%20-%20Composite%20Poles%20Proving%20Their%20Worth%20\(Jan%202009\).pdf](https://rspoles.com/sites/default/files/resources/Electrical%20Line%20-%20Composite%20Poles%20Proving%20Their%20Worth%20(Jan%202009).pdf)

75. Дубинина, А.А. Разработка опор ВЛ высоких классов напряжения на основе линейки композитных стоек RStandard в соответствии с требованиями ПУЭ - 7 [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://energobud.com.ua/download/mgs6/10_razrabotka_opor_vl_na_osnove_linejki_kompozitnykh_stoek_rstandart.doc

76. Колтхарп, С. Композитные опоры уверенно противостоят стихии [Текст] / С. Колтхарп, Т. Вайд // Энергоэксперт. - 2010. - №6 - С. 26-28.
77. Композитные опоры для линий электропередач 220-110 кВ и 35-10 кВ [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://www.fenix88.nsk.su/files/kom_opor/opori_lep2014.pdf
78. Зубкова, Е. На что опереться электросетям? [Электронный ресурс], - Режим доступа: <http://www.energyland.info/analitic-show-98639>
79. Траверсы изолирующие полимерные на напряжение 110 кВ ЗАО «Инста» [Электронный ресурс], - Режим доступа: <https://zaoinsta.ru/katalog-produkcii/traversy-izoliruyushhie-polimernye-konsolnye-s-tyagoj-povorotnye-na-napryazhenie-110-kv>
80. Компактные ВЛ в России [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://www.uik.ru/about/publications/publications_9.html
81. Презентация ОАО «Позитрон» Изолирующая траверса для ВЛ 35 - 220 кВ [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://oldcpd.mrsksevzap.ru/565.pdf-t=Izoljacionnaja_traversy_35-220kV-01.pdf
82. Деев, А.В. Новые узлы крепления и изоляции проводов (изолирующие траверсы) для металлических многогранных и композитных опор компактных ВЛ [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://aist.sibproject.ru/article/novye_uzly_krepleniya_i_izolyacii_provodov_izoliru.htm
83. *Composite Insulating Cross-Arms for 400 kV Lattice Towers* [Электронный ресурс], - Режим доступа: <http://www.inmr.com/composite-insulating-cross-arms-400-lattice-towers/2/>
84. *Rowland S.M., Cotton I., Zachariades C., Allison F., Peesapatti V., Chambers D. Developing Composite Insulating Cross-Arms for 400 kV Lattice Towers INMR* [Электронный ресурс], - Режим доступа: <https://www.research.>

manchester.ac.uk/portal/files/22451882/POST-PEER-REVIEW-PUBLISHERS.PDF.

85. *Munusamy Selvaraj Structural Assessment of a 66 kV Overhead Power Transmission line tower built with Polymer Composite Material / The 2015 World Congress on Advances in Structural Engineering and Mechanics (ASEM15) [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://www.i-asem.org/publication_conf/asem15/2.ICSCS15/2t/T3C.04.SC156_1701F.pdf*

86. Информационный буклет ЗАО «Феникс-88». Композитные опоры для высоковольтных линий электропередач. - 22 с.

87. Пунина, М. Применение композитных материалов в энергетическом комплексе: первые шаги, успехи и камни преткновения на пути их широкого внедрения [Текст] / М. Пунина // Композитный мир. - 2017. - №5 (74). - С. 30-33.

88. Поров, И.С. Опыт эксплуатации композитных опор ВЛ-110 кВ в ОАО «Тюменьэнерго» [Электронный ресурс], - Режим доступа: <http://fc-union.com/wp-content/uploads/2014/08/Porov-I.S.pdf>

89. Федоров, Н.А. Провода нового поколения и вопросы надежности ЛЭС 6-150 кВ. [Электронный ресурс], - Режим доступа http://www.mrsksevzap.ru/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadertype=Content-Disposition&blobheadertype2=MDT-Type&blobheadertype1=inline%3B+filename%3D01_Lamifil.pdf&blobheadertype2=abinary%3B+charset%3DUTF-8&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1384345750560&ssbinary=true

90. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание. Утверждены приказом Минэнерго Российской Федерации от 08.07.2002. № 204, [Текст]. - Москва : Омега-Л, 2012. - 272 с.

91. Государственная программа Чеченской Республики «Развитие промышленности, энергетики и повышение энергоэффективности в Чеченской Республике» / Приложение к постановлению Правительства Чеченской Республики от 10.08.2017 № 187 [Электронный ресурс], - Режим доступа: <http://minpromchr.ru/images/stories/gos-programmy/187.pdf>

92. Перечень национальных проектов по внедрению инновационных технологий и современных материалов в энергетике на период до 2018 года. Утвержден А.Л.Текслером 21 декабря 2017 г.

93. СТО 34.01-2.2-001-2015. Методические указания по проектированию ВЛ 110-220 кВ с применением композитных опор [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-2.2-001-2015izm1.pdf

94. СТО 34.01-1.3-016-2017. Изоляторы линейные подвесные полимерные для ВЛ 10-750 кВ. Общие технические требования [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО%2034.01-1.3-016-2017.pdf

95. СТО 34.01-1.3-1=018-2018. Изоляторы полимерные подвесные и опорные на напряжение 6-750 кВ. Методы испытаний [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО%2034.01-1.3-018-2018.pdf

96. СТО 56947007-29.120.90.033-2009. Траверсы изолирующие полимерные для опор ВЛ 110-220 кВ. Общие технические требования, правила приемки и методы испытаний [Электронный ресурс], – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.90.033-2009.pdf>

97. ГОСТ Р 58021-2017. Опоры композитные полимерные для воздушных линий электропередачи напряжением 6-20 кВ [Текст], - Введ. 01.06.2018. - Москва : Стандартинформ, 2018. - 20 с

98. ГОСТ Р 58018-2017. Опоры промежуточные композитные полимерные для воздушных линий электропередачи напряжением 35-220 кВ. Общие технические условия [Текст], - Введ. 01.06.2018. - Москва : Стандартиформ, 2017. - 21 с

99. Хамидуллин, И.Н. К вопросу о надежности воздушных линий электропередачи 35-500 кВ [Текст] / И.Н. Хамидуллин, В.К. Ильин // Электротехнические системы и комплексы. - 2016. - №1(12). - С. 45-53.

100. Шатова, Ю.А. Методика расчета показателей надежности воздушных линий электропередачи на основе их длин [Электронный ресурс] / Ю.А. Шатова, Н.Н. Алешина // Интернет-журнал «Науковедение». - 2013. - №5. - С. 1-7 Режим доступа: <https://naukovedenie.ru/PDF/49tvn513.pdf>

101. Каверина, Р. Повышение надежности воздушных линий 35-750 кВ. Комплекс работ и предложений [Электронный ресурс] / Р. Каверина, Ф. Коган, Л. Яковлев // Новости электротехники. - 2007. - № 4(46) Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2007/46/11.php>

102. МОЭСК испытывает новый вид опор ЛЭП [Электронный ресурс], - Режим доступа: https://portalenergetika.com/news/specialisty_moesk_ustanovili_kompozitnuju_oporu_lep_na_podvedomstvennom_uchastke_566

103. Гайворонский, А. Аварийные отключения ВЛ 110 кВ. Перекрытия изоляции по невыясненным причинам [Электронный ресурс] / А. Гайворонский, С. Котов, в. Боровицкий // Новости электротехники. - 2014. - № 4(88) Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2014/88/06.php>

104. Илюшин, П.В. Особенности организации противоаварийного управления в сетях с современными генерирующими установками [Текст] / П.В. Илюшин // Вестник ИрГТУ. - 2018. - Том 22, № 5. - С. 134-151.

105. Российская электроэнергетика: что было, что будет, чем сердце успокоится [Электронный ресурс], - Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/epr/200/14142.htm>

106. Хохлов, А., Мельников Ю., Веселов Ф., Холкин Д., Дацко К., Распределенная энергетика в России: потенциал развития [Электронный ресурс] // Энергетический центр управления Московской школы управления Сколково – 2018, 87 с., - Режим доступа: http://www.energsovet.ru/stat/skolково_914.pdf

107. Киприков, А.В. Стратегии загрузки устройств распределенной генерации в течение суток [Текст]. А.В. Киприков, И.Л. Киприкова, В.П. Обоскалов // Промышленная энергетика. - 2014. - №4. - С. 12- 15

108. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области до 2015 года. Утверждена Приказом Министра промышленности, торговли и развития предпринимательства Новосибирской области от 24.06.2010 г. № 11 [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://www.kabobo.ru/stati/shema-i-programma-perspektivnogo-razvitiya-elektroenergetiki_n/main.html

109. Предложения по актуализации Схемы теплоснабжения города Новосибирска до 2030 года на период до 01.01.2015 года (ООО УК «Концерн «Сибирь») [Электронный ресурс], - https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=5&cad=rja&uact=8&ved=0CEAQFjAE&url=http%3A%2F%2Fdegkh.ru%2Fshema-ts%2F2013-03_aktualizacia_shemy_teplosnabgenia.doc&ei=Ue_uVM_HGcT_ywOJ34CoDQ&usg=AFQjCNGmTNWLu3rMDZLbvLnslsiQYu3tqw&bvm=bv.86956481,d.bGQ

110. Илюшин П.В. Возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей первой категории надежности (включая особую группу) в изолированном режиме от объектов распределенной

генерации [Текст] / П.В. Илюшин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. - 2015. - № 66. - С. 147-153.

111. Мукатов, Б.Б. Особенности обеспечения надежности электроснабжения в изолированно работающих энергосистемах с малой генерацией [Текст] / Б.Б. Мукатов, Н.А. Карджаубаев, А.Г. Фишов // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. - 2015. - №4 (29). - С. 94–104.

112. Филиппов, С.П. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных [Текст] / С.П. Филиппов, М.Д. Дильман // Промышленная энергетика. - 2014. - № 4. - С. 7- 11.

113. Надежность и живучесть энергосистемы [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=rza_goals_rel

114. Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению [Текст] / П.В. Илюшин // Энергоэксперт. - 2015. - № 1. - С. 58-62.

115. Илюшин, П.В. О Влиянии распределенной генерации на работу устройств автоматического включения резервного питания [Текст] / П. В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. - 2017. - №4(29). - С. 28-36.

116. Фишов А.Г., Марченко А.И., Ивкин Е.С., Семендяев Р.Ю. Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети / Релейная защита и автоматика энергосистем 2017 : междунар. выст. и конф., Санкт-Петербург, 25-28 апр. 2017 г. : сб. докл. - Санкт-Петербург, 2017. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://rza-expo.ru/doc/rza_materialy3.pdf

117. Годовой отчет ОА «РЭС». [Электронный ресурс], - Режим доступа <http://www.eseti.ru/investors/disclosure/emitter/annualreports.aspx>

118. Корректировка схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области на период 2015-2019 гг

[Электронный ресурс], / Министерство промышленности, торговли и развития предпринимательства Новосибирской области. Режим доступа <http://minrpp.nso.ru/page/1387>

119. Приказ Департамента по тарифам Новосибирской области от 29.12.2017 года № 709-ЭЭ «О корректировке на 2018 год единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Новосибирской области, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, установленных на долгосрочный период регулирования 2016-2020 годов» [Электронный ресурс], - Режим доступа: <https://tarif.nso.ru/page/84>

120. Семенов, В.Г., Дубенец В.С., Ольховский Г.Г. и др. Аналитический отчет "Энергетические газотурбинные установки и энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей. Часть первая, энергетические газотурбинные установки" [Электронный ресурс], - Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=788

121. Мур, Джеффри, Уэдорд, Лари Р6, и др. Экономическое моделирование в Microsoft Excel, 6-у изд. : Пер. с англ. - М. : Издательский дом «Вильямс», 2004. - 1024 с. - Парал. тит. англ.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЕЗОТКАЗНОСТИ И ВОССТАНАВЛИВАЕМОСТИ УЗЛОВ

Рассчитаем структурные показатели надежности основных узлов для сети района ПСПО. Принципиальная электрическая схема сети и эквивалент представлены на Рисунке А.1.

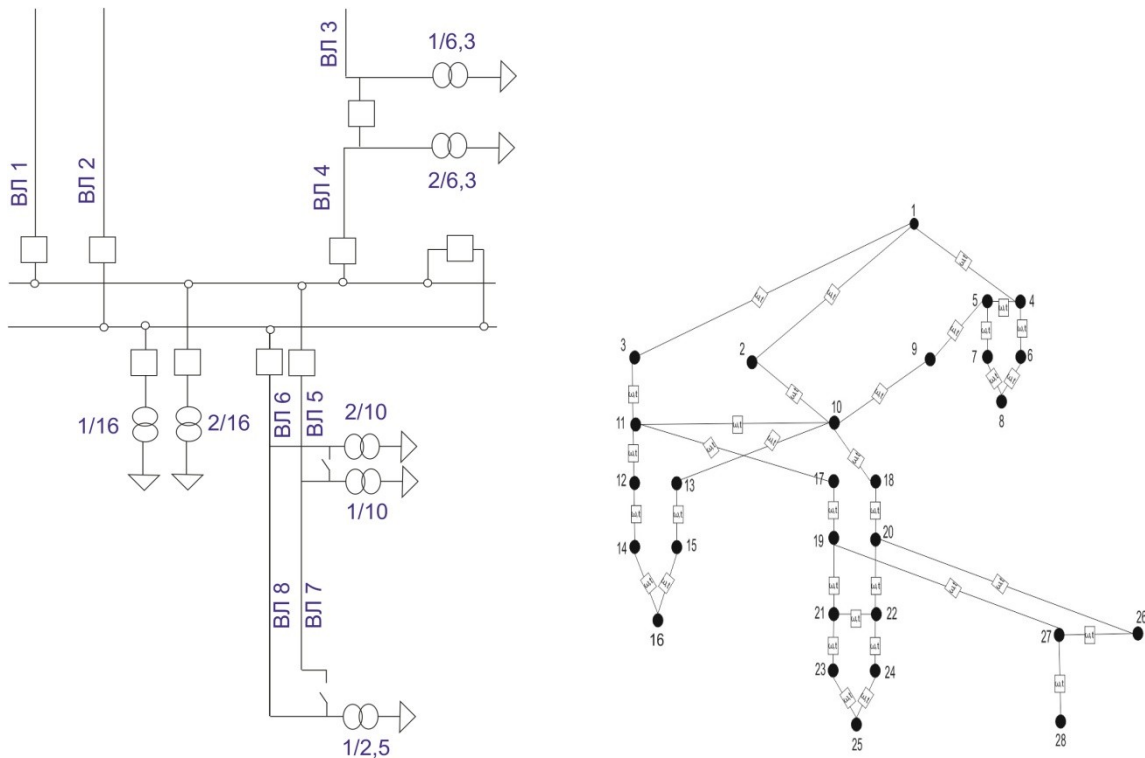


Рисунок А.1 – Схема электрических соединений сети и ее эквивалент

Взаиморезервирование в сети обеспечено на участке от ПС 1 до ПС 2.

В данной схеме введены следующие логические узлы и ветви:

- Узел 1 - источник питания;
- Узлы 8, 16, 25, 28 - узлы нагрузки (8, 16, 25 - логические узлы нагрузки для отражения питания нагрузки от двух параллельных трансформаторов);

- Логические ветви с абсолютной надежностью для отражения питания нагрузки от двух параллельных трансформаторов: 6 - 8, 7 - 8, 14 - 16, 15 -16, 23-25, 24-25
- Логические ветви, отображающие заход воздушной линии на ПС: 19-21 и 20-22, принимаются абсолютно надежными, так как их надежность учитывается в самой линии.

Единичные показатели надежности оборудования с указанием соответствующей ветви приведены в Таблице А.1. Время восстановления и частота отказов оборудования ветвей определены на основе данных, приведенных в [15; 19]

Таблица А.1 - Показатели надежности ветвей эквивалента

Ветви <i>i-j</i>	Оборудование	ω_{i-j} , раз/год	$t_{в i-j}$, ч	T_{i-j} , ч/год
1	2	3	4	5
1-2	Воздушная линия (ВЛ 1), длина 70 км	0,896 ¹	4,38	3,925
1-3	Воздушная линия (ВЛ 2), длина 70 км	0,896 ¹	4,38	3,925
1-4	Воздушная линия (ВЛ 3), длина 90 км	1,152 ¹	4,38	5,046
4-5	Выключатель	0,005	40	0,2
5-4	Выключатель	0,005	40	0,2
5-9	Воздушная линия (ВЛ 4), длина 45 км	0,576 ¹	4,38	2,522
9-5	Воздушная линия (ВЛ 4), длина 45 км	0,576 ¹	4,38	2,522
9-10	Выключатель	0,005	40	0,2
10-9	Выключатель	0,005	40	0,2
10-11	Выключатель	0,005	40	0,2
11-10	Выключатель	0,005	40	0,2
2-10	Выключатель	0,005	40	0,2
3-11	Выключатель	0,005	40	0,2
4-6	Трансформатор (6,3 МВа)	0,018	40	0,72
5-7	Трансформатор (6,3 МВа)	0,018	40	0,72

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
6-8	Логическая ветвь	0	0	0
7-8	Логическая ветвь	0	0	0
11-12	Выключатель	0,005	40	0,2
10-13	Выключатель	0,005	40	0,2
12-14	Трансформатор (16 МВа)	0,014	70	0,98
13-15	Трансформатор (16 МВа)	0,014	70	0,98
14-16	Логическая ветвь	0	0	0
15-16	Логическая ветвь	0	0	0
11-17	Выключатель	0,005	40	0,2
10-18	Выключатель	0,005	40	0,2
17-19	Воздушная линия (ВЛ 6), длина 11 км	0,141 ¹	4,38	0,618
18-20	Воздушная линия (ВЛ 5), длина 11 км	0,141 ¹	4,38	0,618
19-21	Логическая ветвь	0	0	0
20-22	Логическая ветвь	0	0	0
21-22	Разъединитель	0,01	11	0,11
22-21	Разъединитель	0,01	11	0,11
21-23	Трансформатор (10 МВа)	0,014	70	0,98
22-24	Трансформатор (10 МВа)	0,014	70	0,98
23-25	Логическая ветвь	0	0	0
24-25	Логическая ветвь	0	0	0
20-26	Воздушная линия (ВЛ 7), длина 39 км	0,499 ¹	4,38	2,186
19-27	Воздушная линия (ВЛ 8), длина 39 км	0,499 ¹	4,38	2,186
26-27	Разъединитель	0,01	11	0,11
27-28	Трансформатор (2,5 МВа)	0,018	40	0,72

¹ - Принято одноцепное исполнение ВЛ, $\omega_0^{\text{л}}=1,28$ отказ/100 км в год

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
14	0,0190	62,032	1,18010
15	0,0190	62,103	1,18000
16	5,12E-06	31,034	0,00016
17	0,0050	39,827	0,20010
18	0,0050	39,993	0,20000
19	0,1458	5,601	0,81680
20	0,1458	5,602	0,81671
21	3,00E-05	2,885	0,00009
22	3,00E-05	2,885	0,00009
23	0,0140	69,857	0,98009
24	0,0140	69,857	0,98009
25	3,14E-06	34,928	0,00011
26	0,6450	4,656	3,00320
27	0,0005	2,352	0,00107
28	0,0185	39,074	0,72107

Из таблицы А.2 видно, что шины ПС 1 (узлы №10 и №11) обладают различным уровнем надежности с позиции обеспечения бесперебойности их электроснабжения. Это обусловлено различным количеством входящих ветвей (2 и 1 соответственно) и последовательным соединением шин через выключатель. Так же анализ результатов показывает, что наиболее высокий уровень надежности электроснабжения узлов нагрузки у узла № 8, что объясняется топологией схемы (двустороннем питании ПС 2). Наименьший уровень надежности у узла № 28, что также согласуется с анализом топологии схемы, ПС 4 является однострансформаторной.

Для этой же схемы рассчитаем коэффициенты готовности узлов, характеризующие вероятность нахождения в работоспособном состоянии.

Таблица А.3 - Показатели технической надежности узлов сети

Узел нагрузки		К	Q
Наименование	Номер		
1	2	3	4
ПС 1	16	0,999999982	1,80E-08
ПС 2	8	0,999999993	7,00E-09
ПС 3	25	0,999999987	1,30E-08
ПС 4	28	0,999917693	8,23E-05

Результаты расчетов также показали, что коэффициент готовности, рассчитанный на основе коэффициентов готовности элементов сети (оборудования) практически не отличается от вероятности нахождения в рабочем состоянии, рассчитанный на основе единичных показателей надежности узловых эквивалентов, что доказывает обоснованность такого способа эквивалентирования.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

«УТВЕРЖДАЮ»

Руководитель проектов
Макаров А.А.

(подпись)



20 февраля 2018 г.

АКТ**о внедрении результатов кандидатской диссертационной работы****Мышкиной Людмилы Сергеевны****«Моделирование и анализ надежности при развитии региональных электрических сетей на основе новых технологий»**

Мы, нижеподписавшиеся, представители ООО «Современные системы реформирования», А.А. Макаров, Габсаликова Н.Ф. составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Л.С. Мышкиной использовались при выполнении научно-исследовательской работы «Разработка методики оценки последствий отказа производственных активов в стоимостном выражении, методики прогнозирования изменения надежности электроснабжения потребителей в зависимости от располагаемых ресурсов на проведение ТОиР и ТПиР для нужд ПАО «МРСК Северо-Запада», выполненной ООО «Современные системы реформирования» по договору № 339/1336/17.

Предложенные Л.С. Мышкиной модель сети и методика оценки бесперебойности электроснабжения узлов нагрузки, направлены на решение задач прогнозирования показателей надежности электроснабжения потребителей, необходимых для системы управления производственными активами для повышения надежности с целью повышения обоснованности решений. Практическая апробация на примере ПАО «Псковэнерго» позволили выявить и оценить риски, обусловленные отказами оборудования электросетевого комплекса (ЭСК).

Полученные в диссертации результаты позволяют выявлять критические объекты ЭСК, оказывающие существенное влияние на надежность сетей, производить оценку эффективности мероприятий ТОиР и ТПиР и осуществлять выбор средств повышения безотказности оборудования и системы электроснабжения.

Технический руководитель проекта

A handwritten signature in blue ink, belonging to N.F. Gabsalikova.

Габсаликова Н.Ф.
(подпись)

УТВЕРЖДАЮ:



Проректор по учебной работе

д.т.н., доцент

С.В. Брованов

2018 г.

АКТ

**о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного
технического университета результатов диссертационной работы
Л.С. Мышкиной**

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Л.С. Мышкиной на тему «Моделирование и анализ надежности при развитии региональных электрических сетей на основе новых технологий» в учебный процесс факультета энергетики Новосибирского государственного технического университета.

Разработанные в диссертации модели региональной сети и метод анализа ее надежности, основанный на индексах готовности и эффективности, позволяют осуществлять декомпозицию центров питания с позиций надежности электроснабжения потребителей. Разработанный метод предназначен повысить обоснованность принятия решений СУПА в части проведения мероприятий ТОиР и ТПиР, направленных на повышение индекса технического состояния оборудования питающей сети.

Полученные результаты открывают возможности осуществления клиентоориентированного подхода к задачам обеспечения требуемой бесперебойности электроснабжения, сопоставления различных участков сети с позиций безотказности, использования новых технологии при управлении состоянием производственных активов и развитием сетевых организаций.

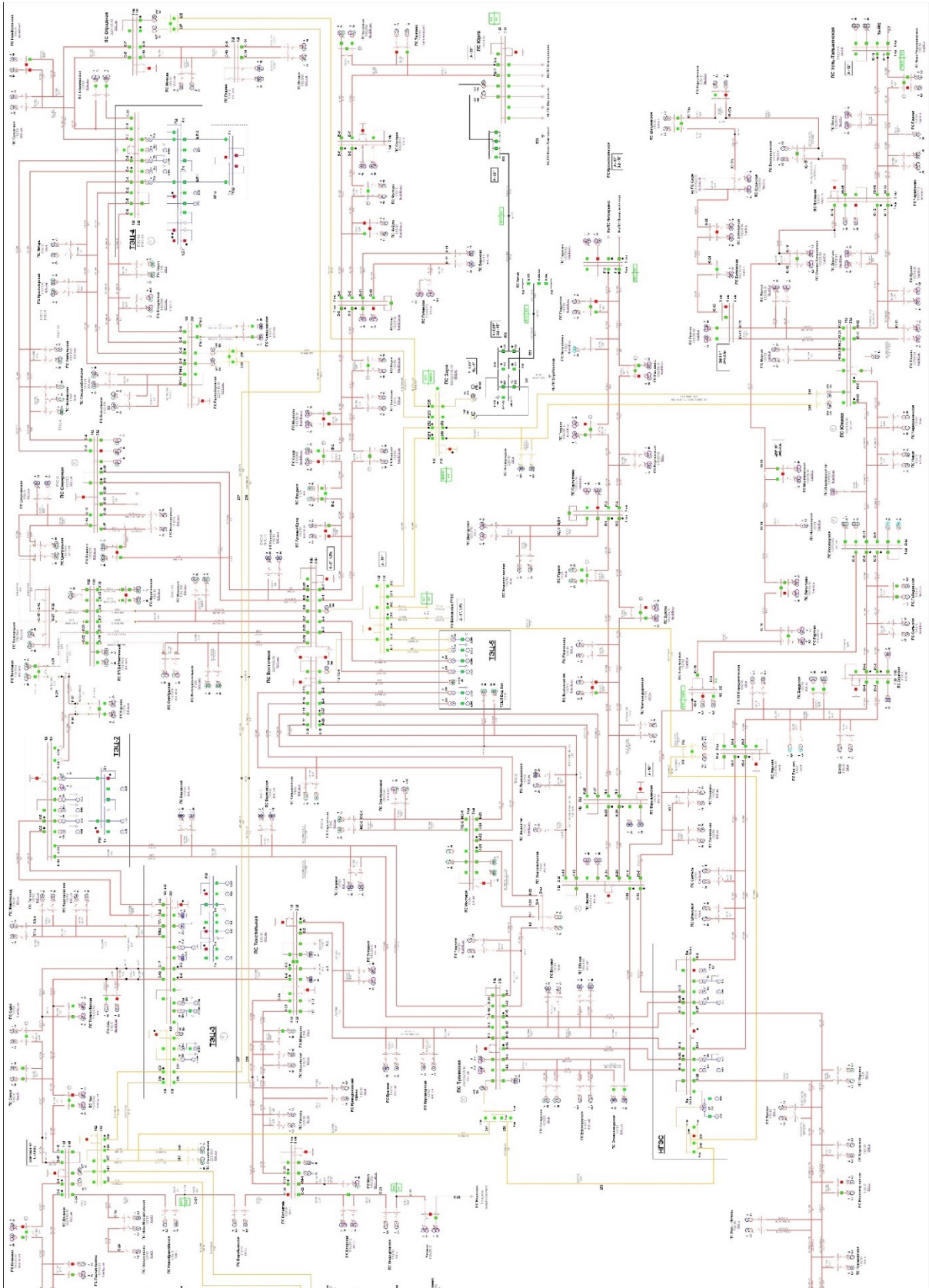
Основные положения и результаты диссертации используются в обучении студентов по направлениям 13.03.02 и 13.04.02 ФЭН в рамках дисциплины – «Моделирование надежности энергосистем», а также при выполнении бакалаврских дипломных работ и магистерских диссертаций.

Декан факультета энергетики
к.э.н., доцент

Чернов С.С.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

НОРМАЛЬНАЯ СХЕМА СЕТИ 110-220 кВ АО «РЭС»



ПРИЛОЖЕНИЕ Г
МОДЕЛИРОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ
КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Таблица Г.1 – Индексы готовности и эффективности ЦП при моделировании внедрения ККЭ

Наименование ЦП	<i>IR</i>	<i>ISE</i>
1	2	3
Вороново	9,666E-13	3,146E-03
Комсомольская	0,000E+00	3,401E-03
Лесная	1,868E-12	3,405E-03
Лазурная	0,000E+00	4,406E-03
Силикатная	6,161E-13	5,864E-03
Стрелочная	6,751E-13	6,269E-03
Мостовая	3,415E-11	6,318E-03
Искитимская (3Т и 4Т)	0,000E+00	6,608E-03
Кудряшовская	2,386E-12	7,049E-03
Сосновка	2,339E-12	7,049E-03
Луговая	9,373E-13	7,049E-03
Волочаевская	4,801E-13	7,049E-03
Мясокомбинатская	3,755E-13	1,004E-02
Горская	0,000E+00	1,061E-02
Учительская	3,755E-13	1,080E-02
Ересная	5,155E-07	1,101E-02
Сварная	2,114E-07	1,101E-02
Вертковская	1,951E-12	1,101E-02
Мочище	1,788E-12	1,101E-02
Воинская	1,667E-12	1,101E-02
Ельцовская	7,353E-13	1,101E-02

1	2	3
Первомайская	9,497E-13	1,101E-02
Кирзаводская	9,172E-13	1,101E-02
Солнечная	2,229E-13	1,101E-02
Дзержинская	9,248E-14	1,101E-02
Новая	5,640E-14	1,101E-02
Барышевская	0,000E+00	1,101E-02
Заречная	0,000E+00	1,101E-02
Текстильная	0,000E+00	1,101E-02
Фрунзенская	9,264E-13	1,102E-02
Электровозная	4,923E-13	1,135E-02
Тулинская (ЗРУ-10 кВ №2)	0,000E+00	1,388E-02
Пашино	5,592E-11	1,410E-02
Инская	0,000E+00	1,471E-02
Ефремовская	1,269E-07	1,534E-02
Строительная	2,560E-12	1,651E-02
Обская	8,948E-14	1,725E-02
Кировская	1,404E-07	1,762E-02
Толмачевская	3,489E-12	1,762E-02
Западная	1,648E-12	1,762E-02
Октябрьская	2,356E-13	1,762E-02
Красногорская	5,962E-13	1,762E-02
Челюскинская	7,947E-13	1,762E-02
Инструментальная	3,177E-13	1,762E-02
Вымпел	4,801E-13	1,762E-02
Театральная	4,150E-13	1,762E-02
Бердская	6,195E-14	1,762E-02
Центральная	0,000E+00	1,762E-02

1	2	3
Светлая	0,000E+00	1,762E-02
Тепловая	0,000E+00	1,762E-02
Искитимская (1Т и 2Т)	0,000E+00	1,762E-02
Оловозаводская	1,213E-12	2,016E-02
Северная	0,000E+00	2,409E-02
Дружная	6,561E-10	2,557E-02
Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1)	3,841E-08	2,775E-02
Библиотечный	0,000E+00	3,234E-02
Чулымская	3,148E-12	5,066E-02
Правобережная	0,000E+00	5,507E-02
Южная	3,562E-12	6,212E-02
Восточная	0,000E+00	8,811E-02

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ МАЛОЙ
РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Таблица Д.1 – Индексы готовности и эффективности ЦП при моделировании внедрения МРГ

Наименование ЦП	<i>IR</i>	<i>ISE</i>
1	2	3
Вороново	9,666E-13	3,333E-03
Комсомольская	0,000E+00	3,603E-03
Лесная	1,868E-12	3,608E-03
Лазурная	0,000E+00	4,668E-03
Силикатная	6,161E-13	6,213E-03
Стрелочная	-1,226E-08	5,475E-03
Мостовая	-1,778E-08	5,527E-03
Искитимская (3Т и 4Т)	-1,778E-08	5,835E-03
Кудряшовская	-1,226E-08	6,301E-03
Сосновка	-1,364E-08	6,301E-03
Луговая	-1,226E-08	6,301E-03
Волочаевская	-1,226E-08	6,301E-03
Мясокомбинатская	-1,226E-08	9,471E-03
Горская	-1,813E-08	8,906E-03
Учительская	-1,251E-08	9,111E-03
Ересная	-5,841E-08	1,050E-02
Сварная	-3,556E-08	8,168E-03
Вертковская	-1,814E-08	8,168E-03
Мочище	-1,226E-08	1,050E-02
Воинская	-1,251E-08	9,335E-03
Ельцовская	-1,251E-08	8,168E-03

1	2	3
Первомайская	-1,251E-08	9,335E-03
Кирзаводская	-1,251E-08	8,168E-03
Солнечная	-1,226E-08	1,050E-02
Дзержинская	-1,251E-08	8,168E-03
Новая	-1,251E-08	9,335E-03
Барышевская	-1,814E-08	8,168E-03
Заречная	-1,778E-08	1,050E-02
Текстильная	-1,813E-08	9,335E-03
Фрунзенская	-1,814E-08	8,173E-03
Электровозная	4,923E-13	1,202E-02
Тулинская (ЗРУ-10 кВ №2)	0,000E+00	1,470E-02
Пашино	5,592E-11	1,494E-02
Инская	0,000E+00	1,559E-02
Ефремовская	-2,963E-08	1,391E-02
Строительная	2,560E-12	1,749E-02
Обская	1,643E-13	1,828E-02
Кировская	-3,413E-08	1,634E-02
Толмачевская	3,489E-12	1,867E-02
Западная	1,648E-12	1,867E-02
Октябрьская	1,493E-12	1,867E-02
Красногорская	9,607E-13	1,867E-02
Челюскинская	7,947E-13	1,867E-02
Инструментальная	7,452E-13	1,867E-02
Вымпел	4,801E-13	1,867E-02
Театральная	4,150E-13	1,867E-02
Бердская	6,195E-14	1,867E-02
Центральная	0,000E+00	1,867E-02

1	2	3
Светлая	0,000E+00	1,867E-02
Тепловая	0,000E+00	1,867E-02
Искитимская (1Т и 2Т)	0,000E+00	1,867E-02
Оловозаводская	1,213E-12	2,136E-02
Северная	0,000E+00	2,553E-02
Дружная	6,561E-10	2,709E-02
Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1)	-3,096E-08	2,707E-02
Библиотечный	0,000E+00	3,426E-02
Чулымская	3,148E-12	5,368E-02
Правобережная	0,000E+00	5,835E-02
Южная	3,562E-12	6,581E-02
Восточная	0,000E+00	9,335E-02