

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

На правах рукописи



Сидоров Сергей Владимирович

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ**

Специальность 2.4.3. – Электроэнергетика

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Сушков Валерий Валентинович

Тюмень – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ.....	10
1.1 Анализ аварийности в распределительных электрических сетях.....	10
1.2 Оценка эффективности эксплуатации воздушных линий электропередачи в электрических сетях напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью	18
1.3 Исследование влияния атмосферных и внутренних перенапряжений, на ресурс высоковольтных выключателей и изоляции ПЭД	23
1.4 Анализ применения микропроцессорных средств для диагностирования замыканий воздушных линий электропередачи.....	32
1.5 Обзор исследований в области диагностирования воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ	41
Выводы по главе.....	46
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПОВРЕЖДЁННОГО ФИДЕРА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	48
2.1 Разработка математической модели электрической сети с изолированной нейтралью для расчёта переходных процессов	48
2.2 Разработка методики диагностирования однофазных замыканий на землю и обрывов воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ.....	53
Выводы по главе.....	55
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СПОСОБА И АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ ФИДЕРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ.....	57

3.1 Особенности моделирования воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ	57
3.2 Разработка методики определения места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ с учётом природно-климатических факторов.....	65
3.3 Разработка способа определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью на базе многофункционального микропроцессорного устройства релейной защиты.....	73
Выводы по главе.....	82
ГЛАВА 4. ИСПЫТАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ С ИМИТАЦИЕЙ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ.....	83
4.1 Разработка модульной лабораторной установки для определения расстояния до места однофазного замыкания на землю.....	83
4.2 Испытания по определению места повреждения на воздушной линии 10 кВ с имитацией однофазного замыкания на землю	92
Выводы по главе.....	97
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО РАБОТЕ	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	100
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	116

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Возникновение ненормальных и аварийных режимов работы электрических сетей является одной из основных причин ухудшения показателей качества электрической энергии. Повреждения воздушных линий электропередачи обусловлены перенапряжениями, гололёдными образованиями, ветровой нагрузкой, механическими воздействиями и прочими факторами, которых способны привести к развитию различных видов коротких замыканий и обрыву проводов. В электрических сетях с изолированной нейтралью, основным видом повреждения воздушной линии является возникновение однофазных замыканий на землю, доля которых, согласно опыту эксплуатации и различным экспертным оценкам, составляет до 70% от общего количества повреждений. При этом среднее число повреждений воздушных линий, среднее время восстановления работоспособности, включая процессы диагностирования и локализации места повреждения, определяют надёжность электрической сети, которая может быть оценена посредством комплексных показателей надёжности, в частности, коэффициентом готовности.

Степень изученности проблемы. Научные исследования и практические работы, направленные на повышение надёжности электрических сетей с изолированной нейтралью, достоверности их диагностирования, увеличение точности определения места повреждения, совершенствование математического описания электромагнитных процессов в воздушных линиях с учётом свойств грунта, ведутся уже продолжительное время многими отечественными и зарубежными учёными: В. Бёк, Р.А. Вайнштейн, В.Г. Гольдштейн, В.Н. Горюнов, Е. Куффель, Ф.А. Лихачев, Р.Г. Минуллин, В.А. Ощепков, А.А. Пухальский, В.В. Сушков, А.И. Федотов, Ф.Х. Халилов, М.А. Шабад, А.И. Шалин, Г.М. Шалыт, А.Е. Emanuel, М.Е. Valdes и другими.

Несмотря на широко проводимые исследования, применяемые в настоящее время методы диагностирования электрических сетей с изолированной нейтралью

и методики локализации однофазного замыкания на землю практически не учитывают конструктивные особенности эксплуатируемых воздушных линий электропередачи и природно-климатические факторы, влияющие на достоверность расчёта расстояния до места повреждения. Методики, как правило, ориентированы на устоявшиеся средства релейной защиты, тогда как применение технологии цифровых подстанций позволяет оперировать большим количеством данных, что обеспечивает более эффективную работу как первичного и вторичного оборудования подстанции, так и всей энергосистемы.

Согласно технологии «Цифровой подстанции» микропроцессорные устройства релейной защиты фиксируют измеряемые напряжения и токи в векторной форме, а также ведут протокол срабатывания встроенных защит, ненормальных и аварийных режимов, образуя единую информационно-измерительную систему, которая может быть напрямую использована в устройствах диагностирования однофазного замыкания на землю и определения расстояния до места повреждения воздушной линии электропередачи в условиях сложной топологии электрической сети и иных факторов, осложняющих обнаружение и локализацию повреждения.

Таким образом, решение проблемы повышения надёжности электрических сетей с изолированной нейтралью путём диагностирования однофазных замыканий на землю и определения расстояния до места повреждения воздушной линии электропередачи является актуальной научно-технической задачей.

Объектом исследования является электрическая сеть напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью.

Предметом исследования является способ определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью.

Цель диссертационной работы – снижение времени поиска места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи с изолированной нейтралью.

Основные задачи исследования:

1. Проанализировать аварийные отключения электрических сетей напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью и применение микропроцессорных средств для диагностирования однофазных замыканий на землю воздушных линий электропередачи.
2. Провести математическое моделирование однофазных замыканий на землю и обрывов воздушной линии в различных точках фидера древовидной структуры и установить закономерности между электрическими параметрами и местом повреждения линии.
3. Разработать способ определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью с учётом конструктивных особенностей и природно-климатических факторов. Провести испытания способа определения места однофазного замыкания на землю на лабораторном стенде и действующей электрической сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью.
4. Разработать программное обеспечение по определению места повреждения воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ с учётом её конструктивных особенностей и природно-климатических факторов.

Методы исследования. В процессе исследования поставленных задач применялись положения теоретических основ электротехники, методы математического анализа, математического моделирования схем электроснабжения.

Научная новизна. В качестве основных результатов, имеющих научную новизну:

1. Установлены закономерности между величинами обратной последовательности напряжений на трансформаторных подстанциях и повреждённым фидером, что позволяет сократить время поиска места повреждения воздушной линии электропередачи и снизить экономические потери.
2. Разработан способ определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях напряжением

6(10) кВ с изолированной нейтралью, отличающийся тем, что проводится распознавание повреждённого фидера, а затем уточняется расстояние до места возникновения повреждения с учётом конструктивных особенностей линии и природно-климатических факторов, что позволяет существенно сократить время поиска места повреждения и повысить технико-экономические показатели электроснабжения.

3. Уточнены выражения расчёта первичных параметров воздушной линии электропередачи, отличающиеся тем, что поправочные интегралы Карсона заменены на эмпирические коэффициенты, учитывающие природно-климатические факторы и конструктивные параметры линии, что позволяет сузить область поиска места однофазного замыкания на землю.

Практическая значимость полученных результатов.

В результате проведённых исследований получен патент на изобретение (№ 2798941) и реализовано программное обеспечение (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2021617190), позволяющие определять место повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ с учётом конструктивных особенностей и природно-климатических факторов. Результаты диссертационной работы внедрены в процесс проведения диагностических испытаний воздушных линий распределительной сети АО «СУЭНКО», применяются при подготовке обучающихся по направлениям 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» в ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Закономерности между величинами напряжения обратной последовательности трансформаторных подстанций и повреждённым фидером воздушной линии электропередачи, позволяющие впоследствии вдоль него определить расстояние до места повреждения.
2. Зависимости между природно-климатическими факторами и значениями первичных параметров схемы замещения воздушной линии

электропередачи, позволяющие повысить точность определения величины её резонансной частоты.

3. Способ определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью, позволяющий существенно сократить время поиска места повреждения и, следовательно, сократить время восстановления линии и улучшить технико-экономические показатели работы электроприемников.

Степень достоверности и апробация результатов исследования.

Достоверность результатов исследования подтверждается путём сравнения результатов математического моделирования и экспериментального определения расстояния до места однофазного замыкания на землю в электрической сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационного исследования доложены и обсуждены на следующих научных мероприятиях: Международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы энергетики» (г. Омск, 2018); Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов, молодых учёных и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» (г. Тюмень, 2018); Национальная с международным участием научно-практическая конференция студентов, аспирантов, молодых учёных и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» (г. Тюмень, 2018); Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных «Новые технологии - нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2019); 73-я Международная молодёжная научная конференция «Нефть и газ - 2019» (г. Москва, 2019); Международная научно-техническая конференция «Интеллектуальные энергетические системы» (г. Казань, 2019).

Публикации. Основное содержание диссертационной работы отражено в 13 печатных работах, из них 2 – статьи в журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, 2 работы в изданиях, индексируемых в

международных базах цитирования Web of Science и Scopus, получен патент на изобретение, зарегистрирована программа для ЭВМ в Федеральной службе по интеллектуальной собственности.

Личный вклад соискателя состоит в постановке и реализации задач исследования, сборе и обработке статистических данных, формулировке основных положений научной новизны и практической значимости, разработке математической модели участка электрической сети, выполнении математического анализа результатов расчёта и натурных экспериментов, создании способа определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью с учётом её конструктивных особенностей и природно-климатических факторов; внедрение полученных результатов.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Рассматриваемая область исследования методов диагностирования однофазных замыканий на землю воздушных линиях электропередачи в электрических сетях напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью соответствует паспорту специальности 2.4.3 – Электроэнергетика, а именно: п.8 «Разработка и обоснование алгоритмов и принципов действия устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики для распознавания повреждений, определения мест и параметров повреждающих (возмущающих) воздействий в электрических сетях», п.11 «Разработка методов мониторинга и анализа режимных параметров основного оборудования электростанций, подстанций и электрических сетей энергосистем, мини- и микрогрид».

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав основного текста, заключения, списка использованных источников, включающего 109 наименований, в том числе 18 иностранных. Диссертация изложена на 123 страницах машинописного текста, включает 43 рисунка, 13 таблиц, 5 приложений на 8 страницах.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

1.1 Анализ аварийности в распределительных электрических сетях

Одним из важнейших элементов электрических сетей электроэнергетической системы являются воздушные линии электропередачи, отличительными особенностями которых являются существенная протяжённость, преимущественное использование неизолированного провода (сталеалюминиевого, алюминиевого, из алюминиевого сплава, стального, из бронзы, из сталебронзы, медного) и подверженность внешним воздействиям, в том числе и природно-климатическим. Указанные особенности приводят к достаточно высокой аварийности в электротехнических сетях.

Основные причины возникновения повреждений воздушных линий электропередачи [1-5] связаны с атмосферными и коммутационными перенапряжениями, удельным сопротивлением грунта, гололёдными образованиями на проводах, «пляской» проводов, ветровой и вибрационной нагрузками. Диаграмма распределения причин повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ представлена на рисунке 1.1. Среди причин повреждений воздушных линий электропередачи 6(10) кВ 42% составляют атмосферные перенапряжения, 12% связаны с изменением свойств грунта (удельного сопротивления, влажности, содержания солей и металлов), 11% – с коммутационными перенапряжениями, по 9% – с гололёдными образованиями и «пляской» проводов, 7% – с ветровой нагрузкой; доля повреждений, связанных с температурными условиями, вибрационной нагрузкой и составом воздуха не превышает одного процента.

Атмосферные перенапряжения на воздушных линиях электропередачи связаны с грозовыми явлениями, являются кратковременными и часто способны привести к пробоям изоляционных промежутков, в частности, перекрытию

изоляции и в некоторых случаях к её разрушению или повреждению [1, 2, 4, 6-11]. Перекрывание изоляции с высокой вероятностью сопровождается электрической дугой, вызывающей переходный процесс, длительность которого значительно превышает длительность перенапряжения, что приводит к горению дуги после восстановления рабочего напряжения и дополнительному разрушению места пробоя.

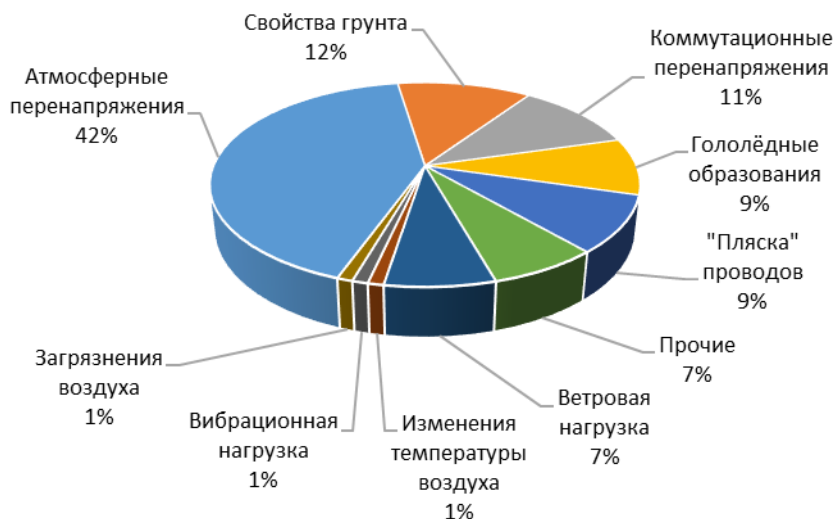


Рисунок 1.1 – Диаграмма распределения причин повреждения воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ

Внутренние перенапряжения связаны с изменением энергии электромагнитного поля, запасенной в элементах электроэнергетической системы. В зависимости от условий возникновения и длительности воздействия на изоляцию различают стационарные, квазистационарные и коммутационные перенапряжения. Последние возникают при внезапных изменениях схемы или параметров электроэнергетической системы: плановых и аварийных переключениях линий, силовых трансформаторов, электрических машин), в результате коротких замыканий и однофазных замыканий на землю линий электропередачи [7, 8, 10]. Воздействие внутренних и атмосферных перенапряжений на линейную изоляцию аналогично, при этом, первые более опасны в электрических сетях классом напряжения 330 кВ и выше, а вторые – в электрических сетях классом напряжения до 220 кВ.

Диапазон изменения величины температуры воздуха достаточно велик – от -40 до $+40^{\circ}\text{C}$. Также следует учесть нагрев провода воздушной линии электропередачи электрическим током, который при экономически целесообразной плотности приводит к повышению температуры провода на $2-5^{\circ}\text{C}$ относительно температуры окружающей среды. Понижение температуры воздуха сопровождается сокращением длины провода воздушной линии электропередачи, что в условиях фиксированных точек закрепления проводов приводит к повышению в них механических напряжений. Повышение температуры провода сопровождается увеличением их длины и увеличением стрелы провеса. Увеличение температуры проводов выше допустимого значения приводит к их отжигу и снижению механической прочности. В итоге возможны нарушения габарита воздушной линии и изоляционных расстояний, и, как следствие, снижение безопасности и надёжности воздушной линии электропередачи.

Ветровая нагрузка связана с возникновением поперечной горизонтальной силы, действующей на провода воздушной линии электропередачи в дополнение к вертикальной составляющей силы, что приводит к возрастанию механической нагрузки на провода, линейную изоляцию и опоры, увеличению натяжения проводов и тросов, появлению дополнительных изгибающих сил, действующих на опоры воздушной линии электропередачи. При порывистом ветре возникает импульсная (динамическая) составляющая поперечной нагрузки на провода и линейную изоляцию, что увеличивает вероятность развития повреждений воздушной линии электропередачи, в частности возникновение обрывов и однофазных замыканий на землю.

Гололёдные образования разделяют на непосредственно гололёд, зернистую и кристаллическую изморозь, иней, из которых последние два не оказывают значимой механической нагрузки на провода воздушной линии электропередачи. Возникновение гололёда и зернистой изморози ограничено небольшим диапазоном температуры $-5..0^{\circ}\text{C}$ и высокой влажностью воздуха; сопровождается существенным увеличением механической нагрузки на провода, места их закрепления и опоры линии виде дополнительных вертикальных сил. Следует

отметить, что ветровая нагрузка в условиях гололёдных образований приводит к увеличению результирующих механических нагрузок на конструкцию воздушных линий электропередач и является одним из факторов их аварийности. Увеличение стрелы провеса проводов, сокращение изоляционных расстояний, снижение механической прочности конструкции воздушной линии электропередачи повышает вероятность возникновения обрывов проводов и развития коротких замыкания даже при рабочих величинах напряжения.

Вибрация и пляска проводов воздушных линий электропередачи является следствием воздействия на них ветровой нагрузки и гололёдных образований, иных внешних механических воздействий, а также переходных процессов в энергосистеме. Вибрация проводов характеризуется частотой колебаний до 150 Гц и небольшой амплитудой, ограниченной, как правило, 2-3 диаметрами провода. Вибрация особенно опасна возникновением в проводе стоячих волн, приводящих к усталости металла и разрыву отдельных проволок провода, повышая вероятность его обрыва. Пляска проводов характеризуется малой частотой колебаний 0,2-0,4 Гц и значительной амплитудой, достигающей 12-14 м. Пляска проводов вызывает значительные механические нагрузки на конструкцию воздушной линии электропередачи, способные привести к обрыву проводов и, в некоторых случаях, повреждению опор. Также опасность пляски проводов связана с перекрытием воздушного промежутка и, в частном случае, со схлопыванием проводов, развитием короткого замыкания и оплавлением металла.

Загрязнение воздуха, негативно воздействующее на элементы конструкции воздушных линий электропередачи, в основном связано с наличием химических соединений, в первую очередь солей. Воздействие солей и твёрдых частиц (летучей золы, промышленной сажи) на линейную изоляцию приводит к образованию электропроводящих каналов и снижению электрической прочности, что выражается в повышении вероятности возникновения перекрытия изоляции как при перенапряжениях, так и при нормальном напряжении. Загрязнение солями выступает катализатором в процессе окисления алюминия, что

сопровождается снижением механической прочности алюминиевых и сталеалюминиевых проводов.

Надёжность воздушных линий электропередачи также связана с рядом прочих факторов: свойствами грунта, влажностью воздуха (особенно при применении деревянных опор), дефектами монтажа и эксплуатации [11].

В большинстве случаев применительно к электрическим сетям напряжением 6(10) кВ с изолированным режимом работы нейтрали ветровые нагрузки, падения деревьев, гололёдные и солевые образования на проводах приводят к появлению однофазных замыканий на землю [12-18].

Согласно статистике распределения отказов по видам оборудования в распределительных сетях компаний Западной Сибири, представленной на рисунке 1.2, доля отказов воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ составляет 43% [19-21].

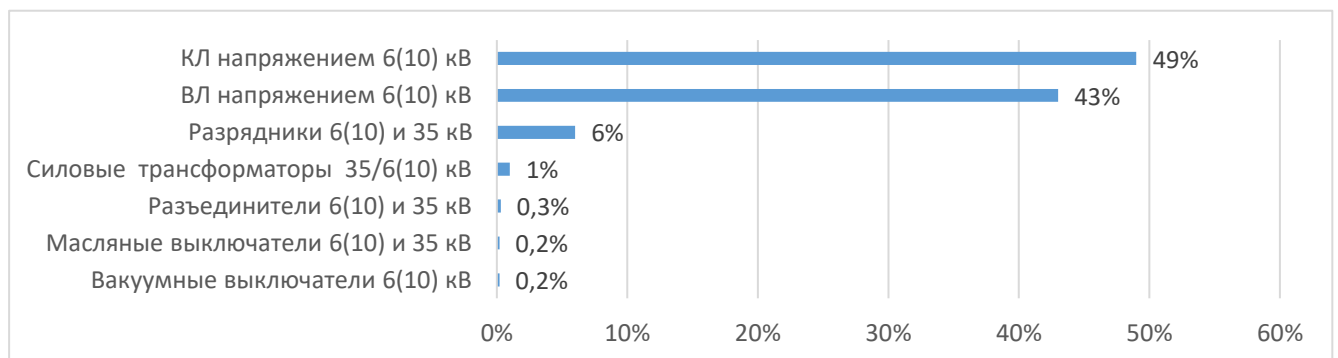


Рисунок 1.2 – Диаграмма распределения отказов по видам оборудования

В настоящее время в распределительных сетях Западной Сибири отключения, связанные с атмосферными воздействиями составляют более 40%. Грозовые перенапряжения и высоковольтные испытания изоляции электрооборудования приводят к снижению её электрической прочности, что может повлечь за собой её пробой при нормальной эксплуатации [6].

При оценке надёжности воздушных линий электропередачи в условиях грозовых перенапряжений необходимо определять и учитывать влияние отказов, возникающих вследствие различных причин и имеющих случайный характер [22]. К случайным величинам также относится время t работы линии до

возникновения отказа, которое определяется вероятностными методами. Оценка величин основных характеристик надёжности линии при грозových перенапряжениях (вероятности отказа P , интенсивности λ), определение существенных факторов и степени влияния необходимы для решения задачи повышения грозоупорности электрической сети. При грозových перенапряжениях различают постепенные и внезапные отказы. Последние – это отказы, для которых характерно постепенное плавное изменение параметров элементов вследствие их износа в целом или отдельных частей. Напротив, результатом резкого внезапного изменения параметров элементов вследствие одного либо нескольких факторов внешней среды или ошибок обслуживающего персонала станет внезапный отказ.

Руководящий документ [7] содержит методику, которая позволяет при грозových отключениях определить основные законы распределения с классификацией по причинам отказов.

Схлёстывание и обрыв проводов (возникновение однофазного замыкания на землю), междуфазные перекрытия и пробой изоляции, неуспешное автоматическое повторное включение классифицируются как внезапные отказы описываются экспоненциальным законом распределения.

С целью получения теоретического распределения, близкого к экспериментальному принимают, что плотность распределения наработки до отказа $f(t)$ равна суперпозиции теоретических распределений $f_i(t)$ определённого вида, умноженных на соответствующие весовые коэффициенты $c_i(t)$ [23]:

$$f(t) = \sum_i c_i f_i(t), \quad (1.1)$$

причём $\sum_i c_i = 1$.

Суперпозиция трёх экспоненциальных распределений равна:

$$f(t) = c_1 \lambda_1 e^{-\lambda_1 t} + c_2 \lambda_2 e^{-\lambda_2 t} + c_3 \lambda_3 e^{-\lambda_3 t}. \quad (1.2)$$

В этом случае результирующая вероятность безотказной работы равна:

$$p(t) = c_1 e^{-\lambda_1 t} + c_2 e^{-\lambda_2 t} + c_3 e^{-\lambda_3 t}. \quad (1.3)$$

Таким образом, интенсивность отказов равна:

$$\lambda(t) = \frac{c_1 \lambda_1 e^{-\lambda_1 t} + c_2 \lambda_2 e^{-\lambda_2 t} + c_3 \lambda_3 e^{-\lambda_3 t}}{c_1 e^{-\lambda_1 t} + c_2 e^{-\lambda_2 t} + c_3 e^{-\lambda_3 t}}, \quad (1.4)$$

где индекс 1 – параметры, соответствующие схлестыванию и обрыву проводов; 2 – междуфазным перекрытиям; 3 – неуспешному автоматическому повторному включению.

В воздушных линиях электропередачи напряжением 6(10) кВ, как правило, применяются штыревые изоляторы. На анкерных опорах ответственных переходов и прочих опорах в условиях значительных гололёдных образований применяются подвесные изоляторы в целях повышения надёжности воздушной линии. Коэффициент запаса механической прочности штыревых изоляторов при работе на изгиб должен быть не менее 2,7 по отношению к наибольшей нормативной нагрузке и не менее 5 по отношению к нагрузке при среднегодовой температуре и отсутствии гололёда и ветра. Изоляторы до 1000 В имеют минимальную разрушающую нагрузку 8 кН и выдерживают испытательные напряжения 2 кВ. Электрическая прочность штыревых изоляторов выше 1000 В должна соответствовать нормам [24]. Эксплуатационная надёжность изоляторов зависит от соответствия их характеристик условиям работы, качества изготовления и монтажа. На железобетонных опорах воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ в среднем ежегодно повреждалось около 1% и на деревянных около 0,5% изоляторов. Основным видом повреждений штыревых изоляторов является пробой изоляторов в шейке. Это происходит из-за недостаточного фактического отношения пробивного напряжения к напряжению перекрытия, дефектов изготовления и монтажа, которые приводят к

возникновению микротрещин с последующим пробоем тела изолятора между проводом и штырём или полным разрушением изолятора. К наиболее распространённым дефектам монтажа относятся несоответствие наружных размеров штырей, резьбы и размеров полиэтиленовых гильз, монтаж полиэтиленовых гильз в полевых условиях без подогрева в горячей воде, упор штыря в головку изолятора. Последний вид дефекта характерен для стеклянных изоляторов. Остаточная прочность изоляторов после импульсных пробоев в шейке около 20 кВ и они могут пробиваться при «земле» в сети 10 кВ. Перекрытия штыревых изоляторов в районах, где изоляция подвержена загрязнению работой нефтегазовых промышленных предприятий происходят при увлажнении из-за недостаточных для этих условий разрядных напряжений. Импульсные грозовые перекрытия изоляторов на железобетонных опорах в большинстве случаев переходят в дуговое замыкание. Из-за разности температурных механических напряжений в теле изоляторов они при перекрытиях разрушаются или происходит сжигание глазури. В последнем случае усиливается отложение загрязнений на поверхности фарфора что приводит к новым перекрытиям изолятора, если он не был своевременно выявлен и заменён в предупредительном порядке. Эффективным мероприятием по выявлению дефектных изоляторов являются испытания выпрямленным напряжением 40-60 кВ участка воздушной линии перед вводом их в эксплуатацию и после реконструкции. Испытания длительностью в одну минуту позволяют довести до пробоя дефектные изоляторы, пробивное напряжение которых ниже 40-50 кВ. При низком качестве изоляторов при испытаниях отбраковывается около 0,2% на деревянных и около 0,3% на железобетонных опорах.

1.2 Оценка эффективности эксплуатации воздушных линий электропередачи в электрических сетях напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью

Эффективность эксплуатации воздушных линий электропередачи в электрических сетях напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью оценивается по величине значения функционала, определяющего длительность нахождения в состояниях технического обслуживания и восстановления по отношению к длительности нахождения в работоспособном состоянии при известных затратах на проведение технического обслуживания и аварийных ремонтных работ [8, 25].

Граф состояний воздушной линии электропередачи с проведением диагностирования однофазных замыканий на землю представлен на рисунке 1.3. При конечном числе состояний и возможностью перехода из каждого состояния в каждое другое состояние за конечное число шагов, то на достаточном удалении от начала работы существуют стационарные вероятности состояний, не зависящие от времени и начального состояния системы. Стационарные вероятности равны средней относительной длительности нахождения системы в конкретном состоянии.

Граф состояний воздушной линии электропередачи с проведением диагностирования однофазных замыканий на землю описывается системой дифференциальных уравнений Колмогорова для переходных функций марковского процесса. Интервалы времени нахождения воздушных линий электропередачи в различных состояниях вычисляются по результатам решения системы уравнения Колмогорова, составленных для пяти основных состояний воздушных линий электропередачи [26].

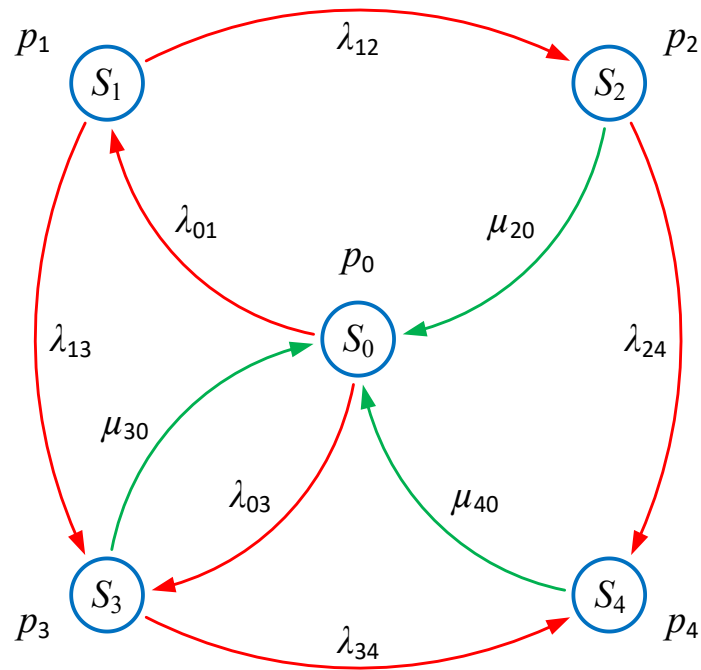


Рисунок 1.3 – Граф состояний воздушной линии электропередачи с проведением диагностирования однофазных замыканий на землю:

S_0 – работоспособное состояние; S_1 – состояние частичного отказа (неполнофазный режим, однофазное замыкание на землю);

S_2 – состояние аварийно-восстановительного ремонта;

S_3 – состояние планового ремонта;

S_4 – состояние планового аварийно-восстановительного ремонта

Для графа состояний воздушной линии электропередачи с проведением диагностирования однофазных замыканий на землю определяются следующие интенсивности переходов:

1. Интенсивность отказов, определяемая путём обработки статистических данных по отказам и авариям воздушных линий электропередачи и их известной функции надёжности;
2. Интенсивность восстановлений, определяемая путём обработки статистических данных и известной функции распределения времени восстановления воздушных линий электропередачи.

Приняты следующие показатели надёжности воздушных линий электропередачи:

t_{cp} – среднее время наработки на отказ, устранимый в эксплуатации;

t_i – продолжительность частичного отказа;

t_v – продолжительность восстановления после отказа;

t_{aw} – продолжительность планового аварийно-восстановительного ремонта при однофазном замыкании на землю;

t_{po} – продолжительность планового ремонта;

t_p – суммарная продолжительность поиска места однофазного замыкания на землю.

Интенсивности переходов, указанные на рисунке 1.3, вычисляются на основе принятых показатели надёжности следующим образом:

$$\lambda_{01} = \frac{1}{t_{cp}}; \quad \lambda_{12} = \frac{1}{t_i}; \quad \lambda_{03} = \frac{1}{t_{po}}; \quad \lambda_{13} = \frac{1}{t_i}; \quad \lambda_{34} = \frac{1}{t_i}; \quad \lambda_{24} = \frac{1}{t_{av} - t_v}; \quad (1.5)$$

$$\mu_{20} = \frac{1}{t_{aw} - t_p}; \quad \mu_{30} = \frac{1}{t_{po} - t_p}; \quad \mu_{40} = \frac{1}{t_v - t_p}. \quad (1.6)$$

В соответствии с приведённым на рисунке 1.3 графом состояний воздушной линии электропередачи, система дифференциальных уравнений Колмогорова в нормальной форме Коши записывается следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dp_0(t)}{dt} = -(\lambda_{01} + \lambda_{03}) \cdot p_0(t) + \mu_{40}p_4(t) + \mu_{30}p_3(t) + \mu_{20}p_2(t); \\ \frac{dp_1(t)}{dt} = -(\lambda_{12} + \lambda_{13}) \cdot p_1(t) + \lambda_{01}p_0(t); \\ \frac{dp_2(t)}{dt} = -\lambda_{24}p_2(t) + \lambda_{12}p_1(t) - \mu_{20}p_2(t); \\ \frac{dp_3(t)}{dt} = -(\lambda_{34} + \mu_{30}) \cdot p_3(t) + \lambda_{13}p_1(t) + \lambda_{03}p_0(t); \\ \frac{dp_4(t)}{dt} = -\mu_{40}p_4(t) + \lambda_{24}p_2(t) + \lambda_{34}p_3(t). \end{array} \right. \quad (1.7)$$

Рассматриваемый марковский процесс является однородным без поглощающих состояний, следовательно при $t \rightarrow \infty$ наступит стационарный (предельный) режим, при котором производные в левой части уравнений (1.7) равны нулю. В этом случае величины стационарных вероятностей, не зависящие от времени, вычисляются при замене любого уравнения системы (1.7) условием нормировки:

$$\sum_i p_i = 1 \quad (1.8)$$

Вероятности состояний как функции времени определяется непосредственным решением системы дифференциальных уравнений (1.7).

Решение системы уравнений проведено численным методом Рунге-Кутты при следующих значениях интенсивностей переходов:

$$\lambda_{01} = 1 \cdot 10^{-4}; \lambda_{03} = 0,02; \lambda_{12} = 0,04; \lambda_{13} = 0,04; \lambda_{24} = 0,001; \lambda_{34} = 0,04;$$

$$\mu_{20} = 0,06; \mu_{30} = 0,03; \mu_{40} = 0,04.$$

Функция готовности получается суммированием вероятностей $p_i(t)$, соответствующих исправным состояниям системы:

$$K_T(t) = \sum_{i=0}^5 p_i(t) \quad (1.9)$$

Суммарное время пребывания воздушных линий электропередачи в состояниях, отличных от работоспособного и частичного отказа определяется как:

$$t_{\Sigma} = \int_0^T p_2(x) dx + \int_0^T p_3(x) dx + \int_0^T p_4(x) dx, \quad (1.10)$$

где T – длительность нахождения воздушных линий в работоспособном состоянии при известном коэффициенте готовности, также время T определяет правую границу интегрирования системы уравнений (1.7).

Время восстановления работоспособности воздушных линий определяется выражением:

$$t_4 = \int_0^T p_4(x) dx. \quad (1.11)$$

Функционал эффективности диагностирования однофазного замыкания на землю определяется выражением [8]:

$$J = \frac{t_{\Sigma\Pi}}{T}. \quad (1.12)$$

Воздействием на показатели надёжности электрической сети, включая показатели ремонтпригодности, зависящие от наличия диагностирования воздушных линий электропередачи, необходимо стремиться к минимизации функционала эффективности (1.12) и эксплуатационных затрат.

В результате проведённых по формулам (1.7)-(1.12) расчётов установлено, что при плановой системе технического обслуживания коэффициент готовности воздушных линий электропередачи составляет $K_r = 0,63$, при этом через время $T = 8800$ ч следует проводить восстановление работы продолжительностью $t_4 = 531$ ч.; величина функционала $J = 0,31$ невелика, что свидетельствует о недостаточно высокой эффективности плановой системы технического обслуживания.

Таким образом, для увеличения надёжности электрических сетей напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью необходимо проводить их диагностирование, в том числе поиск однофазного замыкания на землю. Переход к своевременному определению однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи позволит снизить суммарное время восстановления в 8 раз и повысить эффективность технического обслуживания на 11%.

1.3 Исследование влияния атмосферных и внутренних перенапряжений, на ресурс высоковольтных выключателей и изоляции ПЭД

1.3.1 Оценка воздействия перенапряжений на остаточный ресурс изоляции погружных электродвигателей

При эксплуатации скважин установками электрических центробежных насосов (УЭЦН) значительная доля непроизводственных потерь и снижения объёма добычи нефти связана с надёжностью погружных электродвигателей (ПЭД) и его системы электропривода [28]. До 11 % отказов ПЭД обусловлено износом и пробоем изоляции его обмоток вследствие воздействия внутренних и внешних перенапряжений [10, 29-32].

У твёрдых изоляционных материалов различают три основных механизма пробоя: тепловой, электрический и электрохимический.

Тепловой пробой возникает, когда количество тепловой энергии, выделяющейся в изоляции за счёт диэлектрических потерь, превышает то количество энергии, которое может рассеиваться в данных условиях, при этом нарушается тепловое равновесие, а процесс приобретает лавинообразный характер. Пробивное напряжение, обусловленное нагревом изоляции, связано с частотой напряжения, условиями охлаждения и температурой окружающей среды. Типичными признаками теплового пробоя является экспоненциальное уменьшение пробивного напряжения с ростом температуры окружающей среды, а также снижение электрической прочности.

Электрический пробой не обусловлен тепловой энергией и является по своей природе чисто электронным процессом, когда из немногих начальных электронов в твёрдом теле создаётся электронная лавина. Развитие лавин сопровождается фотоионизацией, которая ускоряет образование проводящего канала. Ускоренные полем электроны при столкновениях передают свою энергию узлам решётки и разогревают её вплоть до плавления. В разрядном канале

создаётся значительное давление, которое может привести к появлению трещин или полному разрушению изоляции. Электрический пробой наблюдается у большинства типов изоляционных материалов при кратковременных (импульсных) воздействиях напряжения.

Электрохимический пробой изоляции развивается при повышенных температурах и высокой влажности воздуха (окружающей среды). Для развития электрохимического пробоя требуется длительное время, поскольку он связан с явлением электропроводности и, следовательно, не является определяющим при импульсных воздействиях.

Таким образом, для обеспечения требуемой надёжности УЭЦН необходимо контролировать состояние изоляции ПЭД, поэтому требуется метод, позволяющий оценить её остаточный ресурс при воздействиях внутренних и внешних импульсных перенапряжений.

Для оценки технического ресурса изоляции предложен метод на основе анализа величин потребляемой изоляцией погружного электродвигателя энергии при воздействии импульсных перенапряжений [33, 34].

В рабочем режиме ГОСТ 18058-80 [35] определены следующие допустимые параметры изоляционных материалов обмоток ПЭД: сопротивление изоляции обмоток и ток смещения, определяемые типом электродвигателя и температурой окружающей среды. Указанные параметры позволяют рассчитать величину энергии, рассеиваемой изоляцией ПЭД. В качестве базовой рассеиваемой энергии W_0 принята минимальная энергия, приводящая к разрушению изоляции ПЭД.

Импульсные перенапряжения оказывают дополнительную энергетическую нагрузку на изоляцию ПЭД, приводящую к снижению его технического ресурса. Дополнительная энергетическая нагрузка W (энергия, рассеиваемая изоляцией ПЭД) определяется по результатам измерений параметров импульсных воздействий, таких как ток, напряжение, длительность и количество импульсов. Пример значений указан в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Пример набора измеренных параметров для электродвигателя типа ЭДСТ220–117М

Событие	Количество импульсов k , ед.	Ток I , кА	Напряжение U , кВ	Длительность t , мкс	Энергия W , кДж
1	1	0,4	10,8	2500	10
2	5	2,8	24,3	300	100

Изменение ресурса ΔR изоляции ПЭД определяется выражением:

$$\Delta R = \frac{W}{W_0} \cdot N \cdot 100\%, \quad (1.13)$$

где N – количество импульсов, передающих изоляции энергию W .

В рамках приведённых диапазонов изменения параметров импульсного воздействия, в соответствии с формулой (1.13), график распределения величин изменения ресурса ΔR изоляции ПЭД приведён на рисунке 1.4.

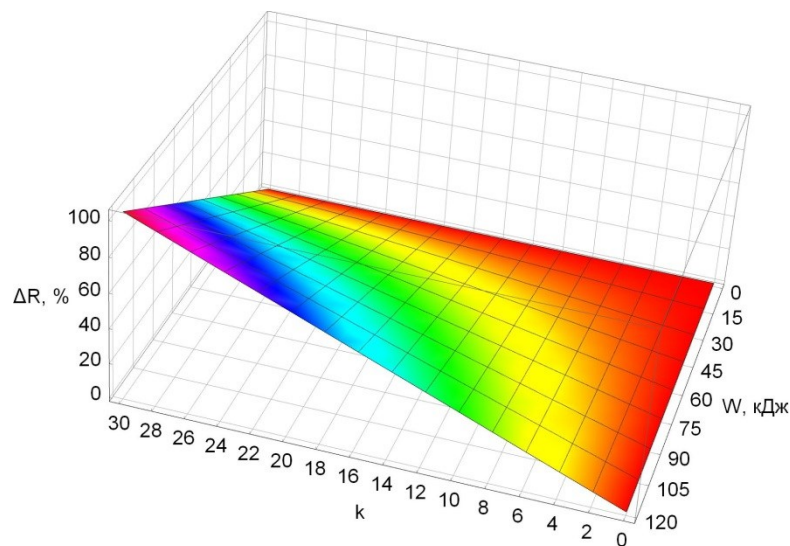


Рисунок 1.4 – Распределения величин изменения ресурса ΔR изоляции ПЭД при воздействии импульсных перенапряжений

Приборы контроля фиксируют величины коэффициента мощности, мгновенных значений напряжения и тока на низкой стороне ТП 6/0,4 кВ. и передаются на информационные входы микроконтроллера через АЦП. В памяти

микроконтроллера формируется массив принятых параметров с привязкой ко времени. Обработка массива параметров выполняется следующим образом.

1. За указанный интервал времени определяются установившиеся (рабочие) величины напряжения U_0 , тока I_0 и коэффициента мощности $\cos \varphi_0$, на основе которых вычисляется потребляемая при нормальном режиме работы мощность P_0 согласно выражению:

$$P_0 = U_0 I_0 \cos \varphi_0 \quad (1.14)$$

2. С заданной точностью ε_u и ε_i по напряжению и току соответственно фиксируется момент возникновения t_n импульса перенапряжения, его длительность Δt_n , количество грозовых импульсов N_n , вызванных грозовым воздействием.
3. Рассчитывается выраженная в относительных единицах энергия W_n^* , рассеиваемая изоляцией электрооборудования 0,4 кВ, подключённого к контролируемым шинам ТП:

$$W_n^* = \frac{W_n}{P_0 \cdot \Delta t_n} = \frac{\sqrt{3}}{P_0 \cdot \Delta t_n} \int_{t_n}^{t_n + \Delta t_n} ui dt \quad (1.15)$$

4. Вычисляется остаточный ресурс изоляции ПЭД определяется выражением [33, 34]:

$$R = 1 - \sum_n \Delta R_n = 1 - \sum_n W_n^* \cdot N_n, \quad (1.16)$$

где n – номер воздействия на изоляцию ПЭД.

Приведённый выше метод позволяет получить обобщённую оценку остаточного ресурса изоляции с использованием специальных средств измерения.

Известны различные защитные аппараты и места их установки для снижения кратности импульсных перенапряжений и увеличения срока службы электрооборудования (например, для надёжной защиты электрических машин

желательна установка защитных аппаратов непосредственно на их выводах). Существующие на данный момент технические решения, направленные на защиту изоляции погружного электрооборудования нефтедобывающих скважин, представлены только в виде наземного оборудования, устанавливаемого на трансформаторных подстанциях или на воздушных линиях, подходящих к станции управления скважин. Такое решение не позволяет ограничивать перенапряжения в изоляции погружных электродвигателей УЭЦН, что приводит к преждевременному выходу их из рабочего состояния. Поэтому для погружных электродвигателей, работающих в нефтяной скважине и имеющих специализированное конструктивное исполнение, в [36, 37] предложен способ установки погружного защитного аппарата непосредственно на зажимах ПЭД. Погружные ограничители перенапряжения (ОПН) позволят сгладить крутизну импульса, снизить кратность перенапряжений и количество отказов, связанных с электрическим пробоем и со снижением сопротивления изоляции погружного электрооборудования в составе УЭЦН, тем самым повысить надёжность работы УЭЦН на величину порядка 13% и снизить общие затраты на эксплуатацию скважин (ремонт и расходные материалы, простой оборудования) на величину порядка 5%.

Снижение кратности напряжений и токов при установке погружного ОПН проанализировано на базе разработанной в среде MATLAB Simulink [38] имитационной модели электропитания ПЭД [39], результаты моделирования приведены на рисунке 1.5. Также кратность напряжений и токов при импульсных перенапряжениях в существенной степени определяется сопротивлением растеканию тока заземлителя наземных ОПН как показано на рисунке 1.6.

При этом, необходимо разработать метод контроля состояния изоляции ПЭД, позволяющий оценить остаточный ресурс изоляции без внесения изменений в конструкцию ПЭД и подъёма его на поверхность.

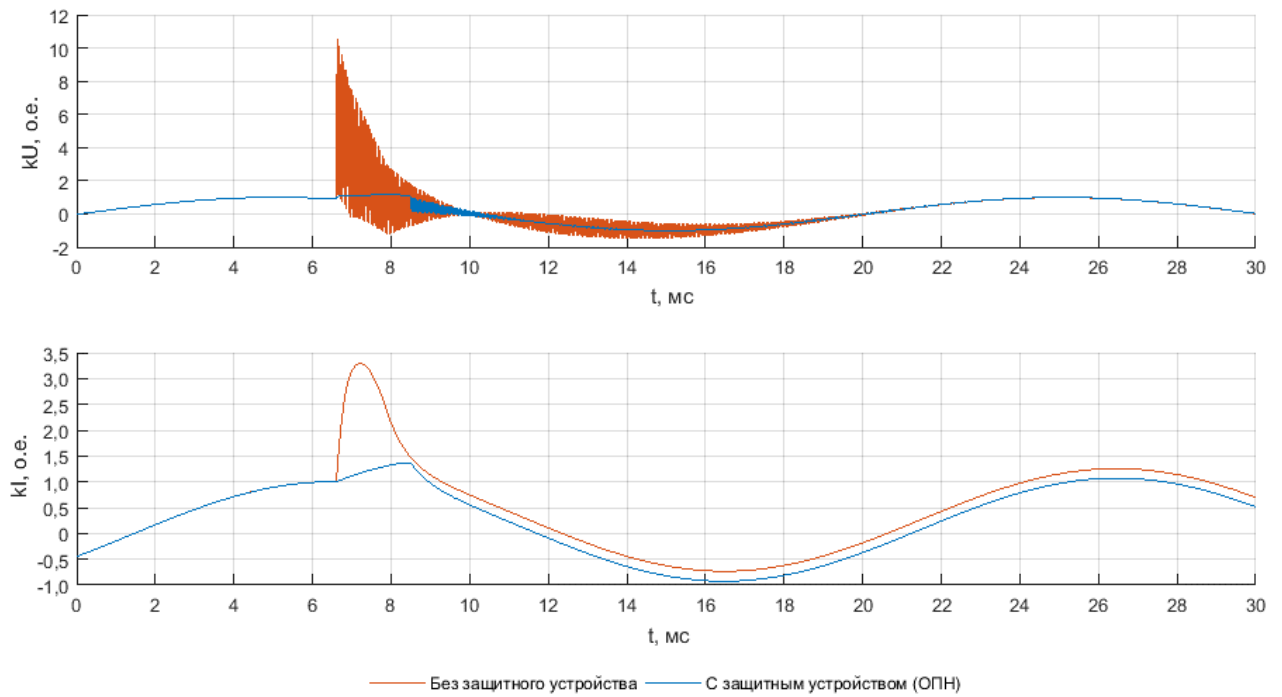


Рисунок 1.5 – Осциллограммы напряжений и токов статорной обмотки ПЭД при отсутствии и наличии погружного ОПН

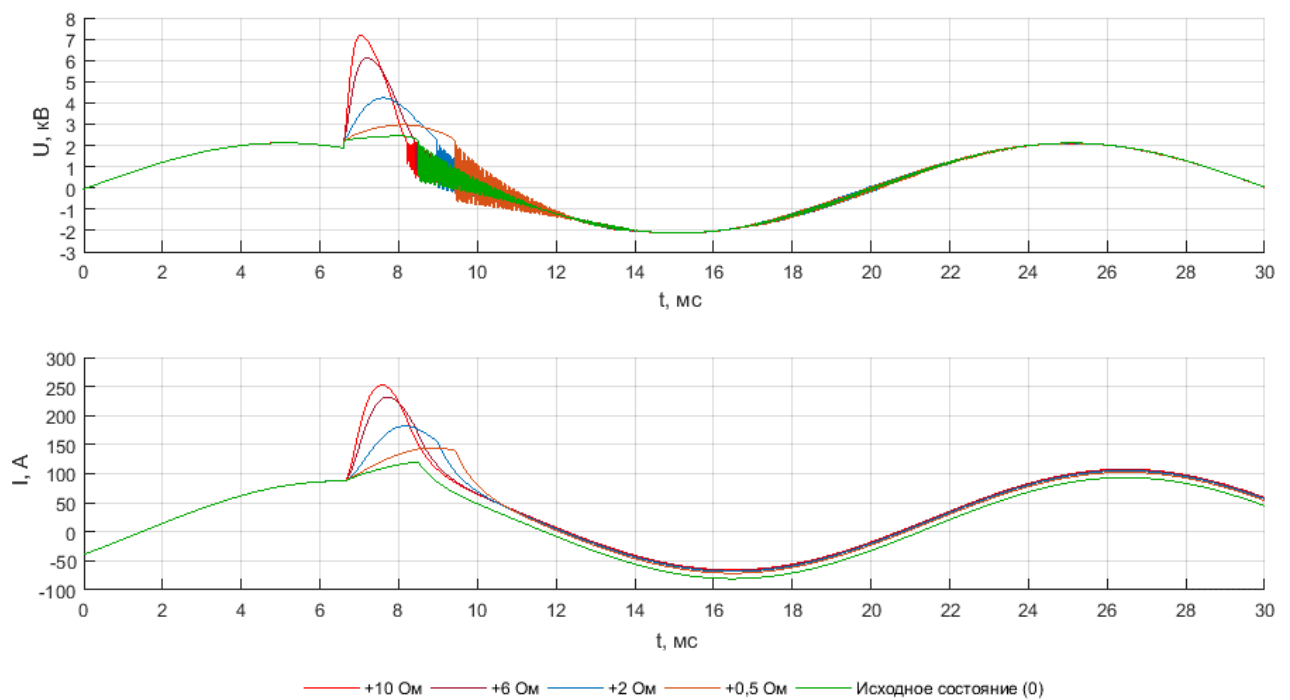


Рисунок 1.6 – Осциллограммы напряжений и токов статорной обмотки ПЭД при изменении сопротивления растеканию тока заземлителя

Система контроля позволит вести учёт количества импульсных перенапряжений, оказывающих влияние на конкретный электродвигатель, с целью принятия обоснованных предупредительных мероприятий по ограничению количества определённых видов (внешних или внутренних) перенапряжений, что позволит оценить ресурс изоляции ПЭД и принять решение о целесообразности продолжения использования его в работе, проведения мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту для поддержания работоспособности или замене погружного электродвигателя. Диагностическая система позволяет произвести оценку остаточного ресурса изоляции ПЭД [40] при соответствующих параметрах импульсных перенапряжений и этим скорректировать план ремонтных работ службами эксплуатации нефтегазодобывающих предприятий.

1.3.2 Оценка воздействия перенапряжений на остаточный ресурс высоковольтных выключателей

Согласно нормативным документам, осмотры, техническое обслуживание и ремонт вакуумных выключателей выполняются с заранее заданной периодичностью. Периодичность может определяться инструкцией завода-изготовителя и, как правило, корректируется исходя из опыта эксплуатации. С другой стороны, имея статистику отказов вакуумных выключателей, периодичность технического обслуживания и диагностирования определяется по величинам сработки ресурса вакуумного выключателя или расчётным путём на основе математических моделей надёжности вакуумного выключателя и его отдельных конструктивных элементов.

С целью продления времени безотказной работы вакуумных выключателей и снижения затрат на эксплуатацию работе [41] выполнена оценка его остаточного ресурса. Под остаточным ресурсом вакуумного выключателя понимается суммарная наработка изделия от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

При наличии автономных регистраторов аварийных процессов [42], предназначенных для регистрации (фиксации) и хранения данных об аварийном событии, изменений параметров электромагнитных переходных и установившихся процессов в электрической сети или счётчиков числа коротких замыканий, оценка остаточного ресурса осуществляется по методике [43, 44], в которой не учитывается влияние числа и качества восстановительных ремонтов на оценку остаточного ресурса. Данное обстоятельство вносит существенную погрешность в определение остаточного ресурса по величинам сработки ресурса вакуумного выключателя, как показано на рисунке 1.7.

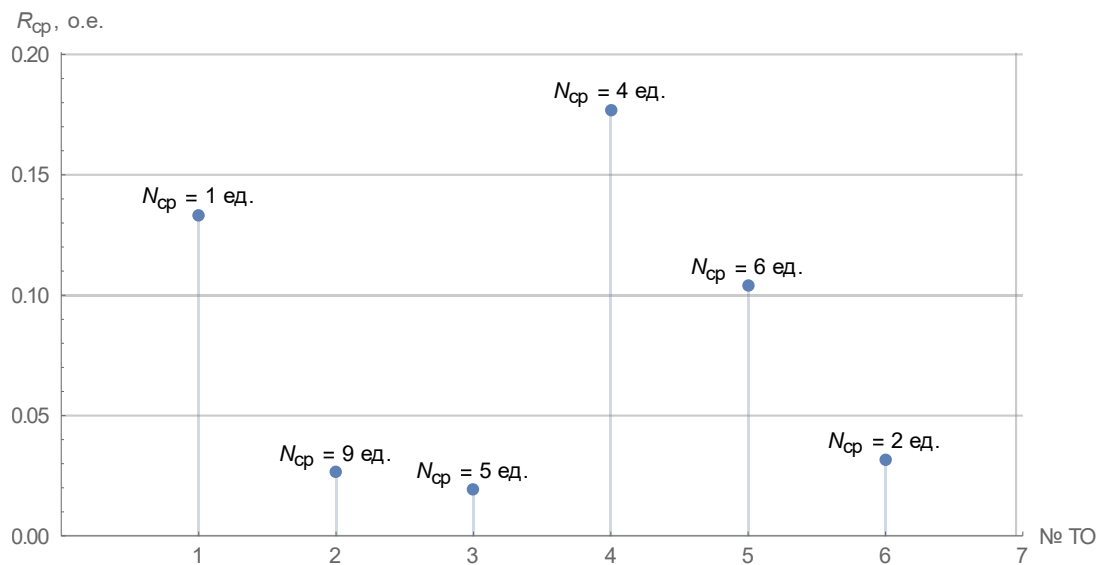


Рисунок 1.7 – График изменения сработки $R_{ср}$ ресурса вакуумного выключателя от числа срабатываний $N_{ср}$ определяемых при техническом обслуживании

Согласно рисунку 1.7 величина сработки ресурса вакуумного выключателя в существенной степени определяется условиями коммутации – величиной коммутационного тока и временем гашения электрической дуги, а не только их количеством коммутаций. Основной причиной сработки ресурса выключателя является эрозия контактов, величина которой зависят от величины коммутируемых токов, временем гашения электрической дуги и числом коммутаций, поэтому учёт сработанного ресурса и определение остаточного ресурса высоковольтного выключателя должен базироваться на определении

энергии, выделяемой в выключателе в момент коммутации. Выделяемая при коммутации энергия прямо пропорциональна квадрату коммутируемого тока, переходному сопротивлению, времени горения электрической дуги [34] согласно закону Джоуля-Ленца.

На рисунке 1.8 показан график прогнозирования остаточного ресурса вакуумного выключателя и изменение величины остаточного ресурса в зависимости от числа срабатываний вакуумного выключателя. Увеличение остаточного ресурса (точки 4 и 6) связано с проведением восстановительных работ.

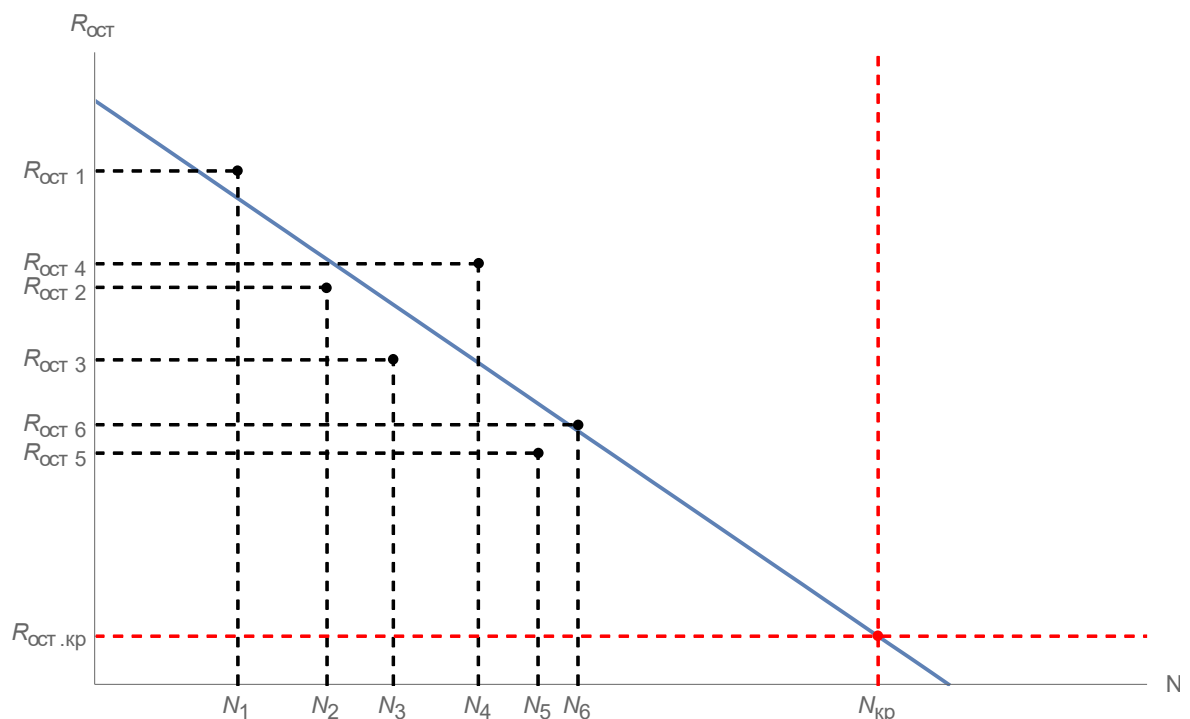


Рисунок 1.8 – График прогнозирования остаточного ресурса вакуумного выключателя

Повышение точности прогнозирования достигается путём учёта фактических эксплуатационных параметров (количество срабатываний, величины коммутируемых токов, времени горения дуги), передаваемые автономными регистраторами аварийных процессов [41].

Срок службы T вакуумного выключателя в фактических условиях эксплуатации

$$T = \frac{N_{кр}}{w}, \quad (1.17)$$

где $N_{кр}$ – количество числа срабатываний вакуумного выключателя при достижении минимально допустимой (предельной) $R_{ост.кр}$ величины остаточного ресурса; $w = \Delta N / \Delta t$ – число срабатываний ΔN вакуумного выключателя за время Δt (определяется при проведении технического обслуживания).

Таким образом, прогнозируемое время работы вакуумного выключателя определяется выражением:

$$t_{ост} = T - t = \frac{N_{кр}}{\Delta N} \Delta t - t, \quad (1.18)$$

где t – время эксплуатации вакуумного выключателя.

Прогнозирование остаточного ресурса выключателей напряжением 6(10) кВ нефтяных промыслов на основе данных автономных регистраторов аварийных процессов позволит повысить отказоустойчивость системы электроснабжения нефтяных промыслов на 8-10 % и осуществить перевод вакуумных выключателей на систему технического обслуживания по техническому состоянию, как более экономичную по сравнению с системой планово-предупредительных ремонтов.

1.4 Анализ применения микропроцессорных средств для диагностирования замыканий воздушных линий электропередачи

Внедрение технических средств определения места повреждения началось в нашей стране в 60-х годах и в настоящее время широко используются при эксплуатации воздушных линий электропередачи всех классов напряжений. В зависимости от класса напряжения различают технические средства определения места повреждения в электрических сетях с большими токами замыкания на землю (110-220 кВ) и с малыми токами замыкания на землю (6-35 кВ).

Электрические сети с большими токами замыкания на землю характеризуются достаточно большой протяжённостью; применяемые методы и технические средства определения места повреждения основаны на измерении и запоминании параметров аварийного режима (токов и напряжений прямой, обратной и нулевой последовательности) и вычислении расстояния до мест повреждения; используются, как правило, двусторонние методы, основанные на фиксации токов и напряжений по концам воздушной линии электропередачи. При повреждении на контролируемой линии технические средства определения места повреждения осуществляют в режиме реального времени только функции измерения и запоминания токов и напряжений аварийного режима, обработка результатов измерений выполняется уже после отключения воздушной линии электропередачи устройствами релейной защиты и автоматики.

Широкое распространение в электрических сетях получили методы диагностирования и локализации места короткого замыкания, основанные на контроле параметров нулевой последовательности чередования фаз токов, одним из недостатков которых связан с невозможностью расчёта расстояния до места междуфазного замыкания.

Диагностирование и локализация междуфазных повреждений осуществляется топографическими, стационарными и дистанционными техническими устройствами. В качестве последних применяются омметры и фиксирующие приборы обратной последовательности чередования фаз напряжения и тока. Используемые омметры измеряют сопротивление петли короткого замыкания, которое отображают в единицах расстояния (километрах) до места повреждения. Фиксирующие приборы применяются для измерения величин тока (напряжения) нулевой и обратной последовательностей чередования фаз. При возникновении междуфазного короткого замыкания зафиксированная величина тока (напряжения) обратной последовательности сравнивается с результатами предварительного расчёта математической модели электрической сети при различных точках возникновения короткого замыкания. В зависимости от топологии электрической сети, особенностей конструкции, параметров

контролируемой линии для определения места повреждения посредством фиксирующих устройств применяются методы односторонних или двухсторонних измерений параметров аварийного режима.

Следовательно, точность определения расстояния до места повреждения зависит не только от количества точек измерения, погрешности результатов измерения величины тока (напряжения), но и от качества математической модели электрической сети, включая достоверность её параметров при конкретных внешних условиях в момент возникновения замыкания.

Таким образом, внедрение фиксирующих приборов для решения задачи определения места повреждения электрических сетей напряжением 6-750 кВ, повышение достоверности применяемых с ними математических моделей сети являются важными факторами повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения потерь электроэнергии в линиях электропередачи, обеспечения безопасности обслуживания и экономичности эксплуатации энергосистемы.

В связи с разветвлённостью электрической сети однозначная локализация их места повреждения дистанционными техническими устройствами, как правило, затруднена либо невозможна, поэтому дополнительно применяются указатели повреждённого участка, относящиеся к группе топографических устройств, которые, в основном, устанавливаются на ответвлениях воздушной линии и срабатывают при превышении заданной уставки по току. Также, указатели повреждённого участка применяются как самостоятельные технические устройства определения места повреждения и устанавливаются в таком случае не только на ответвлениях, но и на магистральной части воздушной линии электропередачи.

На рисунке 1.9 показано распределение основных производителей на рынке России производства и применения микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики с функцией диагностирования воздушных линий электропередачи.

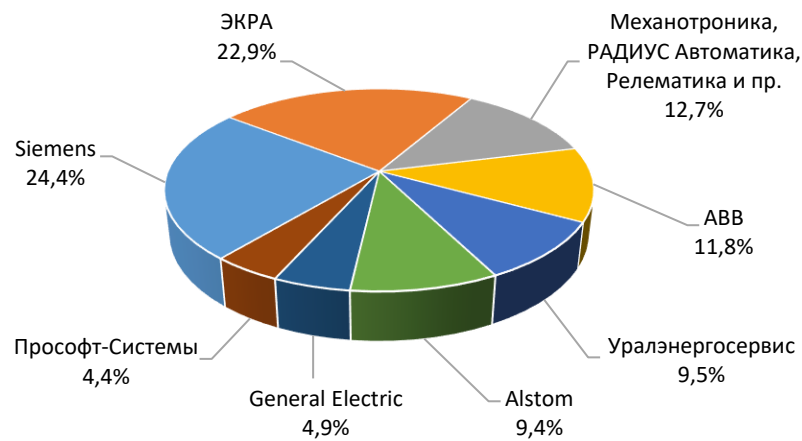


Рисунок 1.9 – Основные производители микропроцессорных устройств РЗА

Анализ современных микропроцессорных устройств РЗА, применяемых в России, показал, что основную долю рынка 24,3% составляют микропроцессорные устройства РЗА Siemens и 22,9% Экра. Следует отметить, что отечественный производитель РЗА закупает часть комплектующих за рубежом у известных производителей и тем самым обеспечивается высокий уровень качества устройств, ничем не уступающих зарубежным аналогам [45]. Кроме того, они не в полной мере учитывают геометрические параметры линии электропередачи и изменения первичных параметров линии под влиянием природно-климатических факторов [45].

В частности, блоки микропроцессорной релейной защиты построены на основе аналого-цифровой и микропроцессорной элементной базы и предназначены для выполнения функций релейной защиты и автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6-35 кВ, а также для использования в качестве устройств резервной защиты и автоматики присоединений 110-220 кВ.

Комплектное устройство защиты и автоматики «ТОР-200» предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, местного и дистанционного управления, измерения, сигнализации, регистрации, осциллографирования, диагностирования выключателей, а также необходимых блокировок присоединений 6-35 кВ. В энергонезависимую память записывается,

кроме вышеперечисленного, состояние внутренних логических сигналов, выходных реле и состояние внешних сигналов, поданных на дискретные входы.

Микропроцессорное устройство "Сириус" предназначено для релейной защиты и противоаварийной автоматики воздушных и кабельных линий распределительных сетей с изолированной или компенсированной нейтралью напряжением 6-35 кВ и трансформаторов собственных нужд подстанций. Устройство содержит токовую защиту от междуфазных коротких замыканий, от однофазных замыканий на землю и от несимметричных режимов, в том числе от обрыва проводов; автоматику резервирования отказа выключателей в действии на отключение короткого замыкания, автоматику двукратного повторного включения выключателей. Устройство определяет расстояние до мест коротких замыканий и обеспечивает информацией, необходимой для анализа развития, последствий и ликвидации аварийных ситуаций.

Реализацию функции определения места повреждения рассмотрим на примере микропроцессорного устройства Сириус-2-ОМП, предназначенного для определения места повреждения при междуфазных замыканиях в линиях 6-35 кВ с односторонним питанием (радиальные линии). В качестве основного критерия возникновения повреждения воздушной линии электропередачи используется критерий «резистивности повреждения», то есть равенство нулю реактивной мощности в ветви предполагаемого повреждения. Задача определения места повреждения можно разделена на несколько пунктов: описание параметров защищаемой линии и ответвлений; сворачивание ответвлений и получение защищаемой линии в виде, представленном на рисунках 1.10-1.12; по известным токам и напряжениям короткого замыкания нахождение точки на линии, в которой реактивная мощность равна нулю.

Для расчётов параметров и нахождения коэффициентов схемы замещения составлена схема защищаемой сети.

Рассмотрим структуру файла конфигурации расчёта уставок функции определения места повреждения.

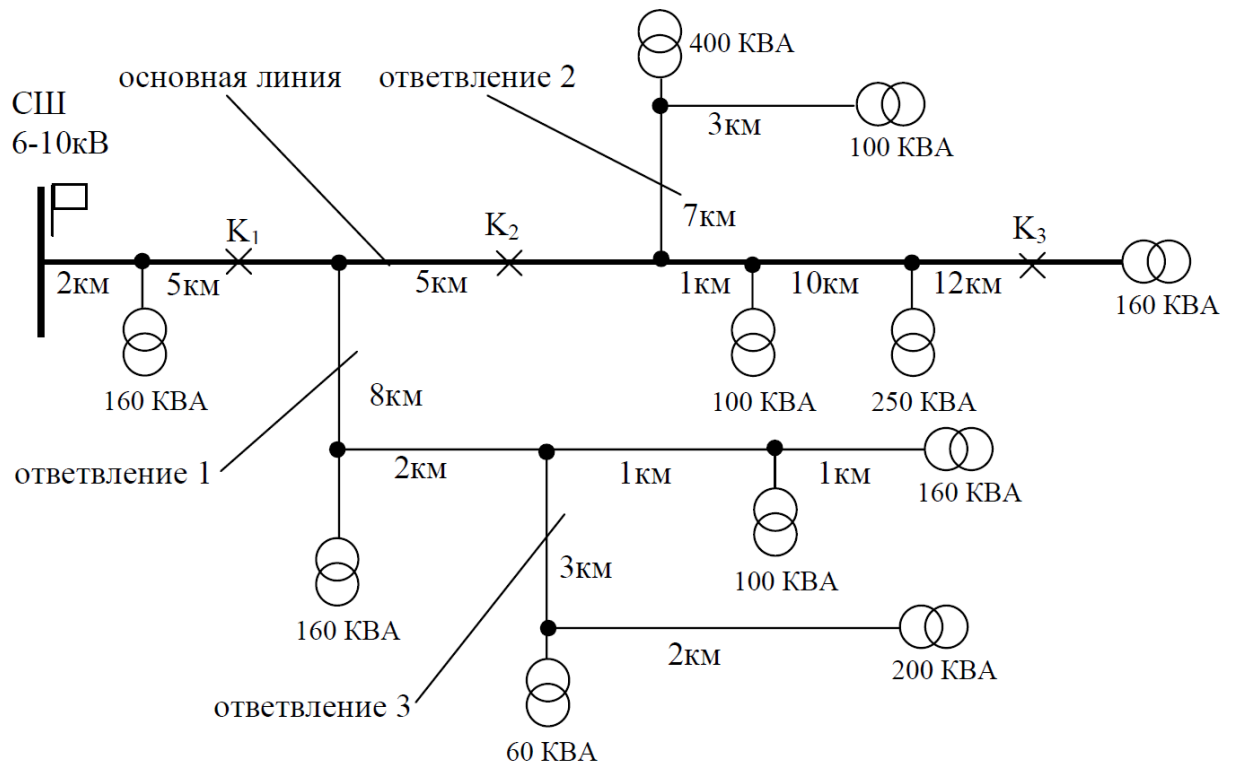


Рисунок 1.10 – Структурная схема электрической сети

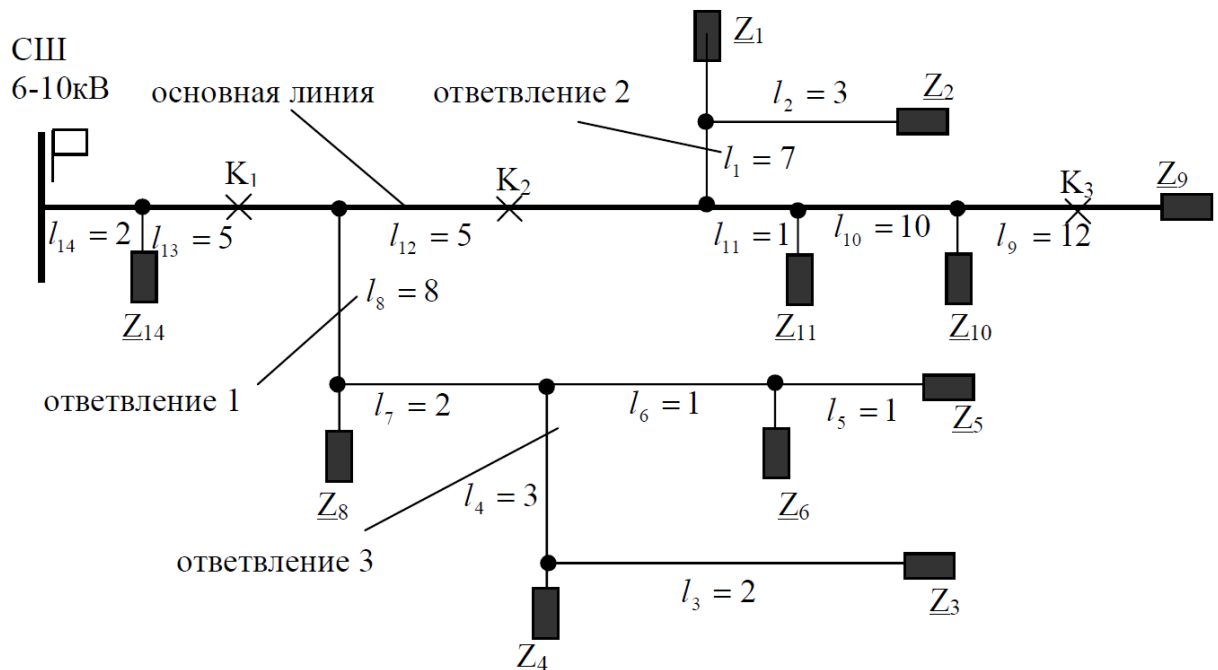


Рисунок 1.11 – Схема замещения электрической сети

Принцип составления линии состоит в следующем. Структурная схема разбивается на одну или несколько линий. Линия – участок сети, содержащий, как минимум один участок линейных проводов (или несколько последовательных

участков) и одну или несколько отпаяк. Если отпайка подключается к линии через участок линейных проводов, то она выделяется в отдельную линию.

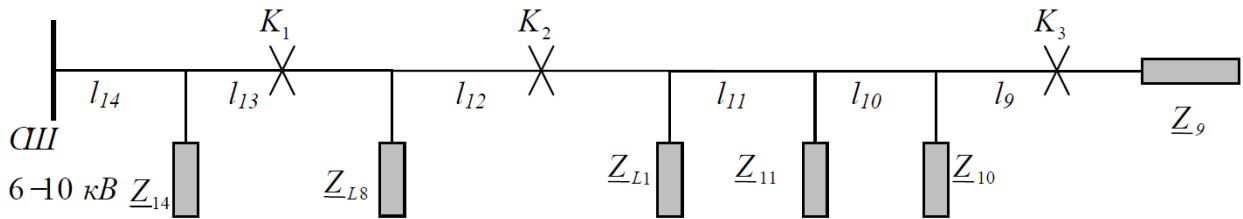


Рисунок 1.12 – Расчётная эквивалентная схема замещения электрической сети

Например, элементы L1, L2, Z1, Z2 могут быть рассмотрены как одна линия в последовательности: L1, Z1 (отпайки без участков проводов), L2, Z2. Те же самые элементы могут быть представлены как две отдельные линии: 1-я линия L1, Z1 и 2-я линия (подсоединённая к первой) – L2, Z2.

Основные требования при составлении файла описания:

1. При описании необходимо стремиться к минимизации числа линий (ответвлений);
2. Линии и ответвления описываются поочерёдно в направлении от места установки терминала (сначала описывается ответвление 1, затем ответвление 2);
3. Первой описывается основная линия, затем описываются ответвления от основной линии;
4. Если ответвления также содержат несколько ответвлений, то они также должны быть описаны в порядке удаления от места установки терминала;
5. Расстояние до начала ответвления указывается от начала линии на которой находится ответвление.

Так на рисунках 1.10-1.12 основная линия включает в себя следующие элементы: L14, Z14, L13, L12, L11, Z11, L10, Z10, L9, Z9. Вторая линия (ответвление 1) состоит из линейных участков: L8, Z8, L7, L7, L6, Z6, L5, Z5 (подсоединяется к основной линии на расстоянии 7 км от места установки терминала). Для третьей линии (ответвление 2): L1, Z1, L2, Z2 (подсоединяется к

основной линии на расстоянии 12 км от места установки терминала). Четвертая линия (ответвление 3): L4, Z4, L3, Z3 (подсоединяется к основной линии на расстоянии 10км от начала второй линии).

Файл конфигурации включает в себя следующие основные разделы:

1. [ModelSettings] – задаёт общие характеристики сетевого района, приведённые в таблице 1.2.
2. [Line-<LN>] – общие параметры линии (LN – порядковый номер линии), описанные в таблице 1.3.
3. [Line-<LN>, Section-<S>] – параметры элемента структурной схемы (LN – порядковый номер линии, S – порядковый номер элемента схемы для линии LN). Параметры элемента структурной схемы описаны в таблице 1.4.

По изложенному выше принципу описываются все элементы структурной схемы. Следует отметить, что необходимо точно и правильно создавать файл конфигурации, так как неправильное или некорректное задание значений может, в худшем случае, привести к неправильному расчёту коэффициентов, что скажется на достоверности определения места повреждения. Чем точнее задаются данные в файле конфигурации, тем точнее в конечном итоге получается результат.

Таблица 1.2 – Общие параметры структурной схемы сетевого района

Параметр	Значение	Обозначение в файле конфигурации	Примечание
Напряжение U_{nn} , кВ	10	$U_{nn}=10,00$	
Напряжение U_k , %	6,5	$U_k=6,50$	Для всех отпаечных трансформаторов
$\cos\varphi$	0,8	$\cos\varphi_i=0,80$	
Параметры линии	$R1=(0,603\div 1,8)=1,2015(\text{Ом/км})$	$Z1=1,0215\ 0,366$	Приняты усреднённые значения
	$X1=(0,337\div 0,395)=0,366(\text{Ом/км})$		
	$B1=(2,83\div 3,31)\cdot 10^{-6}=3,07\cdot 10^{-6}(\text{Ом/км})$	$B1=0$ 0,00000307	
Число линий	4	$\text{NumLines}=4$	

Таблица 1.3 – Общие параметры линии

Параметр	Комментарий
ConnectPoint	<p>Задаёт расстояние от начала линии, к которой присоединяется ответвление, до начала ответвления</p> <p>Для линии с номером 1 игнорируется</p> <p>Для ответвления 2: $ConnectPoint = L14+L13+L12 = 12$ км</p> <p>Для ответвления 3: $ConnectPoint = L8+L7 = 10$ км</p>
ConnectToLine	<p>Задаёт номер линии, к которой присоединяется линия. Игнорируется линия с номером 1</p> <p>Для ответвления 2: $ConnectToLine = 1$ (к основной линии)</p> <p>Для ответвления 3: $ConnectToLine = 3$ (номер ответвления 1)</p>
NumSections	<p>Количество элементов в описываемой линии</p> <p>Для линии 1: $NumSections=10$</p> <p>Для ответвления 1: $NumSections=4$</p>

Таблица 1.4 – Параметры элемента структурной схемы

Параметр	Комментарий
Line	Указывает принадлежность элемента (отпайки, участка линии) к определенной линии
Section	Порядковый номер элемента от начала линии
ScnType	Тип элемента: 0 – отпайка, 1 – участок линии
Length	Длина участка линии, км; для отпайки игнорируется
S	Мощность нагрузки, кВА; для участка линии игнорируется
Kload	Коэффициента загрузки, о.е.; для участка линии игнорируется

Анализ принципов и способов определения места повреждения с применением микропроцессорных устройств и литературных источников по диагностированию воздушных линий электропередачи показал, что

1. Как правило, в процессе определения места повреждения используются указанные в конструкторской документации параметры воздушной линии электропередачи без учёта изменения параметров проводов, линейной изоляции и опор воздушной линии электропередачи в процессе эксплуатации.
2. В подавляющем большинстве способов определения места повреждения не учитывается реальная характеристика переходного сопротивления в месте возникновения повреждения.

3. Не учитывается затухание локационных импульсов при определении места повреждения воздушной линии электропередачи.
4. За исключением волновых методов определения места повреждения не учитываются отражения электромагнитной волны в воздушной линии электропередачи.
5. Не учитываются конструктивные особенности опор, линейной изоляции воздушной линии электропередачи и влияние природно-климатических факторов на первичные параметры воздушной линии электропередачи.
6. Разработанные системы определения места повреждения хорошо адаптированы к одиночной воздушной линии электропередачи, однако не учитывают особенности фидеров древовидной структуры и внешние влияющие факторы.

1.5 Обзор исследований в области диагностирования воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ

Задача достижения высокой точности локализации места повреждения воздушной линий электропередачи является одинаково важной для энергосбытовых компаний и потребителей электроэнергии и направлена на обеспечение требуемого качества передаваемой электрической энергии и надёжности работы потребителей [46]. Как правило, повреждения воздушных линий являются механическими и для восстановления нормального режима работы электрической сети требуют устранения, причём одним из факторов, влияющих на скорость устранения повреждения является точность локализации его места.

Простейший способ для определения местоположения повреждения заключается в обходе вдоль трассы линии электропередачи. Низкая эффективность указанного способа обусловлена высокой длительностью и стоимостью; также применение способа опасно в труднопроходимых районах и

при неблагоприятных метеоусловиях. Более совершенные способы определения места повреждения воздушной линии электропередачи основываются на применении технических средства локализации повреждения, обычно являющихся частью цифрового защитного реле, расположенного на электростанциях или трансформаторных подстанциях [47-50].

Классификация наиболее распространённых методов определения места повреждения воздушной линии электропередачи [13-17, 51-56] приведена на рисунке 1.13.



Рисунок 1.13 – Классификация методов определения места повреждения воздушной линии электропередачи

Методы определения места повреждения воздушной линии электропередачи делятся на дистанционные и топографические. Последние предполагают определение места повреждения непосредственно при движении вдоль воздушной линии, и технические средства топографического поиска находятся в распоряжении поисковой бригады. Дистанционные методы основаны

на применении указывающих расстояние до места повреждения технических приборов и устройств, устанавливаемых на электростанциях и трансформаторных подстанциях. В зависимости от диапазона рабочих частот применяемых технических устройств дистанционные и топографические методы классифицируют как низкочастотные (от нуля до нескольких килогерц) и высокочастотные (более десяти килогерц).

Топографические методы и соответствующие технические устройства используются ремонтными службами и не имеют отношения к работе служб релейной защиты. Электромеханический метод является одним из низкочастотных топографических методов и основан на регистрации механических усилий, создаваемых током короткого замыкания. Электромеханические указатели монтируются на опорах воздушных линий и в случае возникновения тока короткого замыкания выбрасывают бленкер, состояние которого проверяет поисковая бригада при обходе линии.

Применение метода стоячих волн связано с измерением полного входного сопротивления повреждённой воздушной линии в широком диапазоне частот и основано на известной математической зависимости расстояния до места замыкания или обрыва от расстояния между резонансными частотами – максимумами и минимумами входного сопротивления [56-60].

Принцип действия импульсных методов основан на измерении интервалов времени распространения импульсов – электромагнитных волн – по проводам воздушной линии, при этом скорость распространения волны зависит от количества и взаимного расположения проводов и тросов, их материала, линейных размеров, удалённости от поверхности земли и удельного электрического сопротивления грунта. Отличие скорости распространения электромагнитной волны от скорости света обусловлено наличием в проводе активных потерь, ненулевым сопротивлением грунта и наличием атмосферы. Таким образом, точность импульсных методов локализации места повреждения связана с точностью фиксации времени и определения скорости распространения импульса. Импульсный метод отснят локационным, если применяется специально

сгенерированный зондирующий импульс и к волновым, если используется импульс, являющийся следствием возникшего повреждения воздушной линии.

В основу локационных методов положено измерение интервала времени между моментом генерации зондирующего электрического импульса и моментом фиксации в начале линии импульса, отражённого от места повреждения [61]. За это время t импульс прошёл двойное расстояние до места повреждения, что при известной скорости его распространения v позволяет рассчитать расстояние x от начала линии до места повреждения: $x = v t / 2$.

Волновые методы в свою очередь подразделяются на односторонние и двухсторонние. Волновые методы односторонних измерений основаны либо на измерении времени между приходами фронта электромагнитных волн первого и второго отражений от места повреждения, либо изменении задержки времени между моментами фиксации отражённых волн, прошедших по каналам «фаза-фаза» и «фаза-земля». Волновой метод двусторонних измерений основан на измерении интервала времени между моментами фиксации на двух концах воздушной линии фронтов электромагнитных волн, образованных в месте повреждения, при этом необходима синхронизация отсчёта времени на двух концах линии с высокой точностью посредством генерации специальных синхронизирующих сигналов, что является сложной технической задачей.

Методы локализации места повреждения по параметрам аварийного режима основаны на регистрации параметров аварийного режима воздушной линии электропередачи и применении математической модели электрической сети, полнота и достоверность параметров которой непосредственно влияют на точность определения расстояния до места повреждения.

Необходимо отметить, что возникающие ошибки в процессе применения методов локализации повреждения обусловлены, в том числе, классом точности, частотой дискретизации применяемых технических устройств и внешними факторами, при этом ошибка может заключаться и в величине, и в знаке. Вследствие этого, при групповом использовании нескольких методов возможна взаимная компенсация ошибок и соответственно повышение точности

определения расстояния до места повреждения [50]. Тем не менее, в отечественной и зарубежной практике каждое программное и аппаратное устройство определения места повреждения использует для всей длины воздушной линии единственный метод локализации повреждения. Очевидно, что использование группы методов, а в особенности набора специальных групп для каждого участка разнородной воздушной линии электропередачи, позволит значительно повысить точность определения расстояния до места повреждения. Информационной базой для повышения точности определения места повреждения могут стать имитационные модели, которые учитывают особенности каждой конкретной воздушной линии электропередачи либо отдельных её участков, а также и особенности режима работы. Применение полных достоверных имитационных моделей позволит провести сравнительный анализ ошибок и точности используемых методов определения места повреждения воздушной линии электропередачи, а также обосновать преимущества предлагаемого способа.

Таким образом, анализ литературных источников по диагностированию воздушных линий электропередачи, принципов и способов определения места повреждения с применением микропроцессорных устройств показал:

1. В большинстве случаев в процессе определения места повреждения используются указанные в конструкторской документации параметры воздушной линии электропередачи без учёта изменения параметров проводов, линейной изоляции и опор воздушной линии электропередачи в процессе эксплуатации. Подавляющее большинство способов определения места повреждения не учитывает реальную характеристику переходного сопротивления в месте возникновения повреждения; не учитывают конструктивные особенности опор, линейной изоляции воздушной линии электропередачи и влияние природно-климатических факторов на первичные параметры воздушной линии электропередачи.
2. За исключением волновых методов определения места повреждения не учитываются отражения электромагнитной волны в воздушной линии

электропередачи. Не учитывается затухание локационных импульсов при определении места повреждения воздушной линии электропередачи.

В диссертационном исследовании поставлены следующие задачи:

1. Разработать математическую модель электрической сети с изолированной нейтралью для расчёта переходных процессов вследствие возникновения однофазных замыканий на землю и обрывов воздушной линии в различных точках фидера древовидной структуры с учётом отпаек и внешних воздействий.
2. Разработать методику определения ответвления (фидера) воздушной линии электропередачи, на котором произошло однофазное замыкание на землю в следствие перекрытия линейной изоляции либо обрыва провода линии с образованием замыкания на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью.
3. Разработать программное обеспечение комплекса определения места повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ с учётом конструктивных особенностей и природно-климатических факторов.
4. Проведение исследования на лабораторном стенде и действующей электрической сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью.

Выводы по главе

1. Установлено, что аварийность воздушных линий электропередачи в 42% случаев обусловлена атмосферными перенапряжениями, приводящими к развитию однофазных замыканий на землю и обрыву проводов воздушных линий электропередачи.
2. Проведён анализ отечественной и зарубежной нормативно-технической документации, научно-исследовательских работ, который позволил выявить недостатки применяемых программных и аппаратных устройств определения места повреждения воздушных линий электропередачи и

обоснована необходимость учитывать специфику каждой конкретной линии и особенности режима её функционирования для повышения точности определения места повреждения.

3. Установлено, что при плановой системе технического обслуживания коэффициент готовности воздушных линий электропередачи составляет $K_r = 0,63$, при этом через время $T = 8800$ ч следует проводить восстановление работы продолжительностью $t_4 = 531$ ч.; величина функционала $J = 0,31$ невелика, что свидетельствует о недостаточно высокой эффективности плановой системы технического обслуживания. Показано, что переход на обслуживание по техническому состоянию воздушных линий электропередачи позволит снизить продолжительность восстановления в 8 раз и повысить эффективность технического обслуживания на 11%.
4. Получены зависимости, позволяющие прогнозировать остаточный коммутационный ресурс вакуумных выключателей напряжением 6(10) кВ и изоляции погружных электродвигателей электротехнического комплекса при воздействии на его воздушные линии электропередачи импульсных перенапряжений. Установлена зависимость остаточного ресурса изоляции ПЭД от величины энергии, выделенной при воздействии импульсов перенапряжений. Значения остаточного ресурса изоляции ПЭД позволяют скорректировать время проведения ремонтных работ.

Таким образом, необходимо разработать методику идентификации повреждённого фидера, включая выявление диагностического признака возникновения повреждения воздушной линии электропередачи с учётом её специфики и особенностей режимов функционирования.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПОВРЕЖДЁННОГО ФИДЕРА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Разработка математической модели электрической сети с изолированной нейтралью для расчёта переходных процессов

Воздушные линии электропередачи являются основой электрической сети, в существенной степени определяющие бесперебойность электроснабжения. При сложной топологии электрических сетей напряжением с изолированной нейтралью осложнено диагностирование места повреждения, в частности при однофазном замыкании на землю в следствие перекрытия линейной изоляции либо при обрыве линейного провода с образованием замыкания на землю [62, 63]. Безотказная работа воздушных линий не гарантируется даже при условии проведения периодических осмотров, профилактических измерений и испытаний. Задача повышения надёжности электрических сетей с изолированной нейтралью при значительной их протяжённости и сложности топологии может эффективно решаться применением специальных методов как для локализации, так и для вычисления расстояния до места повреждения воздушной линии.

Известно, что в следствие возникновения обрыва линейного провода воздушной линии, напряжение на электрооборудовании системы электроснабжения становится несимметричным, несмотря на наличие установленных симметричных источников питания и симметричных потребителей [63-65]. Согласно методу симметричных составляющих, несимметричную трёхфазную систему напряжений возможно разложить на эквивалентную сумму симметричных составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей чередования фаз [64, 66]. Напряжение обратной последовательности определяется линейными (продольными) индуктивностями линии, которых зависят исключительно от геометрических размеров петель, образованных линейными проводами воздушной линии, что, следовательно,

позволяет установить закономерности между величинами обратной последовательности напряжений на трансформаторных подстанциях и повреждённым фидером. С целью выявления таких закономерностей разработана схема замещения электрической сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью, приведённая на рисунке 2.1.

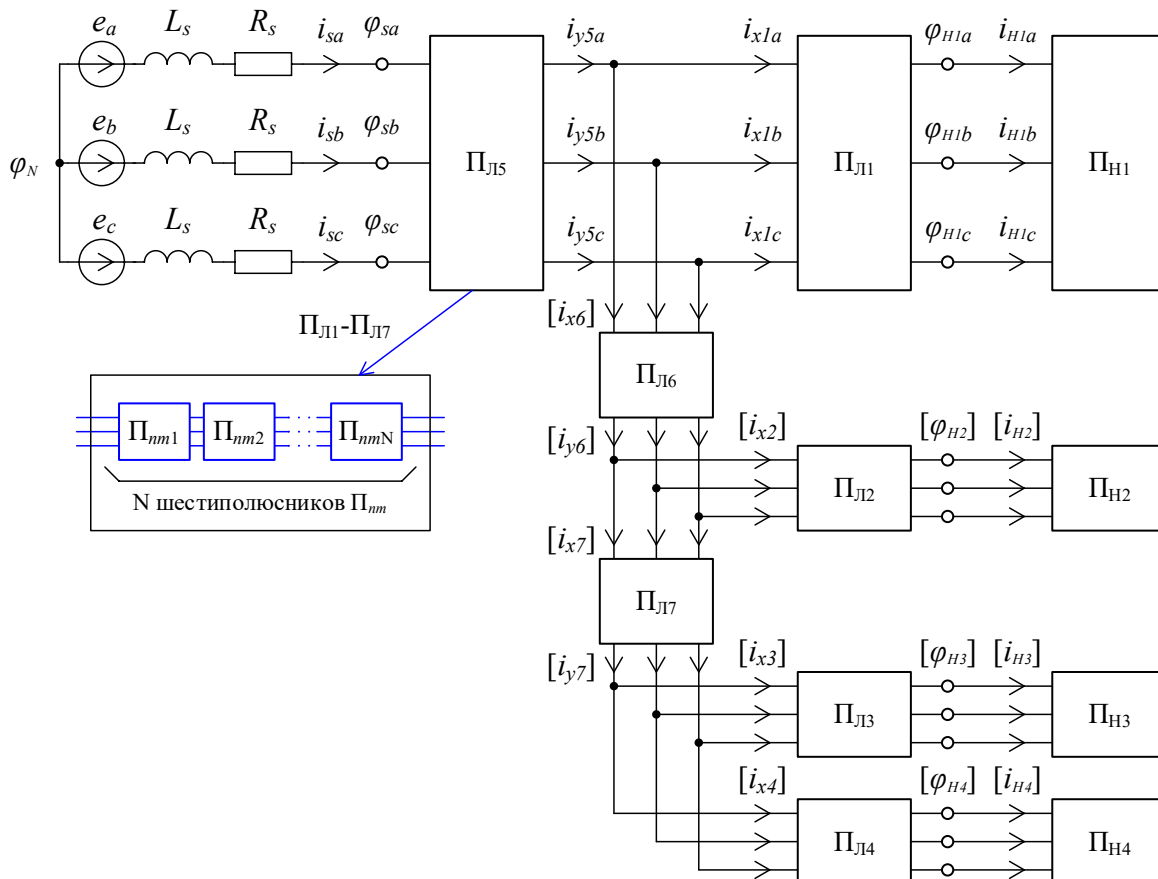


Рисунок 2.1 – Схема замещения электрической сети с изолированной нейтралью

Схема замещения электрической сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью состоит из трёхфазного симметричного источника напряжения, воздушных линий электропередачи, представленных шестиполюсниками $\Pi_{Л1}-\Pi_{Л7}$, и трёхполюсников симметричной активно-индуктивной нагрузки $\Pi_{Н1}-\Pi_{Н3}$ с коэффициентом мощности 0,9.

Каждый шестиполюсник $\Pi_{Л1}-\Pi_{Л7}$ является цепной схемой из шестиполюсников Π_{nm} , количество N которых определяется исходя из условия:

$$N \geq 8 \cdot l \cdot f_{\max} / v_{\phi}, \quad (2.1)$$

где l – длина воздушной линии; f_{\max} , v_{ϕ} – максимальная частота и фазовая скорость волны соответственно.

Схема замещения шестиполюсника Π_{nm} приведена на рисунке 2.2.

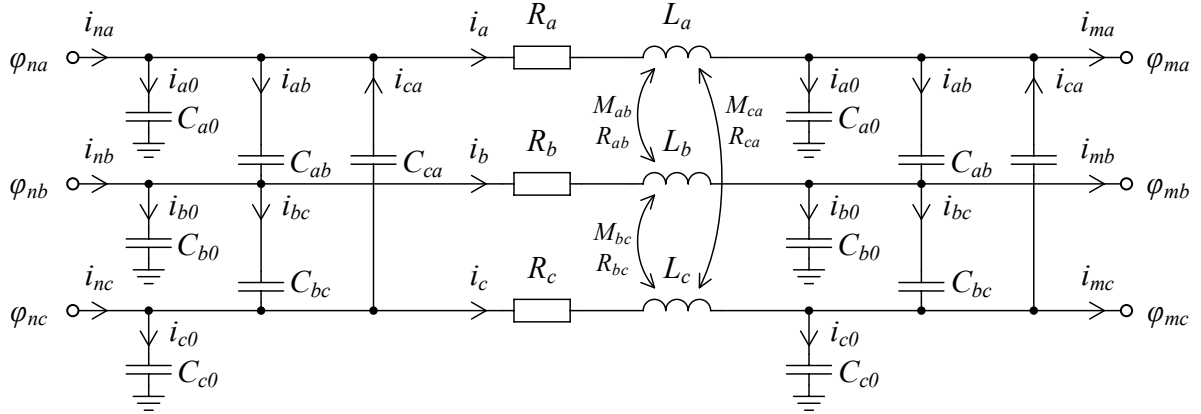


Рисунок 2.2 – Схема замещения шестиполюсника Π_{nm}
в составе цепной схемы шестиполюсников $\Pi_{Л11}$ - $\Pi_{Л17}$

Математическая модель шестиполюсника Π_{nm} в составе цепной схемы шестиполюсников $\Pi_{Л11}$ - $\Pi_{Л17}$, составленная по законам Кирхгофа и Ома, имеет вид:

$$\begin{cases} [\varphi_n] - [\varphi_m] = [R] \cdot [i] + [L] \cdot \frac{d}{dt}[i]; \\ [i_n] - [i] = [C] \cdot \frac{d}{dt}[\varphi_n]; \\ [i] - [i_m] = [C] \cdot \frac{d}{dt}[\varphi_m], \end{cases} \quad (2.2)$$

где $[R]$, $[L]$, $[C]$ – матрицы активных сопротивлений, индуктивностей и ёмкостей воздушной линии электропередачи соответственно, $[i]$, $[i_n]$, $[i_m]$ – матрицы продольных токов, входных и выходных токов шестиполюсника соответственно, $[\varphi_n]$, $[\varphi_m]$ – матрицы входных и выходных потенциалов шестиполюсника соответственно:

$$R = \begin{pmatrix} R_a & R_{ab} & R_{ac} \\ R_{ba} & R_b & R_{bc} \\ R_{ca} & R_{cb} & R_c \end{pmatrix}; \quad L = \begin{pmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ba} & L_b & M_{bc} \\ M_{ca} & M_{cb} & L_c \end{pmatrix}; \quad (2.3)$$

$$C = \begin{pmatrix} C_{a0} + C_{ab} + C_{ac} & -C_{ab} & -C_{ca} \\ -C_{ba} & C_{b0} + C_{ba} + C_{bc} & -C_{bc} \\ -C_{ca} & -C_{cb} & C_{c0} + C_{ca} + C_{cb} \end{pmatrix}; \quad (2.4)$$

$$i = \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix}; \quad i_n = \begin{pmatrix} i_{na} \\ i_{nb} \\ i_{nc} \end{pmatrix}; \quad i_m = \begin{pmatrix} i_{ma} \\ i_{mb} \\ i_{mc} \end{pmatrix}; \quad \varphi_n = \begin{pmatrix} \varphi_{na} \\ \varphi_{nb} \\ \varphi_{nc} \end{pmatrix}; \quad \varphi_m = \begin{pmatrix} \varphi_{ma} \\ \varphi_{mb} \\ \varphi_{mc} \end{pmatrix}. \quad (2.5)$$

Математическая модель трёхфазного источника напряжения имеет вид:

$$[e] + \varphi_N - [\varphi_s] = R_s \cdot [i_s] + L_s \cdot \frac{d}{dt}[i_s], \quad (2.6)$$

где $[e]$, $[\varphi_s]$, $[i_s]$ – матрицы ЭДС, выходных потенциалов и токов источника напряжения соответственно.

Математическая модель трёхполосников $\Pi_{Н1}$ - $\Pi_{Н3}$ трёхфазной симметричной активно-индуктивной нагрузки по схеме «звезда» имеет вид:

$$[\varphi_H] - \varphi_{N'} = R_H \cdot [i_H] + L_H \cdot \frac{d}{dt}[i_H], \quad (2.7)$$

где $[\varphi_n]$, $[i_n]$ – матрицы входных потенциалов и токов трёхполосников нагрузки соответственно.

Распределение токов в месте подключения каждой отходящей воздушной линии электропередачи описывается в соответствии с первым законом Кирхгофа:

$$[i_{y5}] - [i_{x1}] - [i_{x6}] = 0; \quad [i_{y6}] - [i_{x2}] - [i_{x7}] = 0; \quad [i_{y7}] - [i_{x3}] - [i_{x4}] = 0. \quad (2.8)$$

В разработанной математической модели электрической сети с изолированной нейтралью:

1. Однофазное замыкание на землю в следствие перекрытия линейной изоляции задают условием равенства нулю потенциала, соответствующего повреждённой фазе воздушной линии электропередачи, в матрице $[\varphi_n]$ либо $[\varphi_m]$.

2. При обрыве провода воздушной линии электропередачи с образованием однофазного замыкания на землю в дополнение к предыдущему условию задают равенство нулю тока повреждённой фазы в матрице $[i]$.
3. Начальные условия рассчитываются численными методами по установившемуся режиму перед возникновением повреждения воздушной линии электропередачи.
4. Переходные процессы после возникновения повреждения (коммутации) воздушной линии электропередачи рассчитываются численными методами, например, методами Эйлера или Рунге-Кутты.

На основе анализа результатов численного решения математической модели электрической сети с изолированной нейтралью – уравнений (2.1)-(2.8) – заполнена таблица 2.1 и установлены закономерности между величинами обратной последовательности напряжений на трансформаторных подстанциях и ответвлением воздушной линии электропередачи (фидером), на котором произошло однофазное замыкание на землю в следствие перекрытия линейной изоляции либо обрыва провода линии с образованием замыкания на землю [67]:

1. При повреждении магистрали электрической сети на всех трансформаторных подстанциях, подключённых до места повреждения, напряжения обратной последовательности значительно ниже, чем на подстанциях за местом повреждения.
2. При повреждении отходящей воздушной линии электропередачи наибольшее напряжение обратной последовательности соответствует подстанции, подключённой к повреждённой линии.
3. При повреждении отходящей воздушной линии электропередачи величина напряжения обратной последовательности прямо пропорциональна расстоянию от трансформаторной подстанции до места возникновения повреждения.

Таблица 2.1 – Напряжения обратной последовательности на трансформаторных подстанциях в зависимости от места обрыва провода

Место обрыва провода воздушной линии	Напряжения обратной последовательности на трансформаторных подстанциях (нагрузках П _{Н1} -П _{Н4}), В			
	П _{Н1}	П _{Н2}	П _{Н3}	П _{Н4}
П _{Л1}	161	3	3	3
П _{Л2}	3	155	6	6
П _{Л3}	3	6	152	9
П _{Л4}	3	6	9	152
П _{Л5}	161	155	152	152
П _{Л6}	10	155	152	152
П _{Л7}	6	13	152	152

Практическое применение установленных закономерностей в микропроцессорных устройствах релейной защиты путём модификации программного обеспечения с учётом возможностей комплектного набора контрольно-измерительных средств позволит локализовать место повреждения воздушной линии, а также повысить однозначность результатов совместно применяемых дистанционных методов поиска места повреждения.

2.2 Разработка методики диагностирования однофазных замыканий на землю и обрывов воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ

Широкое распространение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учёта электроэнергии в распределительной электрической сети 6(10) кВ, появление специализированной элементной базы, например, DSP (Digital Signal Processor) для сенсоров контроля состояния воздушной линии электропередачи в сочетании с доступностью передачи информации по беспроводным каналам связи PLC (Power Line Communication) позволяет существенно ускорить решение задачи определения места повреждения. Данное обстоятельство служит предпосылкой того, что если на трансформаторных подстанциях электрической сети напряжением 6(10) кВ

выделить маркёры, однозначно свидетельствующие о наличии повреждения воздушной линии электропередачи, и путём их сопоставления с данными по разным трансформаторным подстанциям ограничить место поиска однофазного замыкания на землю, то это способствует как существенному удешевлению аппаратной части устройств определения места повреждения, так и сокращению времени его поиска. Перспективным является использование уже встроенных в электрические счётчики модулей контроля показателей качества электроэнергии, дополненных функциями выделения аварийных признаков в параметрах режима электропотребления.

Признак повышенного уровня напряжения обратной последовательности позволяет обеспечить необходимые чувствительность и селективность и путём его сопоставления на разных трансформаторных подстанциях электрической сети идентифицировать повреждённый участок [68]. При необходимости можно секционировать электрическую сеть путём установки выключателей нагрузки 6(10) кВ, способные отключать часть сети, где произошло повреждение путём передачи управляющего сигнала из центра питания [69-71].

В результате, разработана методика идентификации повреждённого участка воздушной линии электропередачи, на котором произошло однофазное замыкание на землю в следствие перекрытия линейной изоляции либо обрыва провода линии с образованием замыкания на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью на основе сопоставления напряжений обратной последовательности на трансформаторных подстанциях [72]:

1. С помощью цифровых приборов контроля качества и учёта электроэнергии в составе современных трансформаторных подстанций измеряют с привязкой ко времени мгновенные значения фазных напряжений на каждой подстанции.
2. На основе результатов измерений вычисляют величины напряжений обратной последовательности фазных напряжений на каждой трансформаторной подстанции.

3. Устанавливают повреждённый участок воздушной линии электропередачи на основе изложенных выше закономерностей между величинами обратной последовательности фазных напряжений трансформаторных подстанций и местом возникновения повреждения.

Разработанная методика идентификации повреждённого участка воздушной линии электропередачи применима для радиальной и древовидной структуры фидера.

Внедрение разработанной методики и практическое применение установленных закономерностей в микропроцессорных устройствах релейной защиты путём модификации программного обеспечения с учётом возможностей установленных контрольно-измерительных средств позволит локализовать поиск места повреждения воздушной линии электропередачи вблизи подстанции с наивысшим уровнем напряжения обратной последовательности, сократить время поиска места повреждения на 10%-30% (в зависимости от условий поиска) и этим повысить технико-экономические показатели системы электроснабжения, увеличить надёжность работы воздушных линий и сократить ресурсы на поиск места повреждения.

Выводы по главе

1. Разработана математическая модель электрической сети с изолированной нейтралью для расчёта переходных процессов, вызванных возникновением однофазного замыкания на землю в следствие перекрытия линейной изоляции либо обрыва провода линии с образованием замыкания на землю.
2. Разработана методика идентификации повреждённого участка воздушной линии электропередачи, на котором произошло однофазное замыкание на землю в следствие перекрытия линейной изоляции либо обрыва провода линии с образованием замыкания на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью на основе сопоставления напряжений обратной

последовательности на трансформаторных подстанциях. Применение методики позволяет сократить время поиска места повреждения воздушной линии электропередачи на 10%-30% (в зависимости от условий поиска) и этим снизить экономические потери.

3. Установлено, что в процессе определения расстояния до места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью необходимо учитывать конструктивные особенности и природно-климатические факторы.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СПОСОБА И АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ ФИДЕРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

3.1 Особенности моделирования воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ

Широко проводимые исследования по определению места повреждения установили корреляцию между точностью определения и большим количеством изменяющихся факторов, таких как параметры режима работы, параметры воздушной линии электропередачи, вид повреждения, величина переходного сопротивления, сопротивление грунта и прочие [47, 51, 73-75]. На сегодняшний день разработано довольно большое количество дистанционных методов и технических средств определения мест повреждения линии электропередачи [7, 21, 76-87]. Нормирование этих технических средств по инструментальным погрешностям без учёта методической составляющей обуславливает погрешность определения места повреждения, достигающую 30%. Таким образом, актуальны исследования, направленные на определение первичных параметров воздушной линии электропередачи и минимизацию методической погрешности определения места повреждения линии с учётом её конструктивных особенностей и влияния природно-климатических факторов.

Как правило, существующие дистанционные методы определения места повреждения используют конструкционные и геометрические параметры воздушной линии электропередачи, характеристики установленного линейного оборудования, переходное сопротивление в месте повреждения и удельную проводимость грунта, принимая их усреднённые значения, не зависимо от изменения природно-климатических условий.

Анализ литературных источников [56, 76, 79, 88] показал, что вычисление параметров функционирования воздушной линии электропередачи напряжением

6(10) кВ может производиться в однофазной или трёхфазной постановке. Детализация способов моделирования воздушной линии электропередачи изображена на рисунке 3.1.

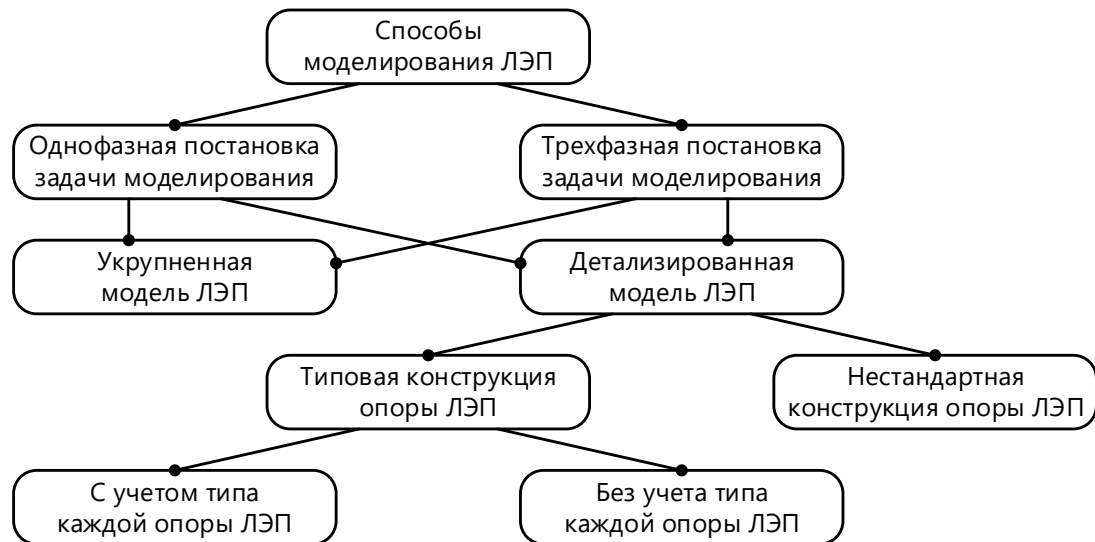


Рисунок 3.1 – Детализация способов моделирования воздушной линии электропередачи

Рассмотрим модель воздушной линии электропередачи в электрической сети с изолированной нейтралью напряжением 6(10) кВ в трёхфазной постановке с учётом конструктивных параметров, то есть типом опор и длинами пролёта, типом фазных проводов и тросов, величиной сопротивления заземления опор и параметров линейной изоляции.

При любых расчётных параметрах погонная ёмкость на землю тела опоры воздушной линии электропередачи ввиду малой величины фактически не оказывает влияния на точность результата моделирования [89-91].

Схема замещения каждой опоры воздушной линии электропередачи изображена на рисунке 3.2 и содержит набор индуктивностей, величины которых определяются материалом и геометрией опоры. В соответствии с [7, 91] погонная индуктивность опоры лежит в диапазоне 0,5-1,0 мкГн/м.

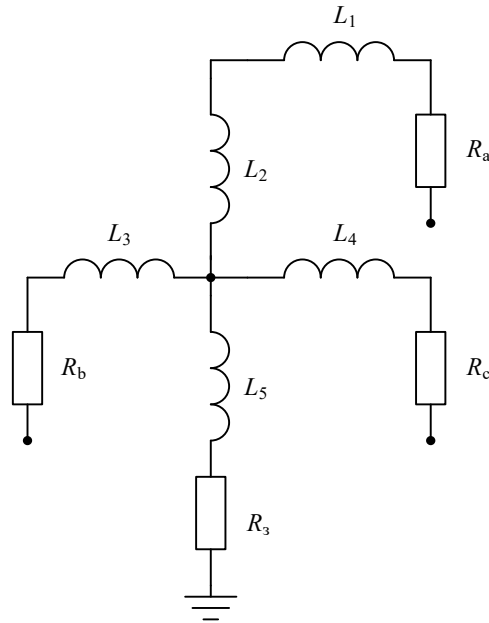


Рисунок 3.2 – Схема замещения опоры воздушной линии электропередачи

Для стальных опор воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ величина погонной индуктивности элементов опоры принята равной $L_0 = 1$ мкГн/м. Тогда индуктивности, изображённые на рисунке 4.2, определяются формулой $L_i = h_i \cdot L_0$, где h_i – длина i -го участка опоры воздушной линии электропередачи.

Величина сопротивления заземления стальной опоры принята постоянной, равной R_3 , не зависимо от режима эксплуатации воздушной линии электропередачи, что не вносит существенных погрешностей в результаты моделирования [91]. Удельное сопротивление грунта вдоль воздушной линии электропередачи принято усреднённым, равным 100 Ом·м.

В модели линейных изоляторов воздушной линии электропередачи применяется вольт-амперная характеристика, определяемая типом, конструкцией и параметрами материалов изолятора. В соответствии с [92] анализ процессов в гирляндах линейных тарельчатых изоляторов проводится по ёмкостной схеме замещения, изображённой на рисунке 3.3, где $C_{и}$ – собственная ёмкость изолятора, $C_{и1}$ и $C_{и2}$ – ёмкости изолятора относительно земли и провода воздушной линии электропередачи соответственно. Величины ёмкостей зависят

от геометрии, материала изолятора, положения в гирлянде и находятся в диапазонах $C_{и} = 50 - 70$ пФ, $C_{и1} = 4 - 5$ пФ, $C_{и2} = 0,5 - 1$ пФ.

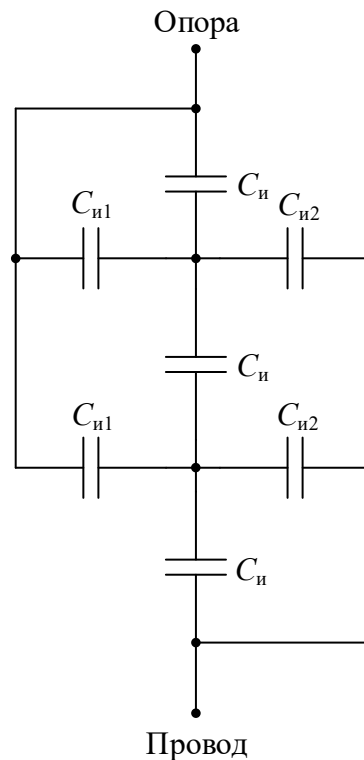


Рисунок 3.3 – Схема замещения гирлянды изоляторов
воздушной линии электропередачи

Количество подвесных тарельчатых изоляторов в поддерживающих и натяжных гирляндах воздушной линии электропередачи 6(10) кВ выбирается согласно пункту 1.9.13 ПУЭ и независимо от материала опор должно быть не менее двух.

При построении модели с целью снижения методической погрешности результатов, длины пролётов воздушной линии электропередачи приняты в соответствии с характеристиками выбранного участка конкретной воздушной линии электропередачи. При значительной протяжённости моделируемых воздушных линий электропередачи (более 100 пролётов) в [7, 89-91] рекомендовано использовать усреднённую длину пролёта в зависимости от класса напряжения, при этом установлено, что с повышением количества пролётов вносимая погрешность снижается. Схема замещения каждого пролёта воздушной

линии электропередачи, изображённая на рисунке 3.4, учитывает тепловые и электромагнитные потери, утечки тока на землю.

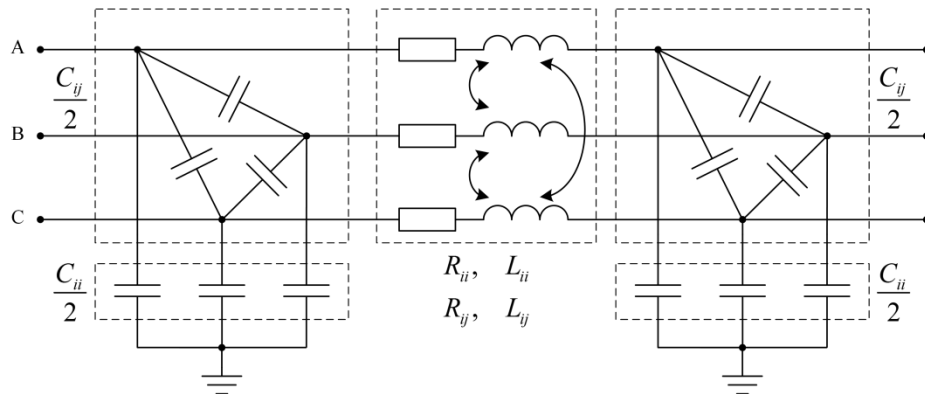


Рисунок 3.4 – Схема замещения пролёта воздушной линии электропередачи

Рассмотрим моделирование одноцепной трёхфазной линии электропередачи в электрической сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью, выполненной сталеалюминевыми проводами АС-120/19 на опорах ПС10П-27М. Параметры воздушной линии электропередачи приведены на рисунке 3.5.

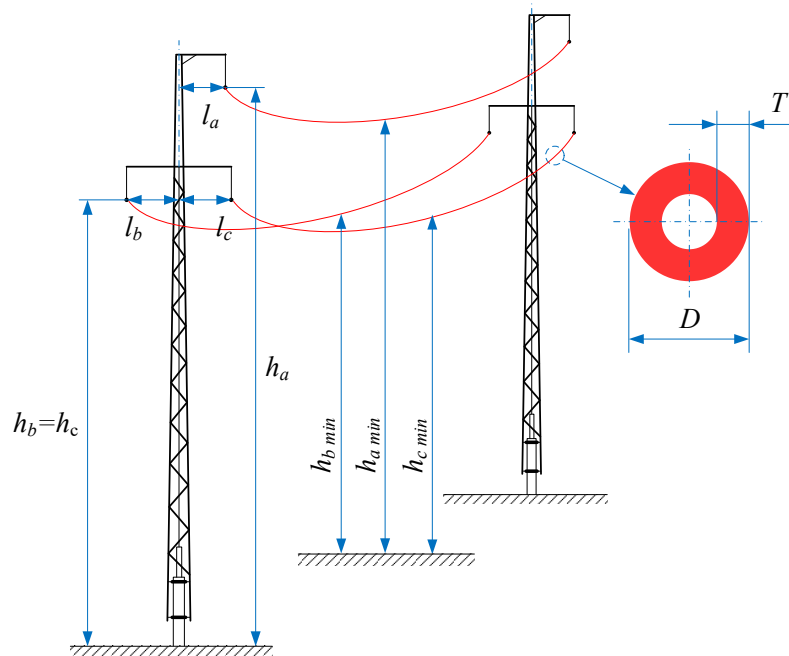


Рисунок 3.5 – Схема участка одноцепной воздушной линии электропередачи с опорами ПС10П-27М

Каждый пролёт воздушной линии электропередачи моделируется трёхпроводной линией, состоящей из проводов, взаимное расположение которых задаётся в зависимости от типа опоры с учётом изоляторов на опоре и стрелы провеса в средней части пролёта.

В соответствии с методом зеркальных изображений, расчётная схема трёхфазной воздушной линии электропередачи изображена на рисунке 3.6. Расстояния между проводами и поверхностью земли определяются параметрами опоры [64].

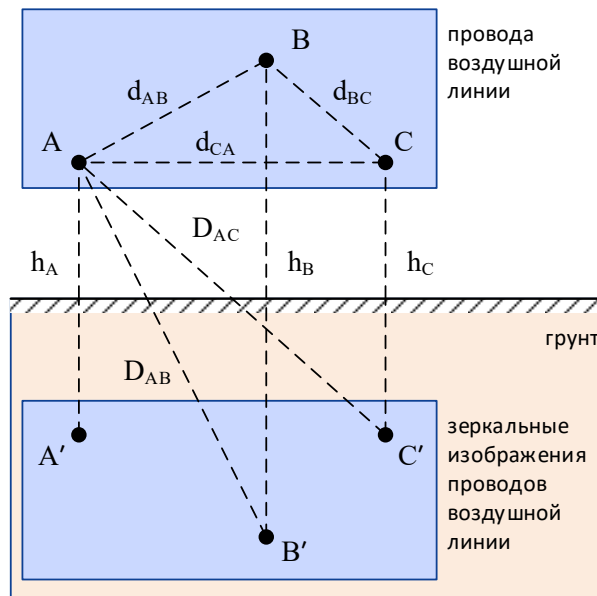


Рисунок 3.6 – Расчётная схема воздушной линии электропередачи:

h_i, h_k – высота проводов i, k над поверхностью земли;

d_{ik} – расстояние между проводами i и k ;

D_{ik} – расстояние между проводом i и зеркальным изображением провода k

Собственные и взаимные сопротивления проводов линии электропередачи определяется формулами (4.1)-(4.2) соответственно:

$$R_{ii} = R_{\text{пр}} + \Delta R_{ii}; \quad (3.1)$$

$$R_{ij} = \Delta R_{ij}. \quad (3.2)$$

Собственные и взаимные индуктивности проводов линии электропередачи определяется формулами (3.3)-(3.4) соответственно:

$$L_{ii} = L_{\text{пр}} + \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{2h_i}{r_{\text{пр}}} + \Delta L_{ii}; \quad (3.3)$$

$$L_{ij} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{D_{ij}}{d_{ij}} + \Delta L_{ij}. \quad (3.4)$$

В выражениях (3.1)-(3.4) влияние удельного сопротивления грунта учитывается поправочными интегралами Карсона ΔR_{ii} , ΔR_{ik} , ΔL_{ii} , ΔL_{ik} , определяемые согласно [93, 94]. Применение интегралов Карсона к расчёту электромагнитного состояния воздушной линии электропередачи подробно изложено в работах В.Г. Гольдштейна [89, 90].

Собственные и взаимные ёмкости проводов линии электропередачи определяются матрицей

$$[C] = [P]^{-1}, \quad (3.5)$$

где P – потенциальные коэффициенты:

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \ln \frac{2h_i}{r_s}; \quad (3.6)$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \ln \frac{D_{ij}}{d_{ij}}. \quad (3.7)$$

Для учёта провиса провода линии электропередачи определим среднюю высоту h следующим образом:

$$h = \frac{2h_{\min} + h_{\max}}{3}, \quad (3.8)$$

где h_{\min} , h_{\max} – минимальное и максимальное расстояние от провода до поверхности земли соответственно.

Среднее удельное сопротивление грунта вдоль линии электропередачи составляет $\rho_r = 150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Каждый провод линии электропередачи представляет собой сталеалюминевый проводник с активным сопротивлением $R_{\text{пр}} = 0,249 \text{ Ом}\cdot\text{км}$ и $T/D = 0,338$, где $T = 5,14 \text{ мм}$ – толщина проводящего материала, $D = 15,2 \text{ мм}$ – наружный.

Результаты расчёта первичных параметров модели распределительной сети 10 кВ с учётом и без учёта влияния конструктивных особенностей сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта первичных параметров модели

С учётом конструктивных особенностей			Без учёта конструктивных особенностей			Относительная погрешность расчёта		
Матрица активных сопротивлений, Ом/км						Сопротивления, %		
0,4961	0,0520	0,0521	0,4700	0,0482	0,0482	5,55%	7,85%	8,06%
0,0520	0,4961	0,0527	0,0482	0,4702	0,0483	7,85%	5,50%	9,04%
0,0521	0,0527	0,4961	0,0482	0,0483	0,4702	8,06%	9,04%	5,50%
Матрица индуктивностей, мГн/км						Индуктивности, %		
2,6734	1,3809	1,4412	2,4460	1,1533	1,2135	9,29%	19,74%	18,76%
1,3809	2,6731	1,4601	1,1533	2,4452	1,2322	19,74%	9,32%	18,50%
1,4412	1,4601	2,6731	1,2135	1,2322	2,4452	18,76%	18,50%	9,32%
Матрица ёмкостей нФ/км						Ёмкости, %		
7,4916	-1,3092	-1,6880	7,4822	-1,3207	-1,6994	0,13%	-0,87%	-0,67%
-1,3092	7,7093	-1,7280	-1,3207	7,6934	-1,7425	-0,87%	0,21%	-0,83%
-1,6880	-1,7280	7,8609	-1,6994	-1,7425	7,8463	-0,67%	-0,83%	0,19%

Анализ данных таблицы 3.1 показал, что не учёт влияния конструктивных особенностей воздушных линий электропередачи вносит в результаты вычислений матрицы активных сопротивлений относительную погрешность в пределах 9%, в результаты вычислений матрицы индуктивностей – в пределах 20%. Относительная погрешность вычисления матрицы ёмкостей не превышает одного процента.

Согласно результатам вычислений, приведённых в таблице 3.2, при расчёте параметров схемы замещения воздушной линии электропередачи прямой последовательности наибольшая относительная погрешность вычисления

активного сопротивления составляет 2,32%, при расчёте параметров схемы замещения нулевой последовательности максимальная относительная погрешность вычисления индуктивности составляет 12,36%.

Таблица 3.2 – Результаты расчёта параметров схем замещения воздушной линии электропередачи прямой (ПП) и нулевой (НП) последовательностей фаз

	С учётом конструктивных особенностей		Без учёта конструктивных особенностей		Относительная погрешность расчёта	
	ПП	НП	ПП	НП	ПП	НП
R, Ω/km	0,4319	0,5989	0,4219	0,5667	2,32%	5,38%
L, mH/km	1,2458	5,5280	1,2458	4,8448	0,00%	12,36%
C, nF/km	9,2623	4,5372	9,2615	4,4989	0,01%	0,84%

Полученные в процессе исследования, величины относительных погрешностей вычисления первичных параметров воздушной линии электропередачи (таблицы 3.1-3.2) показали искажение результатов дистанционных методов определения места повреждения воздушной линии.

Установлено, что исключение из модели схемы замещения гирлянды изоляторов ведёт к повышению скорости выполнения расчётов на 15-20% практически без снижения точности расчётов ($< 0,1\%$).

3.2 Разработка методики определения места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ с учётом природно-климатических факторов

Удельное активное сопротивление провода определяется его сечением и удельным сопротивлением материала. Данные, приводящиеся в справочной литературе рассчитаны на температуру 20°C и не учитывают сезонные изменение температуры окружающей среды. Удельная индуктивность и удельная электрическая ёмкость провода определяются сечением провода и

геометрическим расположением проводов воздушной линии электропередачи относительно друг друга и поверхности земли.

Графики зависимостей относительных погрешностей первичных параметров воздушной линии электропередачи от температуры и влажности окружающей среды, атмосферного давления и удельного сопротивления грунта приведены на рисунке 3.7.

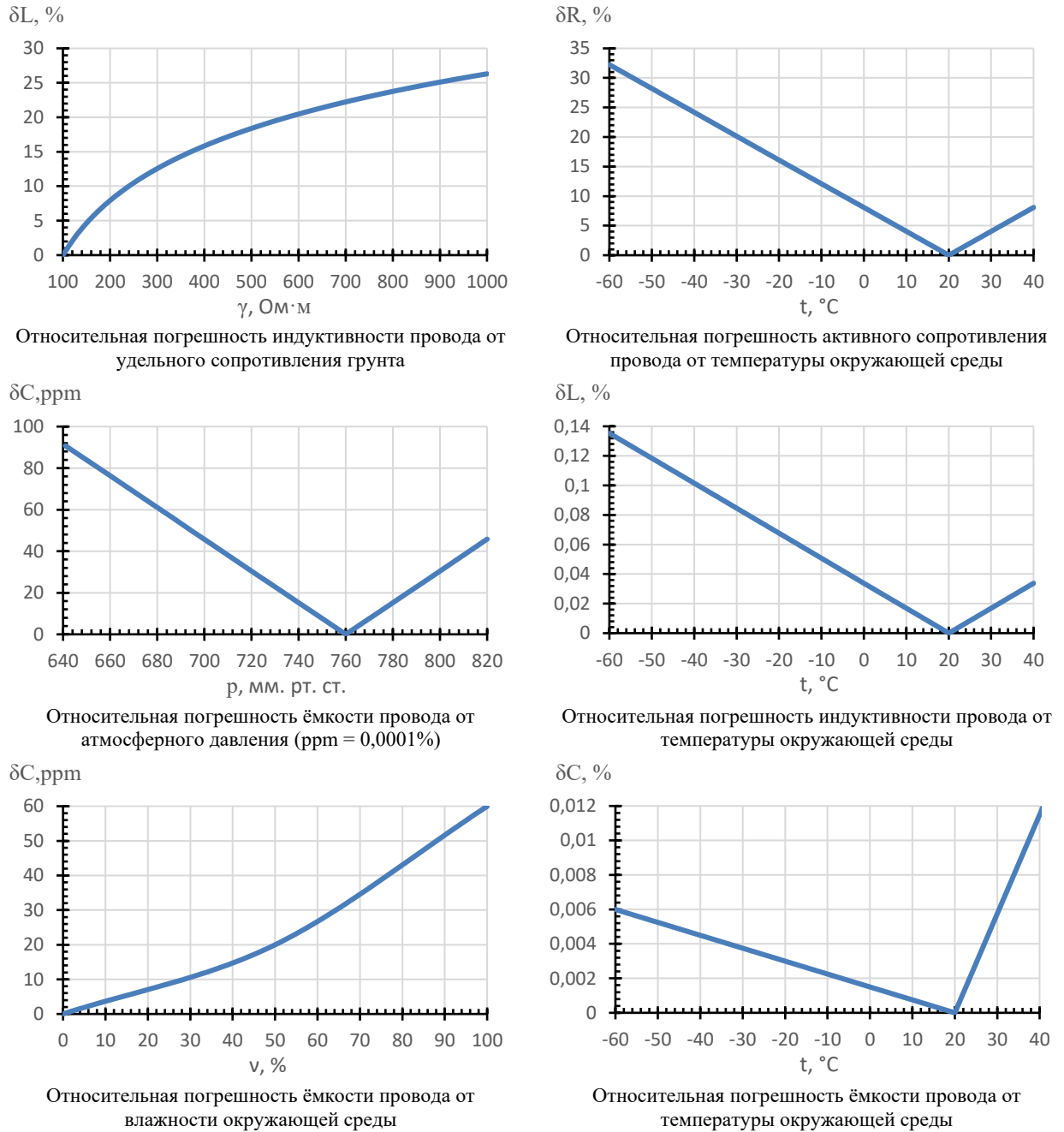


Рисунок 3.7 – Графики зависимостей относительных погрешностей первичных параметров воздушной линии электропередачи от температуры и влажности окружающей среды, атмосферного давления и удельного сопротивления грунта

В зависимости от состава, пористости, влажности, температуры, наличия химических загрязнителей удельное сопротивление грунтов изменяется в очень широких пределах. При этом относительная погрешность определения индуктивности провода воздушной линии электропередачи может достигать 26% при изменении величины удельного сопротивления грунта со 100 до 1000 Ом·м.

Зависимость удельной ёмкости воздушной линии электропередачи от атмосферного давления и влажности окружающей среды не значительна и не превышает 91 и 60 ppm соответственно.

Температура оказывает существенное влияние на величину активного сопротивления проводов воздушной линии электропередачи, не учёт этого фактора вносит в расчёт сопротивления относительную погрешность до 32%. Температура не существенно влияет на индуктивность и ёмкость линии, относительные погрешности не превышают 0,13% и 0,012% соответственно.

Таким образом, предлагается в формулах (3.1)-(3.4) заменить поправочные интегралы Карсона корректировкой первичных параметров воздушной линии электропередачи на основе её конструктивных особенностей и природно-климатических факторов в соответствии с характеристиками, приведёнными на рисунке 3.7:

$$\begin{aligned} R_{\text{коррект}} &= R \cdot \sum (1 + \delta R); \\ L_{\text{коррект}} &= L \cdot \sum (1 + \delta L); \\ C_{\text{коррект}} &= C \cdot \sum (1 + \delta C). \end{aligned} \quad (3.9)$$

Рассмотрим влияние построенных на рисунке 3.7 зависимостей на расчёт первичных параметров участка электрической сети 10 кВ, упрощённая однолинейная схема которой приведена на рисунке 3.8.

В соответствии со схемой электропитания в среде MATLAB Simulink разработана имитационная модель электрической сети напряжением 10 кВ, приведённая на рисунке 3.9.

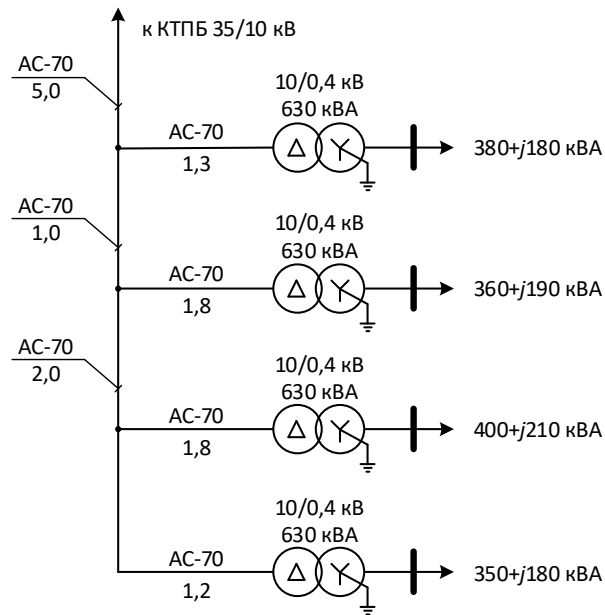


Рисунок 3.8 – Упрощённая схема электрической сети

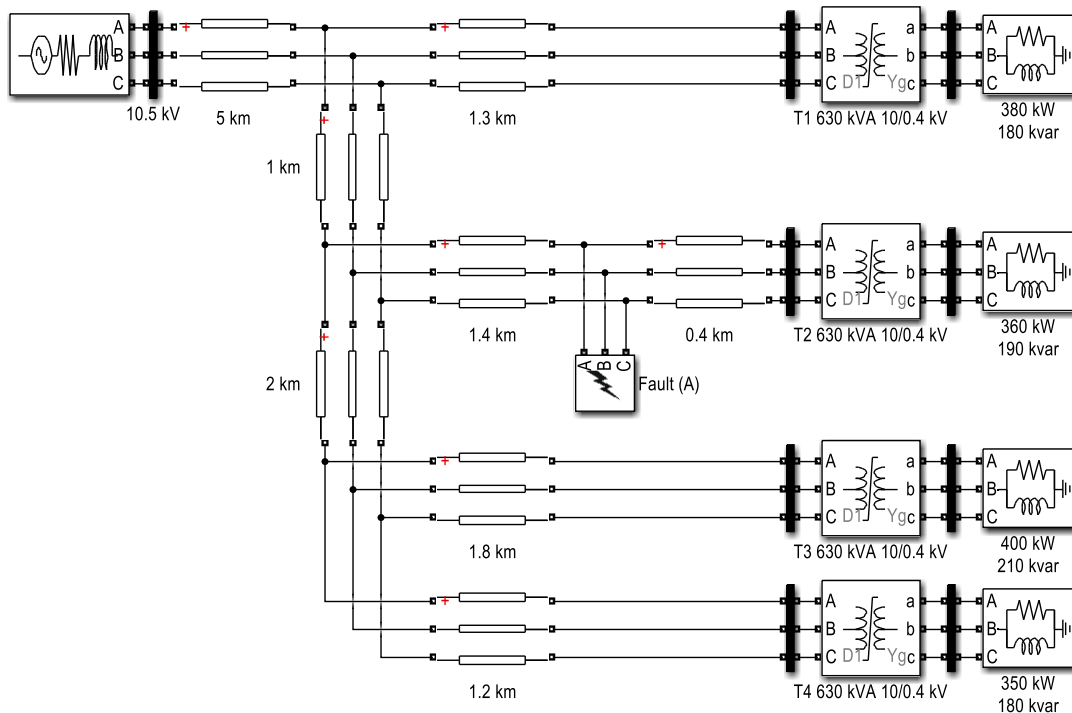


Рисунок 3.9 – Схема имитационной модели в MATLAB Simulink
электрической сети напряжением 10 кВ

Параметры модели рассчитываются с учётом конструктивных и геометрических параметров линии, а затем уточняются с учётом существенных

природно-климатических факторов и удельного сопротивления грунта по формулам (3.9).

Результаты расчёта первичных параметров модели распределительной сети 10 кВ с учётом и без учёта природно-климатических факторов сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта первичных параметров имитационной модели электрической сети 10 кВ

С учётом природно-климатических факторов			Без учёта природно-климатических факторов			Относительная погрешность расчёта		
Матрица активных сопротивлений, Ом/км)						Сопротивления, %		
0,4961	0,0520	0,0521	0,4700	0,0482	0,0482	5,55%	7,85%	8,06%
0,0520	0,4961	0,0527	0,0482	0,4702	0,0483	7,85%	5,50%	9,04%
0,0521	0,0527	0,4961	0,0482	0,0483	0,4702	8,06%	9,04%	5,50%
Матрица индуктивностей, мГн/км						Индуктивности, %		
2,6734	1,3809	1,4412	2,4460	1,1533	1,2135	9,29%	19,74%	18,76%
1,3809	2,6731	1,4601	1,1533	2,4452	1,2322	19,74%	9,32%	18,50%
1,4412	1,4601	2,6731	1,2135	1,2322	2,4452	18,76%	18,50%	9,32%
Матрица ёмкостей нФ/км						Ёмкости, %		
7,4916	-1,3092	-1,6880	7,4822	-1,3207	-1,6994	0,13%	-0,87%	-0,67%
-1,3092	7,7093	-1,7280	-1,3207	7,6934	-1,7425	-0,87%	0,21%	-0,83%
-1,6880	-1,7280	7,8609	-1,6994	-1,7425	7,8463	-0,67%	-0,83%	0,19%

Анализ данных таблицы 3.3 показал, что природно-климатические факторы вносят в результаты вычислений матрицы активных сопротивлений относительную погрешность в пределах 9%, в результаты вычислений матрицы индуктивностей – в пределах 20%. Относительная погрешность вычисления матрицы ёмкостей не превышает одного процента.

Согласно результатам вычислений, приведённых в таблице 3.4, при расчёте параметров схемы замещения воздушной линии электропередачи прямой последовательности наибольшая относительная погрешность вычисления активного сопротивления составляет 2,32%, при расчёте параметров схемы замещения линии нулевой последовательности максимальная относительная погрешность вычисления индуктивности составляет 12,36%.

Таблица 3.4 – Результаты расчёта параметров схем замещения воздушной линии электропередачи прямой (ПП) и нулевой (НП) последовательностей фаз

	С учётом природно-климатических факторов		Без учёта природно-климатических факторов		Относительная погрешность расчёта	
	ПП	НП	ПП	НП	ПП	НП
R , Ом/км	0,4319	0,5989	0,4219	0,5667	2,32%	5,38%
L , мГн/км	1,2458	5,5280	1,2458	4,8448	0,00%	12,36%
C , нФ/км	9,2623	4,5372	9,2615	4,4989	0,01%	0,84%

Полученные в процессе исследования, величины относительных погрешностей вычисления первичных параметров воздушной линии электропередачи (таблицы 3.3-3.4) приводят к искажению результатов дистанционных методов определения места повреждения.

В результате однофазных замыканий на землю воздушной линии электропередачи, на электрооборудовании системы электроснабжения возникают напряжения, содержащие «резонансные» гармоники [57, 59, 60]. Параметры «резонансных» гармоник зависят от матриц активных сопротивлений, индуктивностей и ёмкостей линии, что позволяет установить количественную взаимосвязь с расстоянием до места повреждения.

С целью повышения точности определения места возникновения однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи разработана методика, учитывающая влияние природно-климатических факторов. Методика включает следующие составляющие [95-97]:

1. Установка на каждой трансформаторной подстанции 6(10)/0,4 кВ электрической сети 6(10) кВ технического средства регистрации сигналов фазных напряжений каждой фазы и преобразование их в цифровой вид с последующей передачей микропроцессорной системе определения места повреждения.
2. Микропроцессорная система определения места повреждения выполняет спектральный анализ принятых цифровых сигналов с помощью быстрого преобразования Фурье. Появление высших гармонических составляющих,

превышающих значения до аварийного режима работы воздушной линии электропередачи, в сигналах с нескольких трансформаторных подстанций означает возникновение повреждения.

3. При обнаружении факта возникновения однофазного замыкания на землю микропроцессорная система определения места повреждения по запрограммированному алгоритму вычисляет место повреждения на основе данных спектрального анализа сигналов фазных напряжений и встроенной математической модели воздушной линии электропередачи, параметры которой корректируются в соответствии с входными сигналами технических средств мониторинга температуры и удельного сопротивления грунта.

Результаты моделирования работы электрической сети 10 кВ с учётом и без учёта влияния природно-климатических факторов приведены на рисунке 3.10.

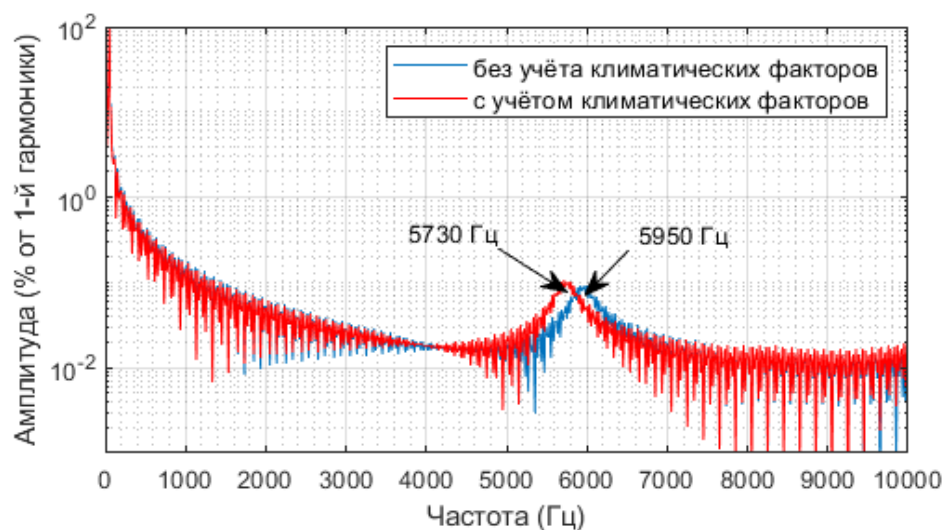


Рисунок 3.10 – Амплитудно-частотная характеристика напряжения на трансформаторной подстанции с повреждённой отходящей линией

Сокращение на 4% методической погрешности вычисления «резонансных» гармоник, позволяющих установить расстояние до места повреждения, приводит к повышению точности определения места повреждения на 12%.

В результате имитационного моделирования:

1. Установлено, что температура окружающей среды в значительной степени влияет на величину активного сопротивления R провода воздушной линии электропередачи, относительная погрешность при вычислении R может достигать 32%. Величины индуктивности и ёмкости проводов воздушной линии электропередачи относительно друг друга и поверхности земли практически не зависят от температуры (относительная погрешность не более 0,13% и 0,012% соответственно), влажности окружающей среды и атмосферного давления.
2. Установлено, удельное сопротивление грунта, изменяющееся в зависимости от температуры и влажности окружающей среды, оказывает существенное влияние на величину индуктивности L провода воздушной линии электропередачи, относительная погрешность при вычислении L может достигать 26%.
3. Предложена методика определения места однофазного замыкания на землю проводов воздушной линии электропередачи по вторичному напряжению трансформаторных подстанций (с учётом природно-климатических факторов и возможностью дальнейшей реализации процесса мониторинга линии на программно-аппаратном уровне), повышающая точность определения места повреждения на 12%.

Предполагается, что применение технических средств, реализующих предложенную методику определения места повреждения воздушной линии электропередачи, повысит технико-экономические показатели электроснабжения, увеличит надёжность работы воздушных линий, сократит ресурсы на поиск места повреждения.

3.3 Разработка способа определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью на базе многофункционального микропроцессорного устройства релейной защиты

В настоящее время для определения расстояния до места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи в цифровых устройствах релейной защиты применяются способы, основанные на применении индикаторов повреждений воздушной линии электропередачи, устанавливаемых непосредственно на линии и параметров аварийного режима (токов нулевой и обратной последовательностей напряжений). Недостатком применяемых способов является недостаточно высокая точность определения расстояния до места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи в зависимости от влияния природно-климатических факторов и конструктивных особенностей линии электропередачи.

Известен способ определения места повреждения воздушных линий электропередачи [99], сущность которого заключается в приближённом расчёте посредством телеграфных уравнений расстояния до места повреждения на основе измеренных в момент короткого замыкания фазных токов и напряжений, а также току нагрузки в режиме, предшествовавшему аварийному. Затем расстояние до места повреждения уточняется применением итерационного процесса с вариациями переходного сопротивления в месте повреждения, учитывая поперечные ёмкости линии, волновые процессы и критерий стремления к нулю мнимой части расстояния до места повреждения. Недостаток данного способа заключается в наличии методической погрешности определения расстояния до места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи, обусловленной влиянием природно-климатических факторов на первичные параметры её схемы замещения.

Известен способ дистанционного определения места однофазного замыкания на землю [100], сущность которого заключается в том, что производят

односторонние замеры переходного напряжения $u(t)$ на повреждённой фазе на шинах контролируемого объекта и переходного тока нулевой последовательности $3i_0(t)$ повреждённой линии, регистрируют скорость изменения переходного тока $i_0'(t)$, регистрируют моменты времени t_{0k} , соответствующие переходам тока нулевой последовательности через нулевое значение и для каждого t_{0k} фиксируют мгновенные значения напряжения на повреждённой фазе $u(t_{0k})$, скорости изменения тока $3i_0'(t_{0k})$; на основании проведённых измерений а также справочному значению погонной индуктивности L_{Π} для повреждённой линии определяют расстояние l_3 до места однофазного замыкания на землю согласно выражению:

$$l_{3k} = \frac{u(t_{0k})}{\frac{d3i_0(t_{0k})}{dt} \cdot L_{\Pi}}, \quad (3.10)$$

где k – порядковый номер перехода тока нулевой последовательности через нулевое значение. При $k > 1$ расстояние l_3 до места однофазного замыкания на землю вычисляют как среднее арифметическое всей значений l_{3k} . Недостаток данного способа заключается в использовании справочного значения погонной индуктивности линии электропередачи, не учитывая изменение величины значения в процессе эксплуатации под влиянием природно-климатических факторов и износа элементов воздушной линии.

Известен способ определения места повреждения воздушных линий в распределительных сетях [101], технический результат которого заключается в расширении функциональных возможностей на основе определения места однофазного замыкания на землю в линии электропередачи при любом переходном сопротивлении в месте повреждения, не требующего при своей реализации стационарно установленной сложной системы. Для этого обеспечивают поочерёдную генерацию высокочастотного синусоидального

сигнала в повреждённую и неповреждённую фазы с последующим определением резонансной частоты каждой из них. На основании полученных данных производят расчёт расстояния до места повреждения по выражению:

$$x = \frac{f_1}{f_2} \cdot l, \quad (3.11)$$

где f_1 – резонансная частота одной из неповреждённых фаз линии; f_2 – частота, определённая для повреждённой фазы линии; l – длина неповреждённой фазы отходящей линии электропередачи. Недостаток данного способа заключается в невозможности определения расстояния до места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи без её отключения; необходимости дополнительного оборудования – генератора высокочастотного синусоидального сигнала; наличии методической погрешности определения расстояния до места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи, обусловленной влиянием климатических факторов.

Для устранения приведённых недостатков способов определения места однофазного замыкания на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью предлагается, взяв способ [101] за прототип, вместо генератора высокочастотного синусоидального сигнала использовать высшие гармонические составляющие напряжения и токов, которые возникают вследствие переходного процесса, вызванного повреждением воздушной линии электропередачи. Согласно теории электрических цепей, возникновение однофазного замыкания на землю трактуется как коммутация, следовательно, является причиной переходного процесса, который, в общем случае, содержит как свободную, так и принуждённую составляющие [57, 64, 102, 103]. Свободная составляющая переходного процесса является непериодической несинусоидальной функцией времени и может быть разложена в ряд Фурье на высшие гармонические составляющие [64]. В силу более простой практической реализации регистрация мгновенных значений напряжений и токов допускается и на низкой стороне трансформаторных подстанций. В подавляющем большинстве случаев первичные

обмотки силовых трансформаторов 6(10)/0,4 кВ соединены треугольником, поэтому гармоники нулевой последовательности не передаются на низкую сторону и не могут быть получены разложением в ряд Фурье регистрируемых сигналов, что не вызывает затруднений в процессе определения места повреждения воздушной линии электропередачи [101].

На основе проведённого анализа литературных источников и технических средств определения места повреждения, для фидеров радиальной и древовидной структуры разработан способ определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью, включающий следующие этапы [104, 105]:

1. Определение ответвления (фидера) воздушной линии электропередачи, на котором произошло однофазное замыкание на землю.
2. Определение расстояния до места возникновения однофазного замыкания на землю для выделенного ответвления воздушной линии электропередачи.

В основу способа определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью положен следующий алгоритм:

1. Получить в требуемом формате (например, COMTRADE) массив данных с цифровых приборов контроля качества и учёта электроэнергии в составе современных цифровых подстанций. Минимальный состав массива данных должен включать информацию о величинах фазных напряжений и токов на вводе цифровых подстанций распределительной сети, синхронизированных по времени.
2. В случае отсутствия в массиве данных информации о величинах напряжений обратной последовательности фазных напряжений, их необходимо рассчитать.
3. Установить соответствие между величинами напряжений обратной последовательности фазных напряжений на вводе цифровых подстанций и ответвлением воздушной линии электропередачи, на котором произошло однофазное замыкание на землю.

4. Вычислить спектр фазных напряжений и токов, сохранённых в массиве данных, и определить резонансную частоту $f_{\text{озз}}$ повреждённой воздушной линии электропередачи.
5. Вычислить резонансную частоту $f_{\text{рез}}$ воздушной линии электропередачи в нормальном режиме работы, используя её математическое описание и имитационную модель с учётом конструктивных особенностей и природно-климатических факторов.
6. Используя величины $f_{\text{озз}}$ и $f_{\text{рез}}$, вычислить расстояние до места возникновения однофазного замыкания на землю вдоль установленного ответвления воздушной линии электропередачи.

Для реализации первого пункта алгоритма поиска места повреждения воздушной линии электропередачи при однофазных замыканиях на землю необходимо, чтобы ячейки вторичных цепей трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ были укомплектованы приборами контроля качества и учёта электроэнергии, регистрирующие мгновенные значения фазных напряжений и токов с привязкой ко времени и формирующие из них массив данных.

Во втором пункте алгоритма напряжения обратной последовательности фазных напряжений на вводе каждой цифровой подстанции распределительной сети рассчитываются следующим образом. Сначала к трём входным сигналам фазных напряжений применяется анализ Фурье на интервале одного периода и оцениваются векторные значения \dot{U}_a , \dot{U}_b и \dot{U}_c на основной частоте 50 Гц. Затем применяется преобразование для получения напряжения обратной последовательности:

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{3}(\dot{U}_a + a^2 \cdot \dot{U}_b + a \cdot \dot{U}_c), \quad (3.12)$$

где $a = e^{j2\pi/3}$ – комплексный оператор

Напряжения обратной последовательности определяются индуктивностями на фазу линии, зависящими только от геометрических размеров петель,

образованных линейными проводами, что позволяет в третьем пункте алгоритма установить соответствие между величинами напряжений обратной последовательности фазных напряжений на вводе цифровых подстанций и ответвлением воздушной линии электропередачи, на котором произошло однофазное замыкание на землю:

- при однофазном замыкании на землю магистрали распределительной сети на всех трансформаторных подстанциях, подключённых до места повреждения напряжения обратной последовательности значительно ниже, чем на подстанциях за местом повреждения;
- однофазном замыкании на землю ответвления воздушной линии электропередачи наибольшее напряжение обратной последовательности соответствует трансформаторной подстанции, подключённой к повреждённому ответвлению;

В четвёртом пункте алгоритма вычисляются спектр фазных напряжений и токов на вводе цифровых подстанций распределительной сети прямым преобразованием Фурье.

Сначала через интервал времени Δt берётся выборка анализируемого сигнала из массива данных с цифровых приборов контроля качества и учёта электроэнергии. Верхний предел частоты в спектре анализируемого сигнала должен быть равен $1/(2\Delta t)$ (частота Котельникова), так как все частоты, превышающие половинную частоту дискретизации, отражаются относительно неё и переносятся на более низкие частоты что приводит к возникновению эффекта наложения, искажающего исходный спектр. Затем элементы выборки преобразуются в цифровую форму и при помощи быстрых цифровых преобразований вычисляется Фурье-образ. На заключительном шаге к элементам выборки применяется прямое преобразование Фурье и формируется спектр сигнала, на основании которого определяется резонансная частота f_{033} повреждённой воздушной линии электропередачи:

$$X_k = \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-\frac{2\pi i}{N} kn}, \quad (3.13)$$

где N – количество значений сигнала, измеренных за период, а также количество компонент разложения; x_n – измеренные значения сигнала в дискретных временных точках с номерами n от 0 до $N-1$; X_k – комплексные амплитуды высших гармонических составляющих, формирующих исходный сигнал; k – номер высшей гармонической составляющей сигнала.

В пятом пункте алгоритма резонансная частота линии в нормальном режиме работы $f_{\text{рез}}$ определяется из условия возникновения резонанса [57, 64, 94, 98] путём численного решения системы уравнений (3.14) с использованием имитационной модели, построенной на базе схемы замещения пролёта воздушной линии электропередачи, приведённой на рисунке 3.4 и скорректированными по формуле (3.9) первичными параметрами линии:

$$\begin{cases} -\frac{\partial u_k}{\partial x} = L_k \frac{\partial i_k}{\partial t} + R_k i_k + \sum_{m=1}^3 L_{km} \frac{\partial i_m}{\partial t} \\ -\frac{\partial i_k}{\partial x} = C_k \frac{\partial u_m}{\partial t} + \frac{u_k}{R_k} + \sum_{m=1}^3 C_{km} \frac{\partial (u_k - u_m)}{\partial t} + \sum_{m=1}^3 \frac{u_k - u_m}{R_{km}} \end{cases}. \quad (3.14)$$

Следует отметить, что в процессе математического описания воздушная линия электропередачи разбивается на участки с одинаковыми конструктивно-техническими параметрами (по типу опор, марке проводов и тому подобному).

Блок-схема предложенного алгоритма определения места повреждения воздушной линии электропередачи приведена на рисунке 3.11.

В предлагаемом способе цифровая система определения места однофазного замыкания на землю (ОМОЗЗ) включает следующие функциональные блоки (рисунок 3.12): блок детектирования однофазного замыкания на землю (1), блок вычисления первичных параметров воздушной линии электропередачи (2), блок корректировки первичных параметров воздушной линии электропередачи (3), блок вычисления расстояния до места однофазного замыкания на землю (4).

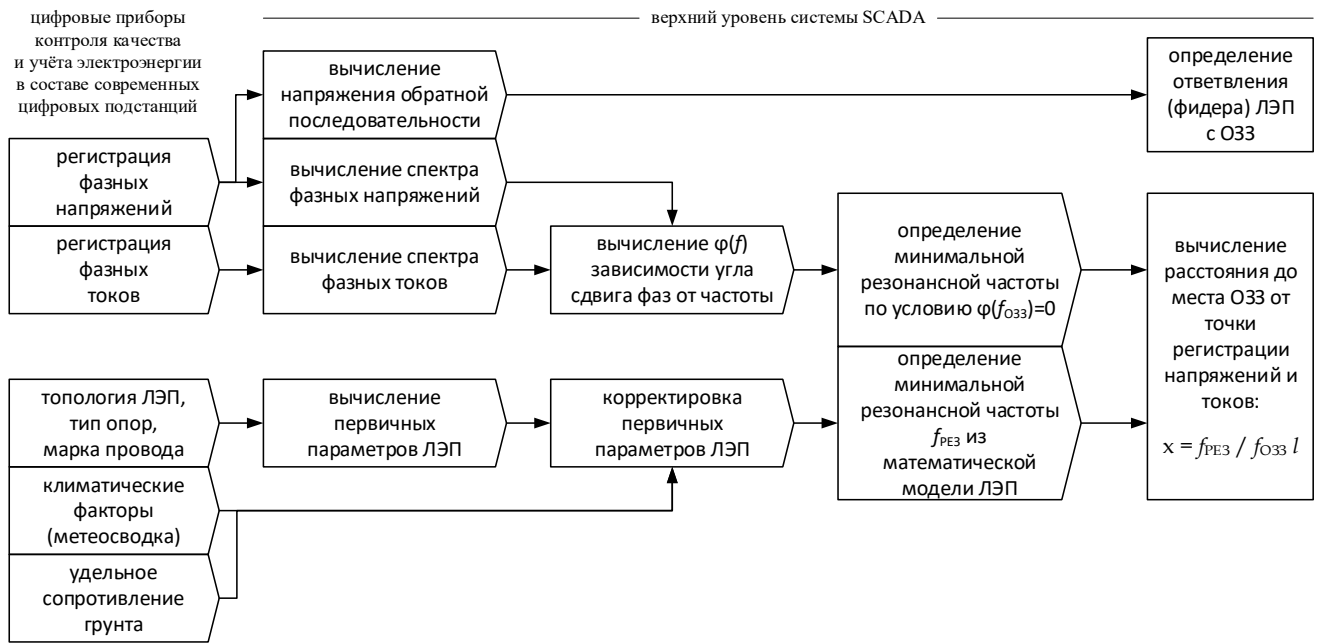


Рисунок 3.11 – Блок-схема алгоритма определения места повреждения воздушной линии электропередачи

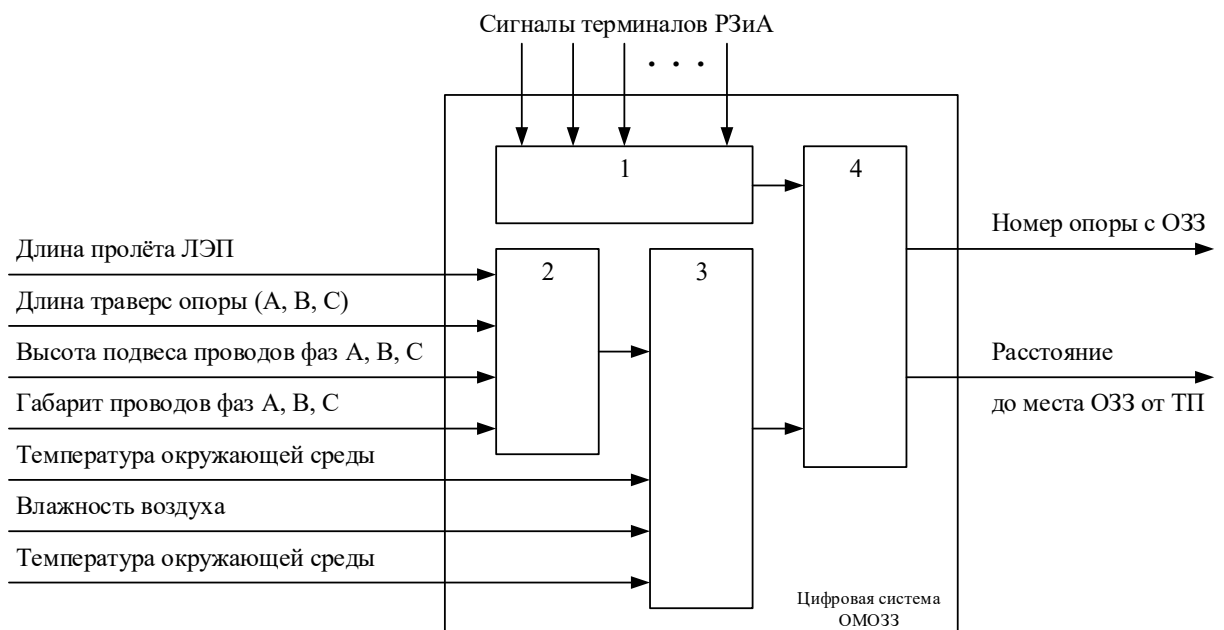


Рисунок 3.12 – Схема функционального блока цифровой системы определения места однофазного замыкания на землю

Известны монтируемые в КРУ ТТП технические устройства [106] измерения и передачи на АСУ по МЭК 61850 величин фазных напряжений и

напряжения обратной последовательности присоединения. На основе принятых с каждой ТТП распределительной сети величин напряжений обратной последовательности блок детектирования однофазного замыкания на землю определяет ответвление линии электропередачи с однофазным замыканием на землю, которой соответствует максимальная величина напряжения обратной последовательности.

Известные методы определения расстояния до места повреждения линии электропередачи [12-15, 21] оперируют первичными параметрами линии электропередачи: сопротивлением, индуктивностью, ёмкостью, от точности вычисления которых зависит точность получаемого результата.

Блок вычисления первичных параметров воздушной линии электропередачи вычисляет первичные параметры воздушной линии электропередачи с учётом конструктивных особенностей линии электропередачи: длины пролёта, высоты подвеса проводов, длин траверс и габарита проводов.

Блок корректировки первичных параметров воздушной линии электропередачи корректирует продольные активное сопротивление проводов, собственные и взаимные индуктивности, ёмкости на землю и взаимные ёмкости проводов с учётом изменения температуры окружающей среды, влажности воздуха (природно-климатических факторов) и удельного сопротивления грунта по результатам измерений или в соответствии с картой почв [107].

Блок вычисления расстояния до места однофазного замыкания на землю определяет расстояние до места однофазного замыкания на землю согласно одному из методов (либо группе методов, включая разработанный способ) определения места повреждения воздушной линии электропередачи.

В соответствии с разработанным комплексным способом определения места повреждения воздушной линии электропередачи написана программа для ЭВМ «Estimation damage location of overhead lines» [108] и получен патент [105].

Выводы по главе

1. Предложено при определении первичных параметров воздушной линии электропередачи учитывать её конструктивные особенности, природно-климатические факторы и удельное сопротивление грунта с целью повышения точности диагностирования повреждений воздушных линий электропередачи.
2. Разработана методика и алгоритм определения места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ с учётом её конструктивных особенностей и природно-климатических факторов.
3. Разработан на базе многофункционального микропроцессорного устройства релейной защиты способ определения места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью с учётом конструктивных особенностей и природно-климатических факторов.
4. Показана взаимосвязь между проявляющимися высшими «резонансными» гармониками и местом однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи с учётом её конструктивных особенностей и природно-климатических факторов.
5. Разработана программа для ЭВМ определения места однофазного замыкания на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью с учётом конструктивных особенностей и природно-климатических факторов; получено свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

С целью апробации разработанного способа определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью требуется проведение испытаний на лабораторном стенде и действующей электрической сети напряжением 10 кВ.

ГЛАВА 4. ИСПЫТАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ С ИМИТАЦИЕЙ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

4.1 Разработка модульной лабораторной установки для определения расстояния до места однофазного замыкания на землю

Модульная лабораторная установка предназначена для проведения лабораторных и практических работ по курсам: «Передача и качество электрической энергии», «Автоматика нормальных режимов электроэнергетических систем», «Противоаварийная автоматика в электроэнергетических системах» в высших и средних специальных учебных заведениях, профессионально-технических училищах, учебных центрах повышения квалификации [109].

Модель электрической сети с узлом нагрузки содержит физические модели всех основных элементов сети, обеспечивающих передачу, распределение и потребление электрической энергии (линии электропередачи, выключатели, силовые трансформаторы, активную нагрузку). Модель электрической сети содержит устройства преобразования, потенциального разделения и нормализации дискретных и аналоговых сигналов, обеспечивающих измерение, регистрацию и отображение электрических сигналов различного типа дискретизации, рода тока и уровня, а также режимные параметры.

Особенностью стенда является его модульность. Стенд состоит из лабораторного стола, в котором закрепляются отдельные модули производства ООО НПП «Учтех-Профи» [109]. Основные модули, используемые в лабораторной установке описаны далее.

Модуль трёхфазной сети предназначен для подачи трёхфазного напряжения питания из сети и используется в схемах лабораторных работ как источник практически бесконечной мощности. Модуль содержит трёхфазный контактор с

двухканальным ручным управлением, используемый как модель трёхфазного силового выключателя. Внешний вид модуля представлен на рисунке 4.1.

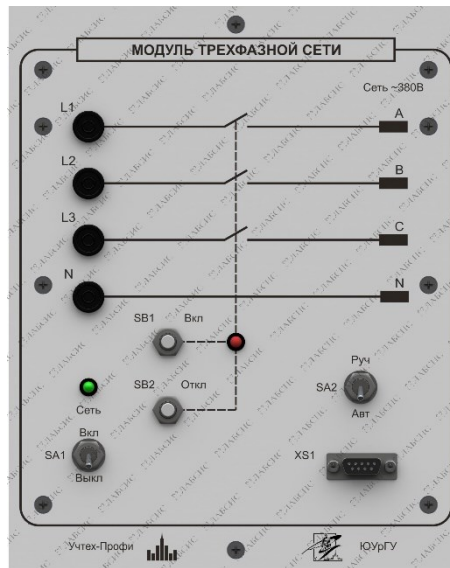


Рисунок 4.1 – Лицевая панель модуля трёхфазной сети

Входное напряжение 380 В. Питание подаётся от модуля питания стенда.

На лицевой панели модуля размещены:

- тумблер SA1 «Сеть», обеспечивающий включение/отключение питания модуля и соответствующий ему светодиод, отображающий наличие питания;
- клеммы L1..L3, являющиеся выходами переменного напряжения 380В фаз А, В и С и представляющие собой шины практически бесконечной мощности; кнопки SB1 «Вкл» и SB2 «Откл» предназначены для управления (включения/отключения) выключателя модуля трёхфазной сети и соответствующий ему светодиод, отображающий текущее состояние выключателя (включён/отключён);
- тумблер SA2, обеспечивающий выбор режима работы модуля, в положении «Руч» управление выключателем осуществляется вручную, кнопками SB1 и SB2, в положении «Авт» управление выключателем осуществляется через разъем XS1 расположенный на лицевой панели модуля; разъем XS1 типа DB9, обеспечивающий возможность дистанционного управления выключателем в случае, когда тумблер SA2 находится в положении «Авт».

Модуль ввода-вывода, лицевая панель которого приведена на рисунке 4.2, содержит плату ввода/вывода DP mod 5.4.4.

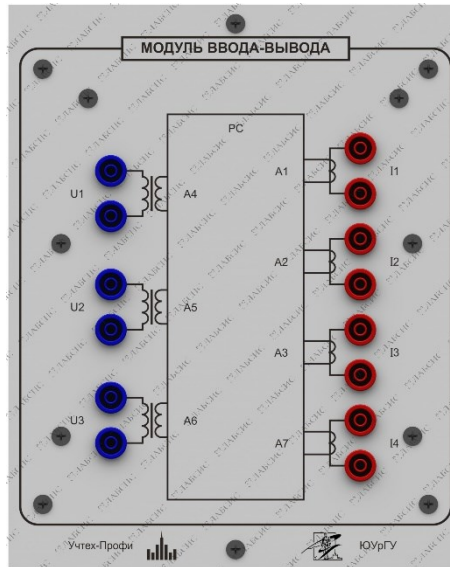


Рисунок 4.2 – Лицевая панель модуля ввода-вывода

Плата аналогового ввода/вывода DP mod 5.4.4 служит для ввода/вывода и обработки аналоговой и цифровой информации на ЭВМ, к которой подключается с помощью кабеля USB-A – USB-B.

Модуль активной нагрузки, лицевая панель которого приведена на рисунке 4.3, применяется для создания регулируемой трёхфазной активной нагрузки. Изменение значения активной нагрузки осуществляется переключателем SA1. Соответствие положения переключателя и значения нагрузки представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Соответствие положения переключателя и значения нагрузки

Положение переключателя SA1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сопротивление, кОм	2,2	2,4	2,6	2,8	3	3,2	3,4	3,6	3,8	4	4,2

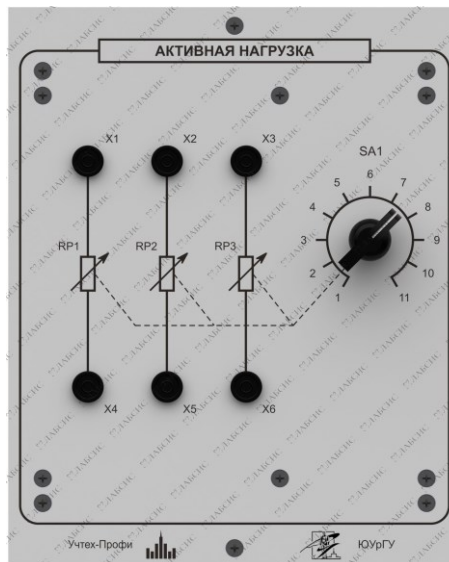


Рисунок 4.3 – Лицевая панель модуля активной нагрузки

Модуль линии электропередач, лицевая панель которого приведена на рисунке 4.4, представляет собой П-образную схему замещения, в которой учитываются продольное активное сопротивление и индуктивность, ёмкостная проводимость.

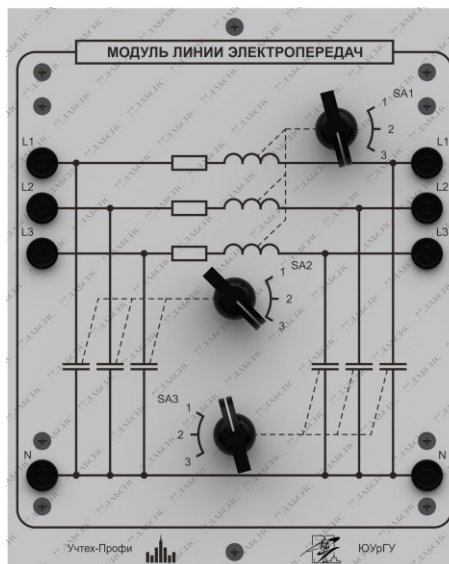


Рисунок 4.4 – Лицевая панель модуля линии электропередач

Входные и выходные клеммы L1, L2, L3, N предназначены для включения модуля в исследуемую цепь; переключатель SA1 – для изменения величины активно-индуктивного сопротивления линии электропередачи, которая зависит от

длины, сечения провода и других эксплуатационных параметров и режимов; переключатели SA2, SA3 – для изменения величины ёмкостной проводимости линии электропередачи.

Основные технические характеристики и диапазон изменения параметров линии электропередачи представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. – Характеристики и диапазон изменения параметров линии электропередачи

Номинальное напряжение, В	220		
Номинальный ток, А	0,8		
Индуктивность фазы, Гн	При положении SA1		
	1	2	3
	0,14	0,28	0,42
Активное сопротивление фазы, Ом	При положении SA1		
	1	2	3
	7,3	14,2	21,2
Ёмкость фазы в начале/конце линии, мкФ	При положении SA2		
	1	2	3
	0	0,47	0,94

Технические характеристики модуля однофазных трансформаторов, лицевая панель которого приведена на рисунке 4.5, представлены в таблице 4.3.

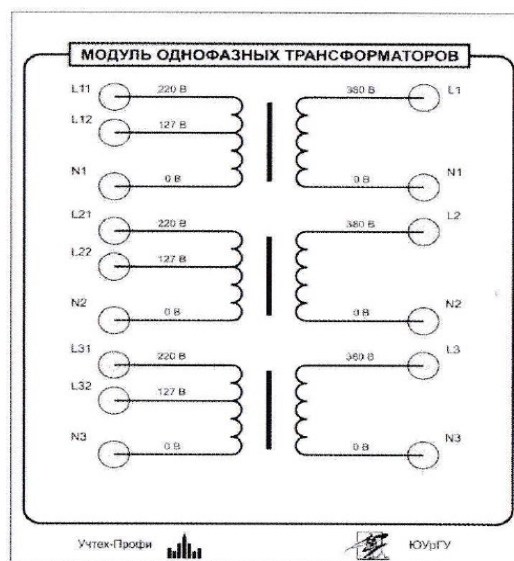


Рисунок 4.5 – Лицевая панель модуля однофазных трансформаторов.

Таблица 4.3 – Технические характеристики модуля однофазных трансформаторов

Тип	ОСМ1
Мощность, КВА	0,1
Входное напряжение, В	380
Выходное напряжение, В	220/127

Модуль короткозамыкателя, лицевая панель которого приведена на рисунке 4.6, предназначен для моделирования симметричных и несимметричных видов коротких замыканий в различных точках исследуемой схемы электроснабжения. Выбор вида короткого замыкания обеспечивают автоматические выключатели QF1..QF7.

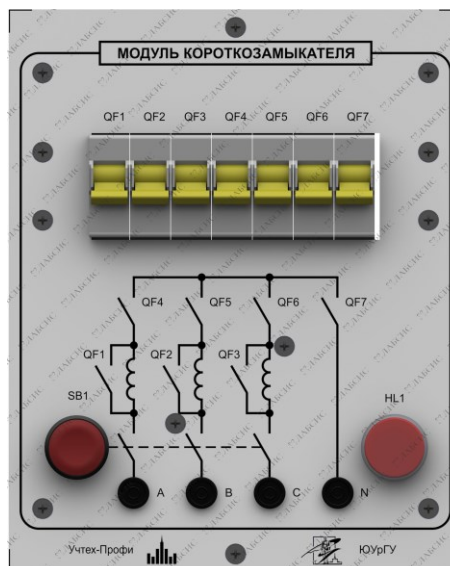


Рисунок 4.6 – Лицевая панель модуля короткозамыкателя

На базе описанных модулей производства ООО НПП «Учтех-Профи» [109], разработана модульная лабораторная установка с целью апробации разработанного способа определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью. Схема модульной лабораторной установки приведена на рисунке 4.7.

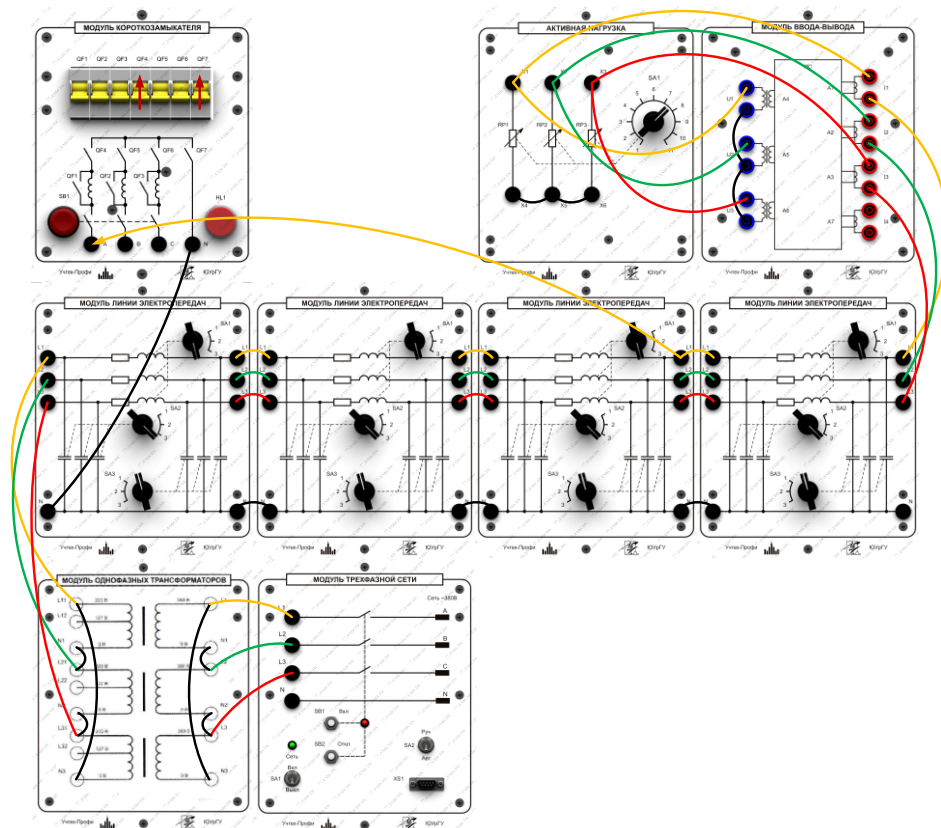


Рисунок 4.7 – Схема модульной лабораторной установки

Трансформаторы соединяются по схеме «треугольник-треугольник». Соединение модулей линий электропередач каскадное. Измерение токов и напряжений производим в конце линии с помощью измерительных трансформаторов модуля ввода-вывода. Трёхфазная нагрузка – активная, фазы соединены по схеме «звезда». Модуль короткозамыкателя подключается к произвольному модулю линии электропередач и задаёт место однофазного замыкания на землю.

Запись осциллограммы (рисунок 4.8) при осуществлении однофазного замыкания на землю одной из фаз линии электропередачи выполняется в программе DeltaProfi [109]. Текстовый формат файла *.txt, позволяет в программе DeltaProfi сохранить результаты осциллографирования в виде массива мгновенных значений сигнала, привязанных к отметкам времени. Значения записываются с интервалом 0,02 мс. К сохранённому массиву мгновенных значений напряжений применяется прямое преобразование Фурье для получения частотной характеристики.

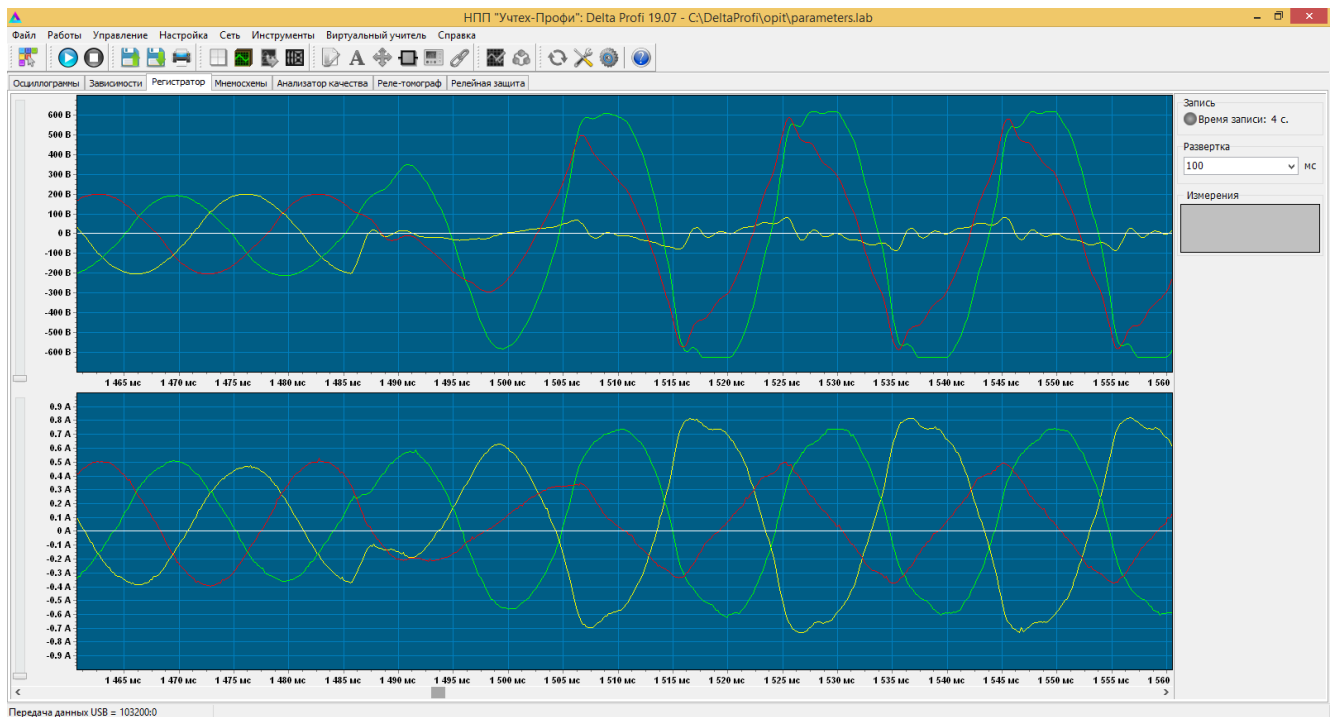


Рисунок 4.8 – Осциллограмма фазных напряжений и токов при однофазном замыкании на землю фазы «А»

На рисунке 4.8 при однофазном замыкании на землю фазные напряжения на неповреждённых фазах превышают линейные номинальные величины; подробный анализ такого явления приведён в работах Р.А. Вайнштейна, например, [102].

На рисунке 4.9 представлена частотная характеристика сигнала напряжения в конце линии электропередачи при однофазном замыкании на землю фазы «А» между первым и вторым модулем линии электропередач; расстояние до места замыкания от конца линии составляет $x_{34} = 0,25 \cdot l$.

Согласно рисунку 4.9, «резонансная» частота неповреждённых фаз линии $f_{рез} = 149,97$ Гц, частота, определённая для повреждённой фазы линии $f_{озз} = 614,877$ Гц.

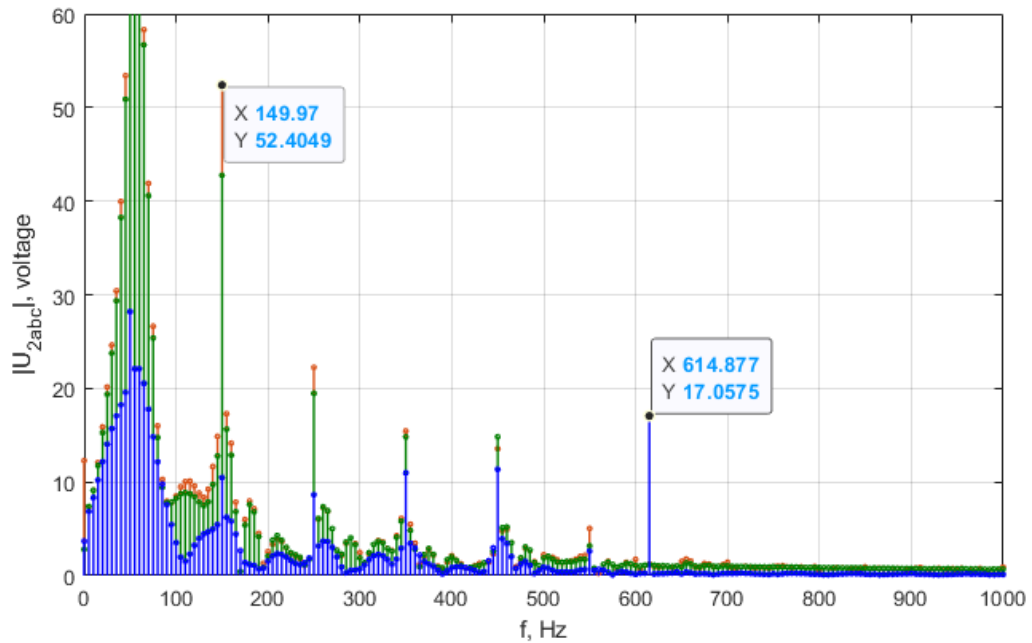


Рисунок 4.9 – Частотная характеристика напряжения линии электропередачи при однофазном замыкании на землю фазы «А»

В соответствии с разработанным способом определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью, расстояние до места повреждения от конца линии составляет:

$$x = \frac{f_{рез}}{f_{033}} \cdot l = \frac{149,97}{614,877} \cdot l \approx 0,244 \cdot l;$$

$$\varepsilon = \left| 1 - \frac{x}{x_{12}} \right| = \left| 1 - \frac{0,244 \cdot l}{0,25 \cdot l} \right| \approx 2,439\%.$$

Полученное расстояние $x \approx 0,244 \cdot l$ соответствует реальному месту возникновения однофазного замыкания на землю с погрешностью $\varepsilon \approx 2,439\%$.

4.2 Испытания по определению места повреждения на воздушной линии 10 кВ с имитацией однофазного замыкания на землю

На базе Юргамышского РЭС филиала Западные электрические сети АО «СУЭНКО» 17.06.2021 г. были проведены испытания по определению места повреждения на линии 10кВ с имитацией однофазного короткого замыкания на землю. Место испытания: ПС 35/10кВ «Кипель», ВЛ 10кВ «Рождественка». Приборы, используемые при испытаниях: устройство определения места повреждения «Сириус-2-ОМП» производства «РАДИУС Автоматика» и цифровой измерительный прибор «ИРИС» производства «Микропроцессорные технологии».

Целью проведения испытаний является проверка на соответствие расстояния до места повреждения линии, полученного согласно методике (приложение В1) фактическому расстоянию до места повреждения.

В ходе подготовки на ВЛ 10 кВ «Рождественка» (рисунок 4.10) были определены четыре точки для проведения имитации однофазного короткого замыкания на землю (рисунок 4.11):

1. ТП 10 кВ КП 4-7 Поселок (14,5 км от ПС «Кипель»)
2. ТП 10 кВ КП 4-9 Зерноток (14,42 км от ПС «Кипель»)
3. ВЛ 10кВ «Рождественка» опора 77 (5,4 км от ПС «Кипель»)
4. ВЛ 10кВ «Рождественка» опора 1 (0,01 км от ПС «Кипель»)

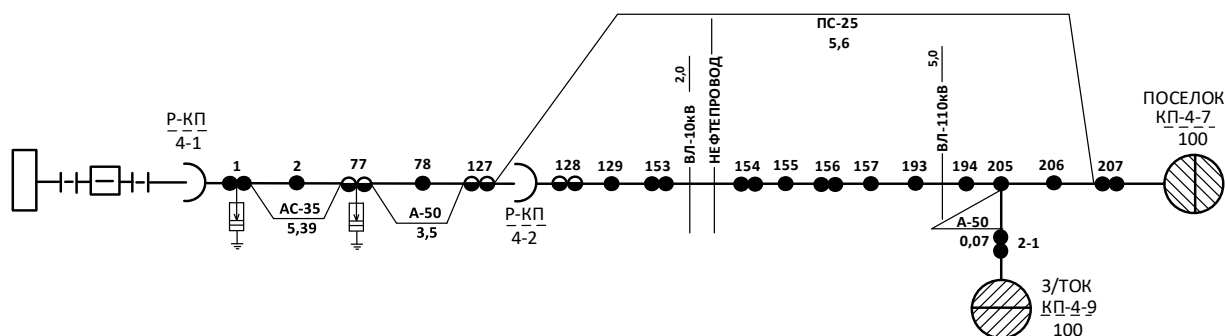


Рисунок 4.10 – Поопорная схема ВЛ-10кВ «Рождественка» от ПС 35/10 кВ ПС «Кипель»

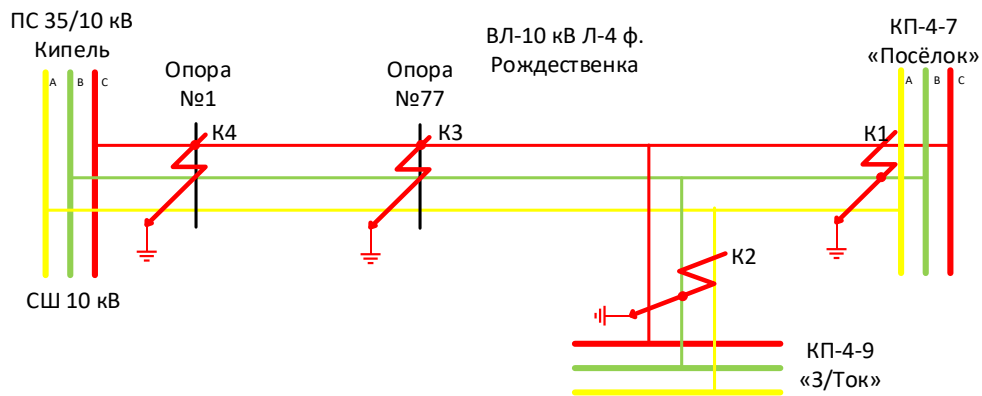


Рисунок 4.11 – Схема с указанием точек для проведения имитации однофазного короткого замыкания на землю

На выбранные точки устанавливалось переносное заземление на одну фазу, тем самым имитируя однофазное короткое замыкание.

Фиксация фазных напряжений и токов при осуществлении замыкания производилась приборами «Сириус-2-ОМП» и «ИРИС», предварительно установленными в ячейке вторичных цепей В-10кВ «Рождественка» (рисунок 4.12).

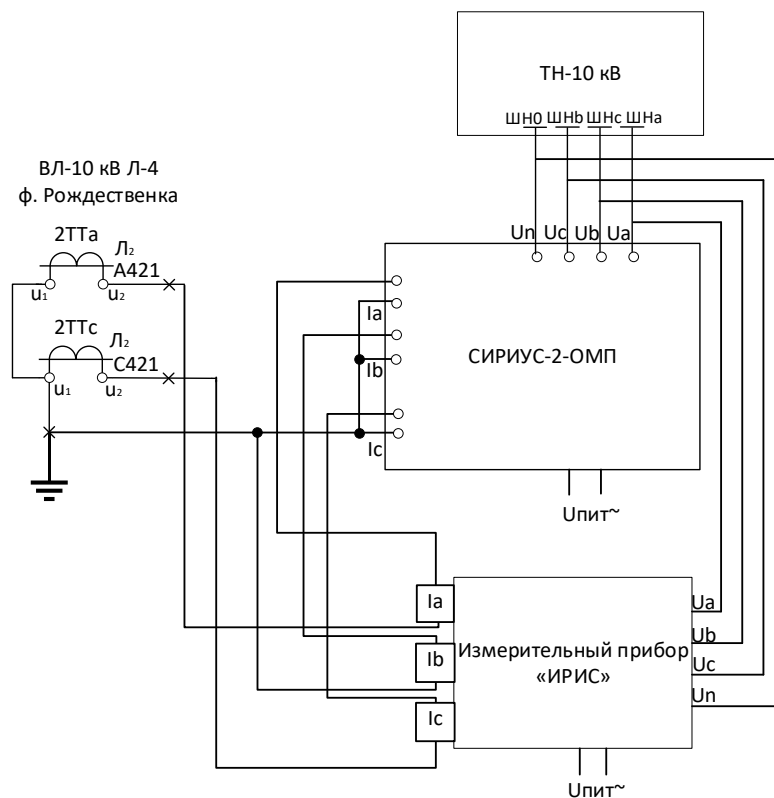


Рисунок 4.12 – Схема подключения ИРИС и Сириус-ОМП на ПС «Кипель»

Линия до проведения испытаний была отключена и заземлена.

Испытания на точке 1: ТП 10 кВ КП 4-7 Поселок

В 10:28 на ТП 10 кВ КП 4-7 Поселок бригадой оперативного персонала было установлено переносное заземление на ВЛ-10 кВ на фазу «В». После установки переносного заземления, на ПС «Кипель» отключили заземляющие ножи на В-10кВ, включили линейный разъединитель и В-10 кВ. После имитации однофазного замыкания на землю прибор «ИРИС», установленный на ТП 10 кВ КП 4-7 Поселок и «Сириус-2-ОМП», установленный во вторичных цепях В-10 кВ, зафиксировали замыкание в линии и записали осциллограммы напряжений и токов в формате COMTRADE. Осциллограммы фазных напряжений при испытании на точке К1 приведены на рисунке 4.13.

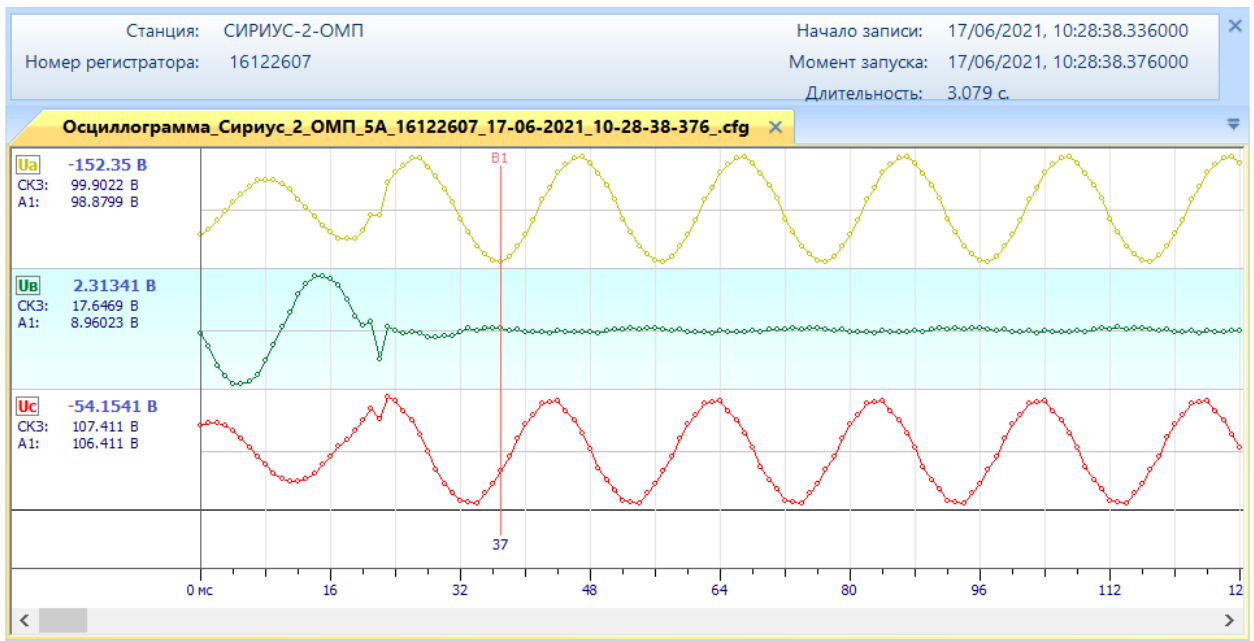


Рисунок 4.13 – Осциллограммы фазных напряжений при испытании на точке К1

Испытания на точке 2: ТП 10 кВ КП 4-9 Зерноток

В 10:46 на ТП 10 кВ КП 4-9 Зерноток бригадой оперативного персонала было установлено переносное заземление на ВЛ-10 кВ на фазу «В». После установки переносного заземления, на ПС «Кипель» отключили заземляющие ножи на В-10 кВ, включили линейный разъединитель и В-10кВ. После имитации однофазного замыкания на землю прибор «ИРИС», установленный на ТП 10 кВ

КП 4-7 Поселок и «Сириус-2-ОМП», установленный во вторичных цепях В-10 кВ, зафиксировали замыкание в линии и записали осциллограммы напряжений и токов в формате COMTRADE. Осциллограммы фазных напряжений при испытании на точке К2 приведены на рисунке 4.14.

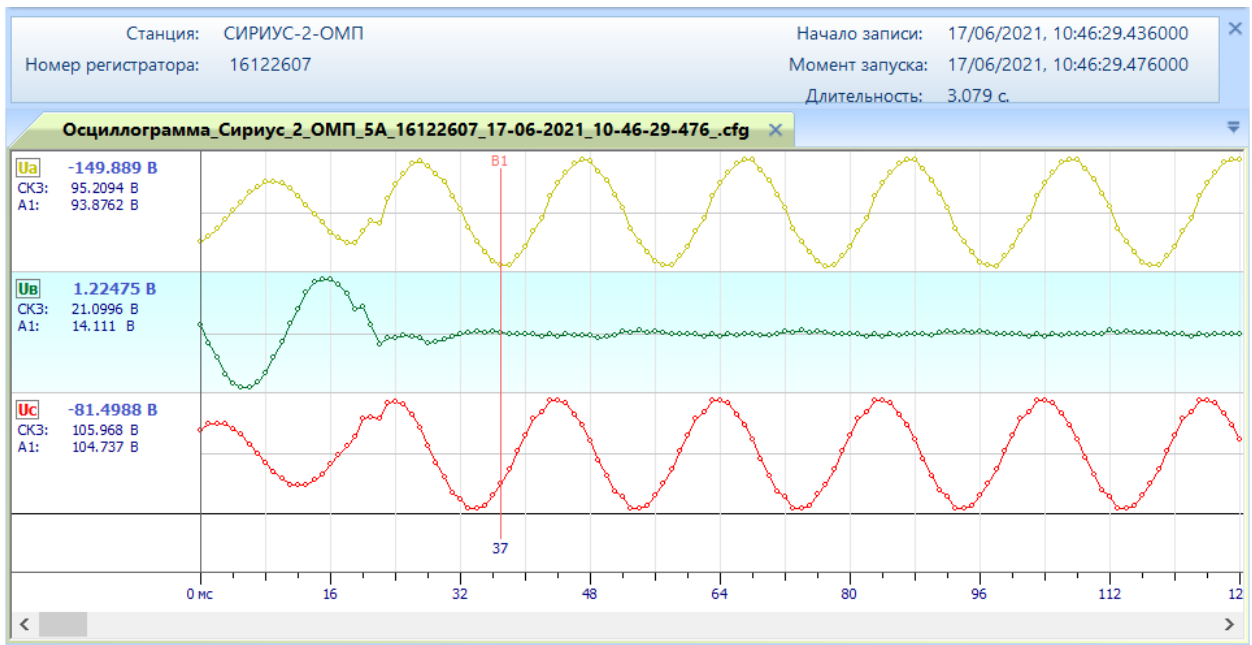


Рисунок 4.14 – Осциллограммы фазных напряжений при испытании на точке К2

Испытания на точке 3: ВЛ 10кВ «Рождественка» опора 77

В 11:48 на опоре 77 бригадой оперативного персонала было установлено переносное заземление на ВЛ-10 кВ на фазу «С». После установки переносного заземления, на ПС «Кипель» отключили заземляющие ножи на В-10 кВ, включили линейный разъединитель и В-10 кВ. После имитации однофазного замыкания на землю прибор «ИРИС» и «Сириус-2-ОМП», установленные во вторичных цепях В-10 кВ, зафиксировали замыкание в линии и записали осциллограммы напряжений и токов в формате COMTRADE. Осциллограммы фазных напряжений при испытании на точке К3 приведены на рисунке 4.15.

Испытания на точке 4: ВЛ 10кВ «Рождественка» опора 1

В 12:20 на опоре 1 бригадой оперативного персонала было установлено переносное заземление на ВЛ-10 кВ на фазу «С». После установки переносного заземления, на ПС «Кипель» отключили заземляющие ножи на В-10 кВ,

включили линейный разъединитель и В-10 кВ. После имитации однофазного замыкания на землю прибор «ИРИС» и «Сириус-2-ОМП», установленные во вторичных цепях В-10 кВ, зафиксировали замыкание в линии и записали осциллограммы напряжений и токов в формате COMTRADE. Осциллограммы фазных напряжений при испытании на точке К4 приведены на рисунке 4.16.

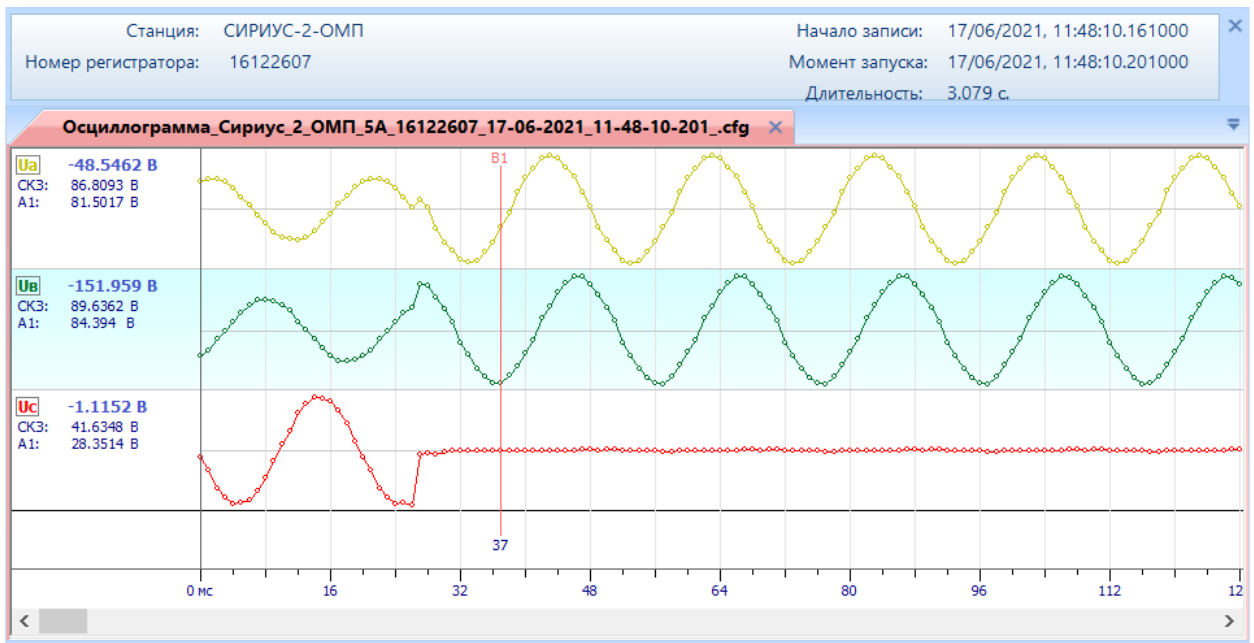


Рисунок 4.15 – Осциллограммы фазных напряжений при испытании на точке К3

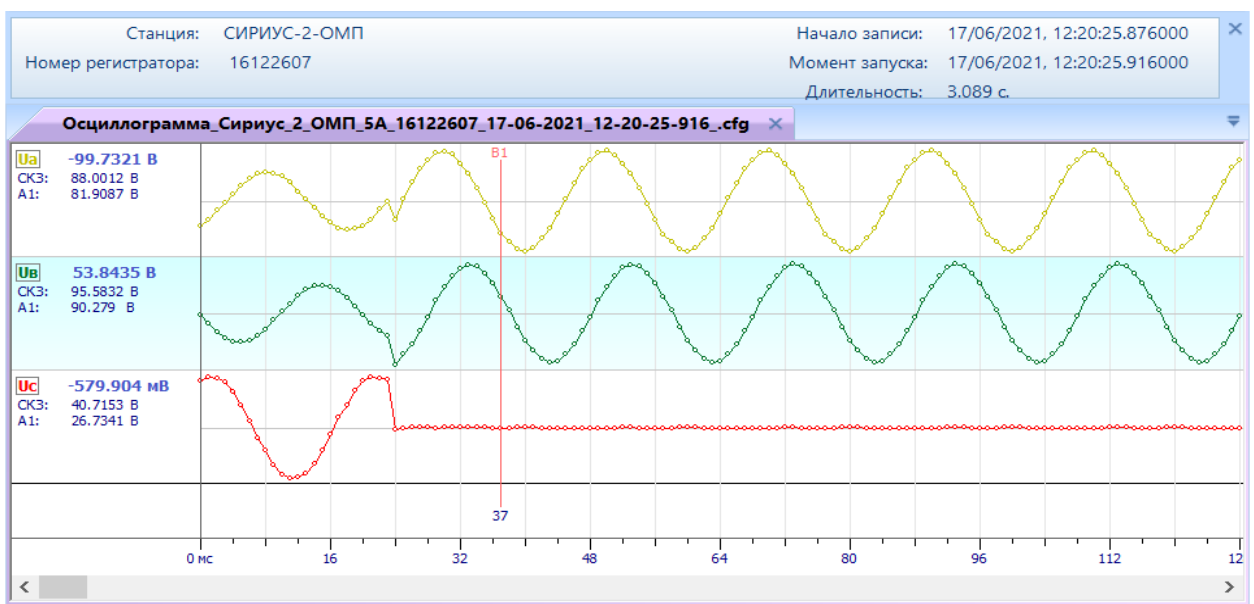


Рисунок 4.16 – Осциллограммы фазных напряжений при испытании на точке К4

В соответствии с разработанным способом определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью, получены результаты, сведённые в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты испытаний по определению места повреждения

Точка ОЗЗ	К1	К2	К3	К4
Расстояние до места ОЗЗ, км	14,404	14,334	5,372	0,00996
Абсолютная погрешность, м	96,1	85,8	27,9	0,038

Выводы по главе

1. По результатам проведённых испытаний произведены сравнения гармоник повреждённых фаз на основе данных с приборов «ИРИС» и «Сириус-2-ОМП». Осциллограммы фазных напряжений и токов позволяют выделить «резонансные» частоты, возникающие при переходном процессе вследствие возникновения однофазного замыкания на землю. «Резонансные» частоты позволяют определить расстояние до места повреждения воздушной линии в соответствии с разработанным способом.
2. Анализ кривых на рисунках 4.13-4.16 показал, что расстояние до места повреждения линии, полученное по частотам «резонансных» гармоник соответствуют фактическому расстоянию до места искусственного замыкания с абсолютной погрешностью, не превышающей 96 м.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО РАБОТЕ

На основании выполненной работы получены следующие результаты:

1. В результате анализа принципов и способов определения места повреждения с применением микропроцессорных устройств и литературных источников по диагностированию воздушных линий электропередачи установлено: в большинстве случаев в процессе определения места повреждения используются указанные в конструкторской документации параметры воздушной линии электропередачи без учёта изменения параметров проводов, линейной изоляции и опор воздушной линии электропередачи в процессе эксплуатации. Подавляющее большинство способов определения места повреждения не учитывают конструктивные особенности опор, линейной изоляции воздушной линии электропередачи и влияние природно-климатических факторов на первичные параметры воздушной линии электропередачи.
2. Разработана методика определения места повреждения воздушной линии электропередачи, основанная на определении первичных параметров воздушной линии электропередачи (продольные активное сопротивление проводов, собственные и взаимные индуктивности, взаимная ёмкость и ёмкость на землю проводов) корректируется с учётом конструктивных особенностей линии (геометрические параметры опор, габарит провода), изменения природно-климатических факторов (температуры окружающей среды, влажности воздуха) и удельного сопротивления грунта. Выявлена идентификация повреждённого фидера по совокупности величин напряжений обратной последовательности на трансформаторных подстанциях электрической сети напряжением 6(10) кВ.
3. Разработанный способ определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной

нейтралью, основанный на определении первичных параметров воздушной линии электропередачи (продольные активное сопротивление проводов, собственные и взаимные индуктивности, взаимная ёмкость и ёмкость на землю проводов) корректируется с учётом конструктивных особенностей линии (геометрические параметры опор, габарит провода), изменения природно-климатических факторов (температуры окружающей среды, влажности воздуха) и удельного сопротивления грунта позволяет получить требуемый технический результат, заключающийся в повышении надёжности электрических сетей и обеспечении электроэнергией потребителей требуемого качества. В соответствии с разработанным способом определения места повреждения воздушной линии электропередачи написана программа для ЭВМ «Estimation damage location of overhead lines».

4. Произведены лабораторные и натурные эксперименты по апробации методики определению места повреждения на воздушной линии электропередачи с имитацией однофазного короткого замыкания на землю. В обоих случаях получены осциллограммы и частотные характеристики фазных напряжений и токов, выделены «резонансные» частоты, возникающие при переходном процессе вследствие однофазного замыкания на землю, которые позволяют определить расстояние до места повреждения воздушной линии в соответствии с разработанным способом. Погрешность определения расстояния до места повреждения воздушной линии электропередачи по предложенному способу не превышает 2,5% относительно лабораторного и 96 м относительно натурального экспериментов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Иманов, Г. М. Защита электрических сетей предприятий нефти и газа от перенапряжений / Г. М. Иманов, А. А. Пухальский, Ф. Х. Халилов, А. И. Таджибаев. – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минтопэнерго России, 1999. – 312 с. – Текст : непосредственный.
2. Кадомская, К. П. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них / К. П. Кадомская, Ю. А. Лавров, А. А. Рейхердт. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2004. – 320 с. – Текст : непосредственный.
3. Шатова, Ю. А. Методика расчета показателей надежности воздушных линий электропередачи на основе их длин / Ю. А. Шатова, Н. Н. Алешина. – Текст : электронный // Наукоеведение. – 2013. – № 5.
4. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А. Ф. Дьяков, Б. К. Максимов, Р. К. Борисов [и др.] – 2-е изд., исп. и доп. – Москва : МЭИ, 2011. – 544 с. – Текст : непосредственный.
5. An integrated monitoring system and automatic data analysis to correlate lightning activity and faults on distribution networks / A. E. Lazzaretti, S. L. FranNa Santos, K. K. Khster [и др.]. – Text : direct // Electric Power Systems Research. – 2017. – V. 153. – P. 66–72.
6. ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010. Менеджмент риска. Защита от молнии. Ч. 1. Общие принципы. – М.: Стандартинформ, 2011. – 45 с.
7. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений : РД 153-34.3-35.125-99 : утв. РАО ЕЭС России 12.07.99 : ввод. в действие с 12.07.99. / под ред. Н. Н. Тиходеева. – Изд. 2-е. – СПб : ПЭИПК, 1999. – 355 с. – Текст : непосредственный.
8. Надежность, техническое обслуживание, ремонт и диагностирование нефтегазопромыслового оборудования / В. В. Сушков, Н. Н. Матаев, С. Г.

- Кулаков [и др.] ; под общ. ред. В. В. Сушкова. – Санкт-Петербург : Нестор, 2008. – 296 с. – Текст : непосредственный.
9. Халилов, Ф. Х. Защита сетей 6–35 кВ от перенапряжений / Ф. Х. Халилов, Г. А. Евдокунин, В. С. Поляков. – СПб. : Энергоатомиздат, 2002. – 272 с. – Текст : непосредственный.
 10. Ограничители перенапряжений для защиты изоляции электрооборудования и линий сетей среднего, высокого и сверхвысокого напряжения от грозových и внутренних перенапряжений / Ф. Х. Халилов, В. Г. Гольдштейн, А. В. Колычев [и др.]. – Москва : Энергоатомиздат, 2010. – 264 с. – Текст : непосредственный.
 11. Федосенко, Р. Я. Эксплуатационная надежность электросетей сельскохозяйственного назначения / Р. Я. Федосенко, А. Я. Мельников. – Москва : Энергия, 1977. – 320 с. – Текст : непосредственный.
 12. Шалыт, Г. М. Определение мест повреждения в электрических сетях / Г. М. Шалыт. – М. : Энергоиздат, 1982. – 312 с. – Текст : непосредственный.
 13. Шалыт, Г. М. Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима / Г. М. Шалыт, А. И. Айзенфельд, А. С. Малый. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – Текст : непосредственный.
 14. Айзенфельд, А. И. Определение мест короткого замыкания на линиях с ответвлениями / А. И. Айзенфельд, Г. М. Шалыт. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – Текст : непосредственный.
 15. Айзенфельд, А. И. Способ уменьшения времени фиксации фиксирующих индикаторов ЛИФП, ФПТ и ФПН. – Экспресс-информация. Серия: Эксплуатация и ремонт электрических сетей. Вып. 10. – М.: Информэнерго, 1987. – Текст : непосредственный.
 16. Квривишвили, Л. В. Распознавание однофазных замыканий на землю в распределительных сетях / Л. В. Квривишвили, В. Е. Качесов // Электричество. – 2010. – № 12. – С. 8–18.

17. Шалин, А.И. Замыкания на землю в линиях электропередачи 6–35 кВ. Особенности возникновения и приборы защиты. – Текст : электронный // Новости электротехники. – 2005. – № 1.
18. Шуин, В. А. Защиты от замыканий на землю в сетях 6–10 кВ / В. А. Шуин, А. В. Гусенков. – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 104 с. – Текст : непосредственный.
19. Лихачев, Ф. А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией ёмкостных токов. – М.: Энергия, 1971. – 152 с.
20. Cosse, R. E. Smart industrial substations / R. E. Cosse, J. E. Bowen, H. T. Combs, D. G. Dunn, M. A. Hildreth, A. Pilcher. – Text : direct // IEEE Industry application magazine. – 2005. – № 11 (2) – P. 12-20.
21. Valdes, M. Finding fault – Locating a ground fault in low-voltage, high-resistance grounded systems via the single-processor concept for circuit protection / M. Valdes, T. Papallo, B. Premerlani. – Text : direct // Record of Conference Papers Industry Applications Society 52nd Annual Petroleum and Chemical Industry Conference. – 2007. – Vol. 13. – P. 24-30.
22. Карамов, Д. Н. Математическое моделирование отказов элементов электрической сети (10 кВ) автономных энергетических систем с возобновляемой распределенной генерацией / Д. Н. Карамов, И. В. Наумов, С. М. Пержабинский. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 7. – С. 116–130.
23. Дружинин, Г. В. Надёжность автоматизированных систем / Г. В. Дружинин. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – Москва : Энергия, 1977. – 536 с. – Текст : непосредственный.
24. Изоляторы подвесные для ВЛ 110-750 кВ. Методы испытаний : СТО 56947007-29.240.069-2011. - Введ. 2011-01-31. - 107 с.
25. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем / Н. А. Манов, М. В. Хохлов, Ю. Я. Чукреев [и др.] ; под ред. Н. А. Манова. – Сыктывкар, 2010. – 292 с. – Текст : непосредственный.

26. Сидоров, С. В. Оценка эффективности эксплуатации электротехнического комплекса отходящих линий / С. В. Сидоров, И. С. Сухачев, В. В. Сушков [и др.] – Текст : непосредственный // Динамика систем, механизмов и машин. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2020. – Т. 8, № 3. – С. 71-76.
27. Сидоров, С. В. Диагностирование однофазных замыканий на землю при воздействии грозовых перенапряжений на электрическую сеть напряжением 6(10) кВ / С. В. Сидоров. – Текст : непосредственный // Культура, наука, образование: проблемы и перспективы: материалы VII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Нижневартовск : НГУ, 2019. – С. 686-688.
28. Боловин, Е. В., Глазырин А.С. Метод идентификации параметров погружных асинхронных электродвигателей установок электроприводных центробежных насосов для добычи нефти / Е. В. Боловин, А. С. Глазырин. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 1. – С. 123–131.
29. Куффель, Е., Цаенгль В., Куффель Дж. Техника и электрофизика высоких напряжений / Е. Куффель, В. Цаенгль, Дж. Куффель ; пер. с нем. ; под ред. И. П. Кужекина. – Долгопрудный: Интеллект, 2011. – 520 с. – Текст : непосредственный.
30. Техника высоких напряжений: теоретические и практические основы применения / М. Бейер, В. Бек, К. Меллер, В. Цаенгль; перевод с нем. И. П. Кужекина; под ред. В. П. Ларионова. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 553 с. – Текст : непосредственный.
31. Сидоров, С. В. Оценка влияния различных способов и аппаратов защиты от импульсных перенапряжений в электрической сети напряжением 6-10 кВ нефтяных промыслов / С. В. Сидоров, В. В. Сушков, И. С. Сухачев. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – Томск : ТПУ, 2019. – Т. 330, № 6. – С. 50-58.
32. Сухачев, И. С. Совершенствование защиты от импульсных перенапряжений в системе «Трансформатор – питающий кабель – погружной

- электродвигатель» / И. С. Сухачев, С. В. Сидоров, В. В. Сушков. – Текст : непосредственный // Промышленная энергетика. – 2017. – № 9 – С. 7-12.
33. Сушков, В. В. Оценка остаточного ресурса изоляции погружного электродвигателя установок электрических центробежных насосов добычи нефти при воздействиях импульсных перенапряжений / В. В. Сушков, В. В. Тимошкин, И. С. Сухачев, С. В. Сидоров. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 10. – С. 74-80.
34. Сухачев, И. С. Методика оценки энергии, воздействующей на изоляцию электрооборудования нефтяной скважины при импульсных перенапряжениях / И. С. Сухачев, С. В. Сидоров, В. В. Сушков. – Текст : непосредственный // Омский научный вестник. – 2017. – № 6 (156). – С. 87-91.
35. ГОСТ 18058-80. Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые погружные серии ПЭД. Технические условия : государственный стандарт Союза ССР : издание официальное : утвержден и введен в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 31 декабря 1980 г. № 6341 : введен впервые : дата введения 2081-06-30. – М.: Госстандарт, 1987. – 47 с.
36. Внутрискважинное устройство защиты от перенапряжений: пат. 165160 Российская Федерация № 2016113107/07; заявл. 05.04.2016; опубл. 10.10.2016, Бюл. № 28. – 2 с.
37. Внутрискважинный ограничитель перенапряжений: пат.159922 Российская Федерация № 2015147686/07; заявл. 05.11.2015; опубл. 20.02.2016, Бюл. № 5. – 1 с.
38. Дьяконов, В. Ф. Математические пакеты расширения MATLAB : спец. справочник / В. Ф. Дьяконов, В. Ф. Круглов. – СПб. : Питер, 2001. - 480 с. – Текст : непосредственный.
39. Сухачев, И. С. Анализ аварийности электротехнического комплекса погружных установок электроцентробежных насосов добычи нефти / И.С.

- Сухачев. – Текст : непосредственный // Главный энергетик. – 2018. – № 12. – С. 70-77.
40. Устройство регистрации, идентификации перенапряжений и оценки остаточного ресурса изоляции погружных электродвигателей: пат. 2655948 Российская Федерация № 2017109534; заявл. 21.03.2017; опубл. 30.05.2018, Бюл. № 16. – 8 с.
41. Сухачев, И. С. Прогнозирование остаточного ресурса выключателей напряжением 6-10 кВ нефтяных промыслов / И. С. Сухачев, В. В. Сушков, С. В. Сидоров. – Текст : непосредственный // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Национальной с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых учёных и специалистов. – Тюмень : ТИУ, 2018. – С. 347-350.
42. Регистраторы аварийных событий. Технические требования: СТО 34.01-4.1-002-2017. - Введ. 2017-08-15. - 27 с.
43. Неклепаев, Б. Н. Методика оценки коммутационного ресурса выключателей при эксплуатации / Б. Н. Неклепаев, А. А. Востросаблин. – Текст : непосредственный // Промышленная энергетика. – 1995. – № 1. – С. 28-35.
44. Неклепаев, Б. Н. Методика оценки остаточного ресурса выключателей при эксплуатации / Б. Н. Неклепаев, А. А. Востросаблин. – Текст : непосредственный // Промышленная энергетика. – 1992. – № 10. – С. 31-32.
45. Петрушков, М. Ю. Импортозамещение в электротехнической отрасли в области релейной защиты и автоматики: текущее состояние, проблемы и перспективы (на примере инновационного электротехнического кластера Чувашской Республики) / М. Ю. Петрушков. – Текст : непосредственный // Вестник Российского университета кооперации. – 2015. – № 2(20) – С. 32-37.
46. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: межгосударственный

- стандарт : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 июля 2013 г. №400-ст : введен впервые : дата введения 2014-07-01 / разработан Обществом с ограниченной ответственностью «ЛИНВИТ» и Техническим комитетом по стандартизации ТК 30 «Электромагнитная совместимость технических средств». – Москва : Стандартинформ, 2017. – IV, 45 с. ; 29 см. – Текст : непосредственный.
47. Минуллин, Р. Г. Физические основы диагностики повреждения воздушных линий распределительных электрических сетей / Р. Г. Минуллин, И. Ш. Фардиев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. –2004. – № 5-6. – С. 43-47.
48. Пат. 2397503 Российская Федерация, МПК G01R 31/08. Способ для определения места повреждения линий электропередачи : № 2008114387/28 : заявл. 05.09.2006 : опубл. 20.08.2010 / Бальцерек П., Фульчик М., Росоловски Э., Изиковски Ян, Саха М. ; патентообладатель АББ ТЕКНОЛОДЖИ АГ. – Текст : непосредственный.
49. Пат. 2498330 Российская Федерация, МПК G01R 31/08. Способ определения места повреждения при коротких замыканиях на линии электропередачи переменного тока : №: 2012129228/28 : заявл. 27.06.2012 : опубл. 10.11.2013 / Лозинова Н. Г., Мазуров М. И., Иванова Е. А. ; патентообладатель Открытое акционерное общество "Научно-технический центр Единой энергетической системы" (ОАО "НТЦ ЕЭС"). – Текст : непосредственный.
50. Пат. 2552388 Российская Федерация, МПК G01R 31/00. Способ определения места повреждения линии электропередачи : № 2013125429/28 : заявл. 31.05.2013 : опубл. 10.06.2015 / Куликов А. Л. Обалин М. Д. ; патентообладатель Куликов А. Л. – Текст : непосредственный.
51. Влияние режимных и климатических факторов на потери энергии при нестационарных тепловых режимах линий электропередачи / А. Я. Бигун, О. А. Сидоров, Д. С. Осипов [и др.]. – Текст : непосредственный // Динамика систем, механизмов и машин. – 2017. – Т. 5. – № 3. – С. 8-17.

52. Попов, И. А. Диагностика и мониторинг сети 10 кВ подстанции Барышевская / И. А. Попов, В. Е. Качесов // Наука. Технологии. Инновации: сборник научных трудов в 9 ч. / под ред. А. В. Гадюкиной. – Ч. 4. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – С. 177–181. – Текст : непосредственный.
53. Хузяшев, Р. Г. Разработка программно-аппаратного комплекса, реализующего алгоритм определения места повреждения в ЛЭП с изолированной нейтралью / Р. Г. Хузяшев, И. Л. Кузьмин // Энергетика Татарстана. – 2008. – № 1. – С. 97–99.
54. Wang D. Travelling Wave Fault Location of HVAC Transmission Line Based on Frequency-Dependent Characteristic / D.Wang, M.Hou, Y.Guo // IEEE Transactions on Power Delivery. 2021. 36 (6), P. 3496-3505. DOI: 10.1109/TPWRD.2020.3044010.
55. Васильков, В. А. Разработка физической модели воздушной линии электропередачи напряжением 10 кВ для исследования процесса ОЗЗ / В. А. Васильков, А. Ю. Арестова // Наука. Технологии. Инновации : сборник научных трудов в 9 ч. / под ред. А. В. Гадюкиной. – Ч. 4. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – С. 7–11.
56. Зарипова, С. Н. Работа электропередачи распределительной электрической сети напряжением 6-10 кВ в режиме длинной линии / С. Н. Зарипова, А. И. Федотов, Р. Э. Абдуллазянов. – Текст : непосредственный // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2012. – №1-2. – С. 177-181/
57. Абдуллазянов Р. Э. Частотные характеристики воздушной линии / Р. Э. Абдуллазянов, А. И. Федотов, Г. В. Вагапов. – Текст : непосредственный // Труды 16-й Всероссийской научно-методической конференции «Фундаментальные исследования и инновации в национальных исследовательских университетах». – 2012. – Т.2.
58. Аржанников Е. А. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Е. А. Аржанников, В. Ю.

- Лукоянов, М. Ш. Мисриханов; под ред. В. А. Шуина. – Москва : Энергоатомиздат, 2003. – 272 с. – Текст : непосредственный.
59. Вагапов, Г. В. Экспериментальное исследование проявления высших гармоник напряжения на стороне 0,4 кВ потребительских подстанций как метода раннего диагностирования однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью / Г. В. Вагапов, А. М. Амосов, Н. В. Чернова, Л. И. Абдуллин – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2014. – № 4. – С. 89-92.
60. Mardiana, R. Ground Fault Location on a Transmission Line Using High-Frequency Transient Voltages / R. Mardiana, H. A. Motairy, C. Q. Su. – Text : direct // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2011. – Vol. 26 (2). – P. 1298-1299.
61. Mirzai, M. A. A Novel Fault-Locator System; Algorithm, Principle and Practical Implementation / M. A. Mirzai, A. A. Afzalian. – Text : direct // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2010. – № 25 (1). – P. 35-46.
62. Беляков Ю.С. Актуальные вопросы определения мест повреждения воздушных линий электропередачи. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2010. – 76 с.
63. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей : Монография / М. А. Шабад. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – СПб. : ПЭИПК, 2003 – 350 с. – Текст : непосредственный
64. Бессонов, Л. А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи : учебник для бакалавров / Л. А. Бессонов. – 12-е изд., исправ. и доп. – Москва : Изд-во Юрайт. 2016. – 701 с. – Текст : непосредственный.
65. Определение места обрыва линейных проводов воздушной линии по вторичному напряжению трансформаторных подстанций / В. В. Сушков, С. В. Сидоров, И. С. Сухачев [и др.]. – Текст : непосредственный // Актуальные вопросы энергетики: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Омск : ОмГТУ, 2018. – С. 41-44.

66. Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с. – Текст : непосредственный
67. Сидоров, С. В. Особенности моделирования определения мест повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ / С. В. Сидоров, В. В. Сушков, И. С. Сухачев. – Текст : непосредственный // Промышленная энергетика. – 2020. – №3. – С. 33-40.
68. Лямец, Ю. Я. Распознаваемость повреждений электропередачи. Ч.1. Распознаваемость места повреждения / Ю. Я. Лямец, Г. С. Нудельман, А. Ю. Павлов, [и др.]. – Текст : непосредственный // Электричество. – 2001. – № 2. – С. 16-23.
69. Нурбосынов, Д. Н. Оптимизация энергетических параметров в установившихся режимах электротехнических комплексов отходящих линий, подключенных к одному центру питания / Д. Н. Нурбосынов, Т. В. Табачникова, Е. В. Рюмин, А. Д. Махт. – Текст : непосредственный // Энергетика Татарстана. – 2012 – № 1 (25). – С. 20-23.
70. Нурбосынов, Д. Н. Разработка имитационной модели группового пуска электроприводов электротехнического комплекса добывающей скважины / Д. Н. Нурбосынов, Т. В. Табачникова, Ф. А. Иванов, А. В. Махт. – Текст : непосредственный // Промышленная энергетика. – 2018. – № 2. – С. 20-23.
71. Нурбосынов, Д. Н. Совершенствование математической модели и метода расчёта оптимальных энергетических параметров узла электрической нагрузки / Д. Н. Нурбосынов, Т. В. Табачникова, Е. В. Рюмин, А. Д. Махт. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2012. – № 3. – С. 64-70.
72. Сидоров, С. В. Разработка методики определения расстояния до места обрыва провода и ОЗЗ ВЛ напряжением 6(10) кВ / С. В. Сидоров. – Текст : непосредственный // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Национальной с международным участием научно-практической конференции студентов,

- аспирантов, молодых учёных и специалистов. – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 344-347.
73. Иванов, И. Е. Оценка влияния различных факторов на значения сопротивлений и проводимостей высоковольтной воздушной линии электропередачи / И. Е. Иванов. – Текст : непосредственный // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2017. – № 3. – С. 30-39.
74. Козлов, В. К. Исследование влияния переходного сопротивления на определение места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью / В. К. Козлов, Е. Р. Киржацких, Р. А. Гиниатуллин. – Текст : непосредственный // Вестник Чувашского университета. – 2019. – № 1. – С. 39-46.
75. Nuthalapati, B. Location detection of downed or broken power line fault not touching the ground by hybrid AD method / B. Nuthalapati, U. K. Sinha. – Text : direct // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2019 – Vol. 14 (2), P. 483-489.
76. Минуллин, Р. Г. Обнаружение повреждений в электрических распределительных сетях локационным методом / Р. Г. Минуллин, Е. В. Закамский. – Казань : ИЦ Энергопрогресс, 2004. – 207 с. – Текст : непосредственный
77. Солдатов, В. А. Дистанционное определение места повреждения в распределительных электрических сетях 6-10-35 кВ / В. А. Солдатов. – Текст : непосредственный // Вестник Кыргызского национального аграрного университета им. К.И. Скрябина. – 2018. – № 2 (47). – С. 391-397.
78. Федотов, А. И. Определение мест однофазных замыканий на землю воздушных линий электропередачи напряжением 6 - 35 кВ / А. И. Федотов, Г. В. Вагапов, Н. В. Чернова. – Текст : непосредственный // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Международной научно-практической конференции. – Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2018. – С. 16-21.

79. Ahsae, M. G. New Fault-Location Algorithm for Transmission Lines Including Unified Power-Flow Controller / M. G. Ahsae, J. Sadeh. – Text : direct // Controller. IEEE Transactions on Power Delivery. – 2012. – Vol. 27 (4). – P. 1763-1771.
80. Ferreira, K. J. A Noninvasive Technique for Fault Detection and Location / K. J. Ferreira, A. E. Emanuel. – Text : direct // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2010. – Vol. 25 (4). – P. 3024-3034.
81. Salim, R. H. Extended Fault-Location Formulation for Power Distribution Systems / R. H. Salim, M. Resener, A. D. Filomena, K. Rezende Caino de Oliveira, A. S. Bretas. – Text : direct // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2009. – № 24 (2). – P. 508-516.
82. Abu-Siada A. Voltage-current technique to identify fault location within long transmission lines / A.Abu-Siada, M.I.Mosaad, S.Mir // IET Generation, Transmission and Distribution. 2020. 14 (23), P. 5588-5596. DOI: 10.1049/iet-gtd.2020.1012.
83. Benato R. Overcoming the limits of the charge transient fault location algorithm by the artificial neural network / R.Benato, G.Rinzo, M.Poli // Energies. 2019. 12 (4), № 722. DOI: 10.3390/en12040722.
84. Dzafic I. Locating ground faults in non-solidly grounded networks via nonlinear least-squares / I.Dzafic, R.A.Jabr, T.Namas // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2020. 121, № 106038. DOI: 10.1016/j.ijepes.2020.106038.
85. Khoudry E. Traveling wave based fault location for power transmission lines using morphological filters and clarke modal components / E.Khoudry, A.Belfqih, J.Boukherouaa, F.Elmariami // International Journal of Electrical and Computer Engineering. 2020. 10 (2), P. 1122-1134. DOI: 10.11591/ijece.v10i2.pp1122-1134.
86. Kwasi Anane P.O. Fault location in overhead transmission line: A novel non-contact measurement approach for traveling wave-based scheme / P.O.Kwasi Anane, Q.Huang, O.Bamisile, P.N.Ayimbire // International Journal of Electrical

- Power and Energy Systems. 2021. 133, № 107233. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107233.
87. Nuthalapati B. Location of downed or broken power line fault not touching the ground / B.Nuthalapati, U.K.Sinha // European Journal of Electrical Engineering. 2019. 21 (1), P. 7-10. DOI: 10.18280/ejee.210102.
88. Fischer, N. Methods for detecting ground faults in medium-voltage distribution power systems / N. Fischer, D. Hou. – Pullman, WA USA, 2006. – P. 15. – Text : direct.
89. Гольдштейн, В. Г. Математическое моделирование продольных токов смещения и поверхностного эффекта в многослойной земле и проводах линий электропередачи / В. Г. Гольдштейн, Н. В. Сайдова, А. К. Танаев. – Текст : непосредственный // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Физико-математические науки. – 2004. – № 30. – С. 170-177.
90. Гольдштейн, В. Г. Уточнённая математическая модель поверхностного эффекта в многослойной земле / В. Г. Гольдштейн, Н. В. Сайдова, А. К. Танаев. – Текст : непосредственный // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Физико-математические науки. – 2003. – № 19. – С. 129-133.
91. Халилов, Ф. Х. Выбор модели опоры ВЛ 35-220 кВ при анализе грозовых перенапряжений / Ф. Х. Халилов, Г. Г. Хохлов. – Текст : непосредственный // Труды Кольского научного центра РАН. – 2011. – № 1 (4). – С. 112-118.
92. Разевиг, Д. В. Техника высоких напряжений : учебник для студентов электротехнических и электроэнергетических специальностей вузов / Д. В. Разевиг, Л. Ф. Дмоховская, В. П. Ларионов; под общей ред. Д. В. Разевига. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Энергия, 1976. – 488 с. – Текст : непосредственный.
93. Carson, J. R. Wave Propagation in overhead wires with ground return / J. R. Carson. – Text : direct // Bell System Technical Journal, 1926. – 5 (4). – P. 539-554.

94. Ramasamy Natarajan. Computer-Aided Power System Analysis. Marcel Dekker, Inc., New York, 2002, 424 p. (Carson R correction terms due to ground resistivity p.27)
95. Sidorov, S. V. Development of a method for determining the location of a single line-to-ground fault of an overhead power line with voltage of 6(10) kV considering climatic factors / S. V. Sidorov, V. V. Sushkov, I. S. Sukhachev. – Текст : непосредственный // Smart Energy System. – 2019. – V. 124. – P. 1-6.
96. Sidorov, S. V. Development of a method for determining the location of a single-phase ground fault of an overhead power line 6(10) kV voltage considering climatic factors / S. V. Sidorov, V. V. Sushkov, I. S. Sukhachev. – Текст : непосредственный // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering. – 2020. – V. 331, № 2. – P. 115-123.
97. Сидоров, С. В. Определение места повреждения воздушной линии 6-10 кВ с учетом климатических факторов (Тезисы) / С. В. Сидоров. – Текст : непосредственный // 73-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ - 2019». Тезисы докладов. Т.3. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2019. – С. 480-481.
98. Расчёт резонансных частот воздушной линии электропередачи при возникновении однофазного короткого замыкания: учебное пособие / С. В. Сидоров, И. С. Сухачев, В. В. Сушков. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 80 с.
99. Пат. 2426998 Российская Федерация, МПК G01R 31/08. Способ определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи : № 2008118933/28 : заявл. 13.05.2008 : опубл. 20.08.2011 / Висящев А. Н., Устинов А. А. ; патентообладатель Висящев А. Н., Устинов А. А.. – Текст : непосредственный.
100. Пат. 2637378 Российская Федерация, МПК G01R 31/08. Способ дистанционного определения места однофазного замыкания на землю : № 2016125792 : заявл. 28.06.2016 : опубл. 04.12.2017 / Филатова Г. А., Шуин В. А., Ганджаев Д. И. ; патентообладатель Филатова Г. А., Шуин В. А., Ганджаев Д. И.. – Текст : непосредственный.

101. Пат. 2647536 Российская Федерация, МПК G01R 31/11. Способ определения места повреждения воздушных линий в распределительных сетях : №: 2016145359 : заявл. 18.11.2016 : опубл. 16.03.2018 / Ощепков В. А., Болдырев И. В., Владимиров Л. В., Долингер С. Ю. ; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Омский государственный технический университет". – Текст : непосредственный.
102. Вайнштейн, Р. А. Режимы заземления нейтрали в электрических системах: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н. В. Коломиец, В. В. Шестакова; Томский поли-технический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 116 с.
103. Нефедов, В. И. Основы радиоэлектроники и связи: учебник для вузов / В. И. Нефедов – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высш. шк., 2002. – 510 с. – Текст : непосредственный.
104. Сушков В.В., Сухачев И.С., Сидоров С.В. Разработка комплексного подхода к диагностированию места повреждения воздушной линии электропередачи при однофазных замыканиях на землю на основе алгоритма обработки данных цифровых подстанций // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 07.
105. Патент № 2798941 Российская федерация, МПК G01R 31/08 (2006.01). Способ определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью : № 2022135489: заявл. 31.12.2022 : опубл. 29.06.2023 / С. В. Сидоров, В. В. Сушков, И. С. Сухачев ; заявители Сидоров С.В., Сушков В.В., Сухачев И.С. – 12 с. – Текст : непосредственный
106. ОМП на базе терминалов БЭ2704v920 : [сайт]. - URL : <https://www.ekra.ru/produkcija/registratory-avariinyh-sobytii-i-omp/opredelenie-mesta-povregdenia-omp/1049-omp-na-baze-terminalov-be2704v92x.html> (дата обращения: 08.10.2019). - Текст : электронный.

107. Национальный атлас почв Российской Федерации / С. А. Шоба, Г. В. Добровольский, И. О. Алябина. [и др.]. – Москва : АСТ, 2011. – 632 с. – Текст : непосредственный.
108. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2021617190 19.04.2021. Estimation damage location of overhead lines / Сидоров С.В., Сушков В.В., Сухачев И.С.
109. «Учтех-Профи» Учебная техника и наглядные пособия от производителя // Официальный сайт компании ООО НПП «Учтех-Профи». URL: https://labstand.ru/catalog/elektroenergeticheskie_sistemy (дата обращения: 11.04.2022). – Текст : электронный.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
СУЭНКО

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
СИБИРСКО-УРАЛЬСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ
ОГРН 1027201233620 ИНН/КПП 7205011944/785150001
625023, РФ, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Одесская, 27
тел.: +7 (3452) 65-23-59, 65-24-59 (приёмная),
+7 (3452) 65-23-35, 65-23-38 (делопроизводство),
+7 (3452) 65-23-37 (факс),
oo@suenco.ru; office@suenco.ru (e-mail)
www.suenco.ru

г. Тюмень

АКТ

о внедрении научных положений, разработанных старшим преподавателем кафедры электроэнергетики ТИУ Сидоровым Сергеем Владимировичем, в кандидатской диссертации, представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук по специальности 05.09.03 – Электрические комплексы и системы

Комиссия в составе:

Потапова С.А – заместителя главного инженера по ОТУ АО «СУЭНКО»;

Киселёва Д.И. – начальника ЦСРЗА АО «СУЭНКО»

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Сидорова С. В. внедрены в процесс проведения диагностических испытаний воздушных линий участка распределительной сети предприятия АО «СУЭНКО»:

- 1) Методика расчета зависимости резонансных частот с учетом влияния климатических факторов и конструктивных особенностей электрической сети от места возникновения замыкания в линии электропередачи для выделения диагностического признака обнаружения и локализации места повреждения.
- 2) Способ повышения точности определения места однофазного замыканий на землю электрических сетей напряжением 6-10 кВ.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ:

Использование результатов диссертационного исследования привело к сокращению временных затрат в процессе диагностических работ, а также более чем в 4 раза позволило снизить вероятность возникновения ошибок и неточностей при определении места повреждения воздушной линии электропередачи при однофазных замыканиях на землю.

Заместитель главного инженера по ОТУ АО «СУЭНКО»

С.А. Потапов

Начальник ЦСРЗА АО «СУЭНКО»

Д.И. Киселёв



Приложение Б

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

RU2021617190

Номер регистрации (свидетельства): 2021617190 Дата регистрации: 11.05.2021 Номер и дата поступления заявки: 2021615804 19.04.2021 Дата публикации и номер бюллетеня: 11.05.2021 Бюл. № 5 Контактные реквизиты: sidorovsv@tyuiu.ru	Автор(ы): Сидоров Сергей Владимирович (RU), Сушков Валерий Валентинович (RU), Сухачев Илья Сергеевич (RU) Правообладатель(и): Сидоров Сергей Владимирович (RU)
---	---

Название программы для ЭВМ:
«Estimation damage location of overhead lines»

Реферат:

Программа предназначена для расчёта расстояния до места повреждения линии электропередачи от шин трансформаторной подстанции. Вводными данными для расчёта являются массивы напряжений, получаемых с регистраторов аварийных событий, устанавливаемых на трансформаторной подстанции, и длина линии электропередачи. Целевой аудиторией программы являются энергетические компании. Тип ЭВМ: IBM PC-совмест. ПК; ОС: Windows 7 и выше; macOS Sierra 10.12 и выше; Ubuntu 14.04 LTS и выше; Debian 9; Red Hat Enterprise Linux 6.7 и выше.

Язык программирования: MATLAB

Объем программы для ЭВМ: 5,54 КБ

Приложение В1

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

**СОГЛАСОВАНО:**

Главный инженер филиала ЗЭС

АО «СУЭНКО»

В.В. Федоров

« 16 » июня 2021г.

**ИСПЫТАНИЯ МЕТОДИКИ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА
ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ**

Исполнители:

Сидоров С.В., ст. преподаватель

Сушков В.В., д-р техн. наук, профессор

Сухачев И.С., канд. техн. наук

Приложение В2

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
СУЭНКО

ЗАПАДНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
СИБИРСКО-УРАЛЬСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ
ОГРН 1027201233620 ИНН/КПП 7205011944/785150001
640004, РФ, Курганская область, г. Курган, ул. Панфилова, д.22
тел.: +7 (3522) 48-68-59 (приёмная),
+7 (3522) 48-68-26 (факс)
zes@suenco.ru (e-mail)
www.suenco.ru



Протокол № 1

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер филиала ЗЭС

АО «СУЭНКО»

В.В. Федоров

« 17 » июня 2021г.

**испытаний и исследований по определению места повреждения на линии 10 кВ
с имитацией однофазного короткого замыкания на землю**
дата проведения испытаний: 17 июня 2021 г.

1. Наименование предприятия, организации (заявитель):

Юргамышский РЭС филиал Западные электрические сети АО «СУЭНКО», юридический адрес: 640004, г. Курган, ул. Панфилова, 22

2. Фактический адрес места проведения испытаний:

ПС 35/10кВ «Кипель», ВЛ 10кВ «Рождественка»

3. Нормативная документация на методы измерений:

РД 34.35.517-89 Методические указания по определению мест повреждения воздушных линий напряжением 110 кВ и выше с помощью фиксирующих приборов.

4. Нормативная документация по проведению испытаний:

4.1. Методика определения места однофазного замыканий на землю (Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет»: Сидоров С.В., Сушков В.В., Сухачев И.С.), утвержденная АО «СУЭНКО» 16.06.2021

4.2. Инструкция по проведению имитации однофазного короткого замыкания на землю в распределительной сети 10 кВ.

5. Приборы, используемые при испытаниях:

Наименование прибора	Заводской номер	Погрешность, %	Свидетельство о поверке	Срок действия поверки до
Устройство определения места повреждения «Сириус-2-ОМП» (производство «Радиус Автоматика»)	16122607	2	-	-

Приложение В3

УТВЕРЖДАЮ

И.о. проректора по образовательной
деятельности ТИУ

Р.И. Абдразаков

« » 2022 г.**АКТ**

о внедрении материалов и результатов научных исследований
Сидорова С.В. в учебный процесс

Настоящим актом подтверждается внедрение в учебный процесс ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» материалов и результатов диссертационной работы на соискание учёной степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы». Материалы и результаты диссертационной работы, а также учебное пособие на их основе нашли применение в учебном процессе по направлениям подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» по дисциплине «Системы автоматизированного проектирования электроэнергетических систем» и 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» по дисциплине «Математические задачи в электроэнергетике».

Заведующий кафедрой электроэнергетики



Г.А. Хмара

Директор института промышленных
технологий и инжиниринга

А.Н. Халин

Приложение Г

Листинг программы № 2021617190 «Estimation damage location of overhead lines», предназначенной для расчёта расстояния до места повреждения линии электропередачи от шин трансформаторной подстанции:

```
% Программа для ЭВМ:
% «Estimation damage location of overhead lines»
%
clear
close all
%% Загрузка входных данных (токи и напряжения с регистратора аварийных событий)
load('experimental_data.mat');
data = ;% наименование ресурса в загруженном массиве входных данных
t = data.time;% выборка отметок времени в ресурсе data
V = data(:,5:7);% выборка результатов измерений напряжения в ресурсе data
%% Построение графика входного сигнала (ресурс data) для выбора анализируемого
интервала
plot(t,V.A4)% A4 - напряжение фазы А, A5 - фазы В, A6 - фазы С
xlim([0 t(end)]);
xlabel('t, sec')
ylabel('V_a, voltage')
%% Подготовительный этап расчёта быстрого преобразования Фурье (БПФ)
t1 = ;% момент начала анализируемого интервала (с)
dt = 4e-5;% шаг квантования (с) [зависит от настроек регистратора, по умолчанию 40
мкс]
n = 10;% количество анализируемых периодов
T = 1/50;% период входного сигнала (с) [для сетей 60 Гц указать 1/60 с]
t2= t1+n*T;% момент окончания анализируемого интервала (с)
k1= round(t1/dt+1);% индекс начальной строки анализируемого интервала
k2= round(t2/dt+1);% индекс конечной строки анализируемого интервала
t = data.time(k1:k2)-t1;% время в рамках анализируемого интервала (с)
x = table2array(V(k1:k2,:));% данные (измерения, мгновенные значения) в рамках
анализируемого интервала (с)
N = length(t);% количество отсчётов анализируемого интервала входного сигнала
%% Выполнение БПФ входного сигнала (ресурс data)
X = 2*fft(x,N)/N;% односторонне БПФ
f = (0:N-1)/N*(N-1)/t(end);% частоты соответствующие отсчётам
Xcut = X(1:round(N/2),:);% отсечение зеркальной части спектра
fcut = f(1:round(N/2));% отсечение зеркальной части спектра
%% Проверка БПФ по теореме Парсеваля (сигнал фазы А)
Et = norm(x(:,1))^2;% расчёт энергии входного сигнала во временной области
fprintf('Энергия сигнала во временной области:%f \n', Et);% вывод результата
расчёта энергии входного сигнала во временной области
Ew = N/2 * norm(Xcut(:,1))^2;% расчёт энергии входного сигнала во частотной
области
fprintf('Энергия сигнала в частотной области:%f \n', Ew);% вывод результата
расчёта энергии входного сигнала в частотной области
xnew = N/2*ifft(X);% восстановление сигнала из частотной области во временную
Etn = norm(xnew(:,1))^2;% расчёт энергии восстановленного сигнала во временной
области
fprintf('Энергия сигнала во временной области (восстановленный):%f \n', Etn);%
вывод результата расчёта энергии восстановленного сигнала во временной области
err = (1-Ew/Et)*100;% относительная погрешность БПФ(%)
fprintf('Относительная погрешность БПФ (проц.):%f \n', err);% вывод величины
относительной погрешности БПФ
%% Построение графиков (3 x 1): входной сигнал, частотные характеристики (по БПФ),
восстановленный сигнал
figure
subplot(3,1,1), plot(t,x), xlabel('t, sec'), ylabel('V_a_b_c, voltage'), ylim([-
400 400]), grid on
```

```
subplot(3,1,2), semilogy(fcut,abs(Xcut)), xlabel('f, Hz'), ylabel('|X_2|, voltage'), xlim([0 1e4]), ylim([1e-4 100]), grid on
subplot(3,1,3), plot(t,xnew), xlabel('t, sec'), ylabel('V_a_b_c, voltage'), ylim([-400 400]), grid on
%% По частотной характеристике определите и введите:
f1 = ;% резонансная частота одной из неповреждённых фаз линии (Гц)
f2 = ;% резонансная частота, определённая для повреждённой фазы линии (Гц)
%% Расчёт расстояния до места повреждения линии электропередачи
Length = ;% длина линии электропередачи (м)
x = f1/f2*Length;% расстояние до места повреждения линии электропередачи от шин трансформаторной подстанции
fprintf('Расстояние до места повреждения линии электропередачи от шин трансформаторной подстанции:%f \n', x);
```

Приложение Д

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2798941

**Способ определения места однофазного замыкания на
землю воздушных линий электропередачи в
электрических сетях с изолированной нейтралью**

Патентообладатели: *Сидоров Сергей Владимирович (RU), Сушков
Валерий Валентинович (RU), Сухачев Илья Сергеевич
(RU)*

Авторы: *Сидоров Сергей Владимирович (RU), Сушков
Валерий Валентинович (RU), Сухачев Илья Сергеевич
(RU)*

Заявка № **2022135489**

Приоритет изобретения **31 декабря 2022 г.**

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **29 июня 2023 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **31 декабря 2042 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью
Сертификат: 425b600f8245c3164ba196183b73b4aa7
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 01.06.2023 по 01.06.2024

Ю.С. Зубов

