

На правах рукописи



Виноградова Алина Васильевна

**СЕКЦИОНИРОВАНИЕ И РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 0,38 кВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
СЕЛЬСКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

05.20.02 – электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Орёл-2015

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Орловский государственный аграрный университет»

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент
Виноградов Александр Владимирович

Официальные оппоненты: **Попов Николай Малафеевич**, доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВПО «Костромская государственная сельскохозяйственная академия», профессор кафедры «Электроснабжение»
Осокин Владимир Леонидович, кандидат технических наук, доцент, ГБОУ ВПО «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет», заведующий кафедрой «Электрификация и автоматизация»

Ведущая организация ФГБОУ ВО «Брянский государственный аграрный университет»

Защита состоится «30» июня 2015 г. в 09 часов 30 минут на заседании Диссертационного совета Д 006.037.01 в Федеральном государственном бюджетном научном учреждении «Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства» по адресу: 109456, г. Москва, 1-ый Вешняковский проезд, д. 2.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Федерального государственного бюджетного научного учреждения «Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства».

Автореферат разослан «__» _____ 2015г.

Ученый секретарь

диссертационного совета

Некрасов Алексей Иосифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Качественное бесперебойное электроснабжение – одно из главных условий эффективного функционирования производства и всех жизнеобеспечивающих структур поселений. Несовершенство схем электроснабжения сельских потребителей, в комплексе с другими причинами, приводит к тому, что показатели надежности электроснабжения в последние годы практически не изменяются, оставаясь низкими. В сетях 0,38 кВ перерывы в электроснабжении в среднем составляют около 100 часов в год. Повысить надежность можно с помощью применения секционирования и резервирования линий электропередач (ЛЭП) 0,38 кВ.

Секционирование ЛЭП позволяет значительно уменьшить перерывы в электроснабжении, снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям, сократить финансовые потери электросетевых и энергосбытовых компаний и повысить эффективность систем электроснабжения сельских потребителей. В ЛЭП 0,38 кВ этот способ повышения надежности практически не применяется, так как ранее считалось, что его использование экономически не целесообразно. Кроме того, не были разработаны коммутационные аппараты, в частности контакторы, позволяющие автоматизировать секционирующие пункты 0,38 кВ и при этом обладать высокой скоростью срабатывания и возможностью коммутации токов короткого замыкания. В настоящее время такие аппараты существуют в виде вакуумных контакторов на напряжение 0,38 кВ. Согласно проведенным статистическим исследованиям, многие ЛЭП 0,38 кВ, особенно эксплуатируемые в сельской местности, имеют завышенную по сравнению с рекомендованной длину. Она иногда достигает двух-трех километров. Это, в свою очередь, приводит как к снижению надежности электроснабжения потребителей, подключенных к данным ЛЭП, так и к тому, что необходимую чувствительность защитных аппаратов, защищающих ЛЭП от коротких замыканий (КЗ) обеспечить становится невозможно без секционирования ЛЭП.

Другим актуальным направлением повышения надежности является применение в ЛЭП 0,38 кВ средств сетевого автоматического включения резерва (АВР), но использование их не рационально без одновременного с этим секционирования ЛЭП. Решения по совместному использованию средств секционирования и резервирования в ЛЭП 0,38 кВ как теоретически, так и практически не проработаны. Поэтому решение задач разработки новых способов и технических средств секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ является актуальным.

Целью диссертационной работы является разработка новых способов и технических средств секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ в системах электроснабжения сельских потребителей.

Для достижения данной цели были поставлены и решены следующие **задачи**:

- провести анализ эффективности систем электроснабжения сельских потребителей и выполнить статистическую характеристику их основных параметров;

- разработать новые способы, схемные и технические решения, позволяющие осуществлять секционирование и резервирование ЛЭП 0,38 кВ в системах электроснабжения сельских потребителей;

- разработать математические модели для определения надежности и расчета параметров режимов работы сельских электрических сетей 0,38 кВ, содержащих предложенные средства секционирования и резервирования;

- разработать устройства секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ, провести их лабораторные и производственные испытания;

- произвести оценку экономической эффективности разработанных устройств секционирования и резервирования.

Объектом исследования являются ЛЭП 0,38 кВ в системах электроснабжения сельских потребителей и средства их секционирования и резервирования.

Предмет исследования – модели, методы расчетов режимов работы, надежности в системах электроснабжения сельских потребителей при использовании в них устройств секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ, схемы и конструкции устройств секционирования и резервирования.

Методы исследования. Для решения указанных задач использовались методы математического моделирования электрической сети 10...0,38 кВ в фазных координатах, законы и приемы алгебры матриц применительно к электрическим сетям, методы физического моделирования и инженерного эксперимента, методы математической статистики, методы теории надежности.

Научная новизна работы.

1. Создана методика расчета, с применением метода фазных координат, параметров режимов работы ЛЭП 0,38 кВ, отличающаяся тем, что она позволяет учесть влияние подключенных к ЛЭП нагрузок и действие устройств секционирования и резервирования ЛЭП.
2. На основе теории надежности создана новая методика расчета надежности систем электроснабжения сельских потребителей, отличающаяся тем, что она позволяет определять изменение надежности при использовании секционирования ЛЭП 0,38 кВ.
3. Разработаны оригинальные критерии определения мест установки секционирующих пунктов в ЛЭП 0,38 кВ, отличающиеся тем, что они позволяют комплексно учитывать надежность и безопасность ЛЭП, ее защиту от аварийных ситуаций и позволяют наиболее рационально выбирать место установки секционирующего пункта.
4. Разработаны новые способы запрета включения секционирующих устройств и устройств АВР на короткое замыкание, на участок ЛЭП с обрывом провода, способы совместного использования устройств секционирования и резервирования, учитывающие изменение тока и напряжения в различных точках ЛЭП при работе средств секционирования и резервирования. Получен патент на способ.
5. Сформулированы требования к функциональным возможностям устройств секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ. Разработаны схемы, конструкции устройств секционирования и резервирования, применимые в сельских электрических сетях, изготовлены устройства секционирования и резервирования, проведены их успешные лабораторные и производственные испытания.

Теоретическая ценность.

Предлагаемая методика расчета режимов работы систем электроснабжения сельских потребителей, использующая метод фазных координат, позволяет

рассчитывать токи и напряжения в любой точке электрической сети 0,38 кВ, в том числе с учетом состояния секционирующих и резервирующих пунктов в ней.

Разработанная методика расчета надежности систем электроснабжения сельских потребителей позволяет оценить изменение параметров надежности электрических сетей 0,38 кВ и технико-экономических показателей систем электроснабжения после внедрения в них устройств секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ.

Разработанные способы совместного использования средств секционирования и резервирования позволяют повысить уровень автоматизации электрических сетей 0,38 кВ.

Практическая ценность.

Применение разработанных секционирующего пункта и пункта сетевого АВР в ЛЭП 0,38 кВ позволяет предотвращать недоотпуск электроэнергии потребителям, локализовать поврежденные участки ЛЭП, сокращать время поиска повреждений и, таким образом, повышать надежность электроснабжения сельских потребителей.

Методика расчета режимов работы систем электроснабжения используется в учебном процессе на кафедре «Электроснабжение» ФГБОУ ВПО Орел ГАУ.

Разработанные секционирующий пункт для ЛЭП 0,38 кВ и стенд «Модель кольцевой сети 0,38 кВ, содержащей устройства секционирования и резервирования» внедрены в учебный процесс ФГБОУ ВПО Орел ГАУ, секционирующий пункт испытан и рекомендован к внедрению в Орловском районе электрических сетей Филиала ОАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго» (в населенном пункте «Мезенка», район Плещеево), что подтверждено соответствующими актами.

За период с 2013 года по 2015 год внедрение в учебный процесс принесло экономический эффект 150 тысяч рублей за счет экономии средств на закупку лабораторного оборудования и за счет использования указанного оборудования при проведении курсов повышения квалификации сотрудников Филиала ОАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго».

Основные положения, выносимые на защиту. На защиту выносятся:

1. Методика расчета, с применением метода фазных координат, режимов работы ЛЭП 0,38 кВ, позволяющая определять токи и напряжения в любой точке ЛЭП с учетом подключенных к ней нагрузок и действия установленных в ней устройств секционирования и резервирования.

2. Методика расчета надежности электроснабжения сельских потребителей, которая позволяет определять показатели надежности электроснабжения с учетом применения устройств секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ.

3. Разработанные критерии определения мест установки секционирующих пунктов в ЛЭП 0,38 кВ, позволяющие комплексно учитывать надежность и безопасность ЛЭП, ее защиту от аварийных режимов и позволяющие наиболее рационально выбирать место установки секционирующего пункта.

4. Разработанные способы запрета включения секционирующих устройств и устройств АВР на короткое замыкание, на участок ЛЭП с обрывом провода, способы совместного использования устройств секционирования и резервирования в ЛЭП 0,38 кВ, учитывающие изменение тока и напряжения в различных точках ЛЭП, позволяющие локализовать поврежденный участок, повышать электробезопасность и предотвращать недоотпуск электроэнергии сельским потребителям.

5. Разработанные схемы и конструкции устройств секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ, обеспечивающие необходимые функциональные возможности данных устройств.

Достоверность исследований подтверждается совпадением результатов, полученных теоретическим путем и в результате экспериментальных исследований, сравнением результатов расчета, полученных с применением разработанных и традиционных методик, а также полученными результатами лабораторных и производственных испытаний разработанных устройств секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ.

Апробация работы. Результаты исследований по теме диссертации доложены, обсуждены и получили положительную оценку на международных научно-практических конференциях ФГБОУ ВПО Орел ГАУ в 2008-2014 годах, ФГБОУ ВПО Липецкий ГТУ в 2011, 2014 годах, ФГБОУ ВПО Даль ГАУ в 2015 году. За работу над тематикой автор стала лауреатом Всероссийского смотр-конкурса научно-технического творчества студентов высших учебных заведений «Эврика-2007».

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 9 научных работ, в том числе 2 статьи в изданиях, включенных в перечень рекомендованных ВАК, и 1 патент на изобретение.

Структура и объем диссертации.

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения и списка литературы. Ее содержание изложено на 230 страницах, иллюстрировано 55 рисунками, включает 17 таблиц, список литературы из 114 наименований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы исследования, степень ее разработанности, определены цель и основные задачи исследования, отмечена научная новизна работы, теоретическая и практическая значимость, примененные методы, приведены основные положения, выносимые на защиту, результаты апробации разработанных средств.

В первой главе проведен анализ существующих проблем в области электроснабжения сельских потребителей и анализ состояния сельских электрических сетей, анализ энергоэффективности электрических сетей и влияние на нее нормативных документов. Предложена классификация схем электроснабжения сельских потребителей в зависимости от вариантов использования в них устройств секционирования и резервирования. Исследованы статистические характеристики сельских электрических сетей на примере Хотынецкого района Орловской области. Выполнен обзор способов и средств секционирования и резервирования в электрических сетях.

Проблемам электроснабжения сельских потребителей посвящены работы Будзко И.А., Зуль Н.М., Бородина И.Ф., Лещинской Т.Б., Попова Н.М., Олина Д.М., Балабина А.А., Цицина А.Н., Шагимарданова Д.Э. и многих других ученых. В то же время, многие предлагаемые решения как по повышению надежности электроснабжения, так и по применению различных видов автоматики и защиты ЛЭП не учитывают реальных статистических характеристик электрических сетей и применимы в «стандартных условиях», то есть при длине ЛЭП в пределах рекомендуемой и при нормальном ее техническом состоянии.

В ходе работы произведен анализ статистических данных характеристик электрических сетей на примере Хотынецкого района Орловской области.

Обработано 211 ЛЭП 0,38 кВ. Анализировались длины магистральных участков, количество участков по линиям, суммарные протяженности линий, исследовались количественно и качественно нагрузки по линиям. Определялись математические ожидания, доверительные интервалы данных характеристик. Средняя протяженность линии без учета протяженности отпаяк к потребителям составила $1,19 \pm 0,1$ км. Средняя протяженность линии с учетом протяженности отпаяк к потребителям составила $1,643 \pm 0,158$ км. Это не соответствует современным требованиям, в которых указано, что от центра питания до наиболее удаленной точки должно быть не более 0,5 км. Среднее количество отпаяк на линиях 0,38 кВ составило 3 ± 1 . Количество линий, подключенных к одной секции шин трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ 3 ± 1 . Более 95% исследованных линий радиальные или магистральные. Сечение провода на магистральных участках наиболее вероятное 25 мм кв. Так, из общей исследованной протяженности ЛЭП в 254,3 км проводом А-25 выполнено 246,6 км, проводом А-35 - 4 км, проводами СИП - 3,7 км.

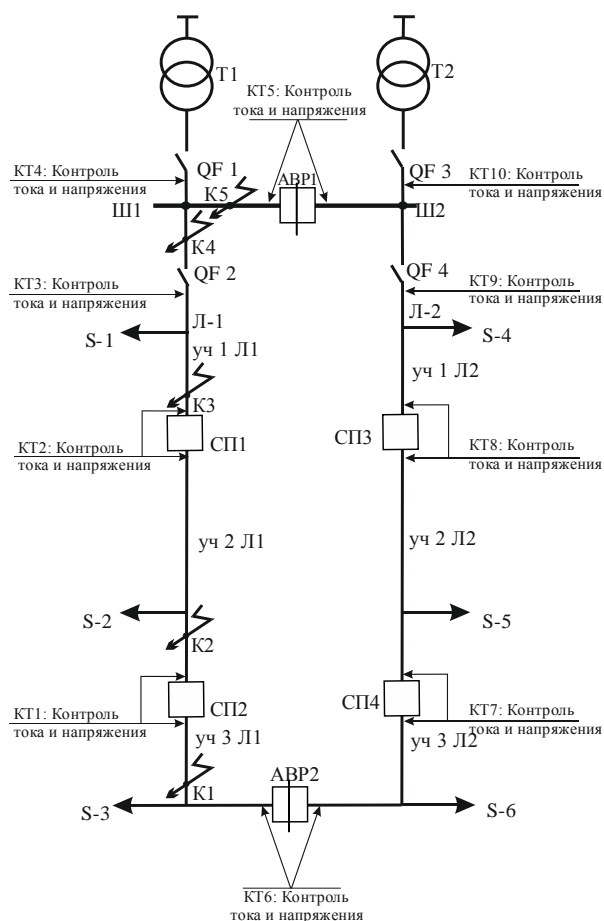


Рисунок 1 - Схема контроля тока и напряжения в распределительной сети 0,38 кВ, питаемой от двухтрансформаторной ТП 10/0,4 кВ

возможных режимов работы при отдельном или совместном использовании средств секционирования и резервирования.

Во второй главе произведен анализ параметров, характеризующих режимы работы распределительных сетей 0,38 кВ и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ при использовании секционирующих пунктов и пунктов АВР.

Результаты статистического анализа ЛЭП 0,38 кВ показывают, что на сегодняшний день большая часть линий не удовлетворяет требованиям нормативных документов по длине, сечению провода. Практически все линии не имеют секционирования и резервирования. Обзор технических решений в части секционирования и резервирования показал, что на электротехническом рынке представлено множество предложений по реализации потребительского или секционного АВР, устанавливаемого на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ (АВР1 на рисунке 1). В то же время, как в литературе, так и на рынке электрооборудования практически отсутствуют решения для выполнения сетевого АВР в электрических сетях 0,38 кВ и решения по секционированию данных сетей. Разработанная классификация схем электроснабжения сельских потребителей в зависимости от использования в них средств секционирования и резервирования позволила выполнить анализ

Проанализированы схемы сетей, питающихся как от двухтрансформаторных, так и однострансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. В качестве основных признаков приняты изменения тока и напряжения в контрольных точках, показанных на рисунке 1.

На рисунке 1 представлена схема контроля тока и напряжения в распределительной сети 0,38 кВ, питаемой от двух однострансформаторных ТП 10/0,4 кВ. Т1, Т2 – силовые трансформаторы; Ш1, Ш2 – шины ТП 10/0,4 кВ; СП1...СП4 – секционирующие пункты; АВР1, АВР2 – пункты подстанционного и сетевого автоматического включения резерва; S1...S6 – потребители; К1...К5 – точки короткого замыкания; КТ1...КТ10 – точки, в которых контролируются токи и напряжения.

При возникновении той или иной ситуации, например короткого замыкания, в исследуемой сети в определенной последовательности изменяются токи и напряжения во всех контрольных точках. Это приводит к различным вариантам работы установленных пунктов секционирования или резервирования.

Выполненный анализ изменения тока и напряжения в контрольных точках при различных вариантах работы секционирующих пунктов и пунктов АВР позволил разработать ряд новых способов автоматизации ЛЭП 0,38 кВ: способ запрета секционного АВР, установленного на двухтрансформаторной подстанции на к.з. в отходящей линии при отказе ее выключателя (защищен патентом); способ запрета секционного АВР на к.з. на шинах подстанции; способ запрета сетевого АВР на к.з. на резервируемом участке линии с использованием канала связи между секционирующим пунктом и пунктом АВР; способ запрета сетевого АВР на несимметричное к.з. на резервируемом участке линии без использования канала связи между секционирующим пунктом и пунктом АВР; способ отключения секционирующего пункта в ЛЭП при обрыве провода с одновременным введением запрета включения АВР на участок ЛЭП с обрывом провода; способ повышения надежности электроснабжения ответственного потребителя посредством совместного использования средств секционирования и резервирования.

Рассмотренные в данной главе способы повышают эффективность секционирования и резервирования электрических сетей. В то же время, их реализация потребовала проведения математического моделирования секционируемой и резервируемой линий с целью определения основных параметров функционирования данных электрических сетей и соответственно выбора и разработки технических параметров секционирующих пунктов, пунктов АВР, оборудования их защиты и автоматики. Так же необходимо было произвести оценку влияния использования средств секционирования и резервирования на показатели надежности электроснабжения потребителей при использовании средств секционирования и резервирования.

В третьей главе разработана методика определения места установки секционирующего пункта в ЛЭП 0,38 кВ. Разработана математическая модель электрической сети 0,38 кВ, содержащей средства секционирования и резервирования с целью параметров электрической сети в режимах до и после действия пунктов секционирования и резервирования.

Эффективность использования секционирующих пунктов в ЛЭП 0,38 кВ во многом зависит от рационального выбора места его установки. Выбор может осуществляться по нескольким приведенным ниже критериям:

Обеспечение требований к чувствительности защиты ЛЭП. Выбор места

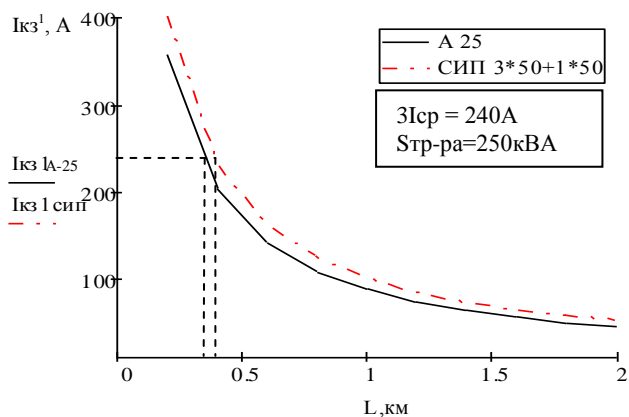


Рисунок 2 - График выбора места установки СП в зависимости от токов короткого замыкания, длины ЛЭП марки проводов и уставки защитного аппарата.

установки по данному критерию должен проводиться на основании расчета токов короткого замыкания в ЛЭП 0,38 кВ. Этот расчет выполняется с целью определения расстояния от трансформаторной подстанции до точки на ЛЭП, при котором не будет обеспечена чувствительность защитного аппарата, установленного на трансформаторной подстанции. Эта точка и будет тем местом, не далее которого от трансформаторной подстанции должен быть установлен секционирующий пункт.

Электро - и пожароопасность.

Критерий учитывает вероятность попадания людей и животных под действие тока вследствие прикосновения к поврежденной ЛЭП (при падении провода и т.п.) и вероятность возникновения пожара при КЗ в линии вследствие недостаточной чувствительности защиты ЛЭП. Учитывается защита и исполнение ЛЭП.

Рациональное распределение мощности, питаемой соответствующими участками ЛЭП. Выбор места установки СП по данному критерию тесно взаимосвязан с сокращением недоотпуска электроэнергии потребителям, расположенным на предшествующем СП участке ЛЭП при аварии на участке, последующим за СП. Рассматриваются следующие варианты распределения нагрузки по длине ЛЭП. Если нагрузка в основном расположена в начале линии, то в этом случае СП должен устанавливаться практически сразу за тем участком, на котором расположены крупные потребители электроэнергии. Если нагрузка в основном расположена в конце линии, в этом случае решение об установке СП следует принимать исходя из других критериев, в первую очередь из критерия чувствительности защиты. Если нагрузка в основном распределена по длине ЛЭП равномерно, в этом случае целесообразно установить СП по длине линии равномерно, желательна установка нескольких СП. Их количество должно определяться соответствующим технико-экономическим расчетом. Если ЛЭП имеет протяженные и загруженные отпайки, в этом случае целесообразным является установка в начале таких отпайек СП, что позволит избежать отключения магистральных участков ЛЭП при аварийной ситуации на отпайке. Целесообразно так же установить еще один СП сразу за отпайкой на магистральном участке.

Требования Заказчика. По указанному критерию выбирать место установки СП можно в том случае, если ЛЭП принадлежит Заказчику и осуществляет электроснабжение его объектов.

Вероятность аварийной ситуации. Определение места установки СП по критерию вероятности аварийной ситуации следует производить исходя из анализа статистической информации по конкретной ЛЭП. Учитываются такие данные, как протяженность, нагрузка, состав оборудования, частота и продолжительность отказов за последний год (или более, при наличии статистики). Производится

расчет показателей надежности ЛЭП и по его результатам выполняется выбор места установки СП.

В целом при выборе места установки секционирующего пункта в ЛЭП 0,38 кВ следует индивидуально рассматривать каждый случай исходя из приведенных выше критериев. Каждый из них может быть определяющим в разных ситуациях.

Разработана методика оценки показателей надежности электроснабжения потребителей при использовании секционирования ЛЭП 0,38 кВ. Выполнены расчеты применительно к конкретным ЛЭП Хотынецкого района Орловской области.

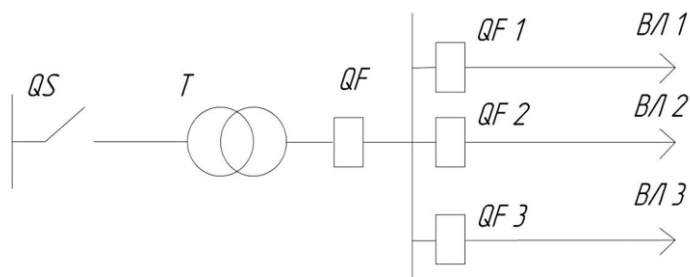


Рисунок 3 – Исходная расчетная схема электроснабжения потребителей.

На рисунке 3 показана расчетная схема сети, включающая разъединитель QS, трансформатор Т 10/0,4 кВ, автоматические выключатели QF, три отходящие ЛЭП ВЛ1, ВЛ2, ВЛ3 различной протяженности.

Исходную схему представили в виде блочной схемы, изображенной на рисунке 4.

Используя такие показатели надежности как λ – интенсивность отказов; m – количество плановых ремонтов; $T_{в}$ – время восстановления; $\tau_{в}$ – количество отключений в год; $q_{пл}$ – коэффициент планового простоя, $q_{а}$ – производился расчёт надежности электроснабжения потребителей, подключенных к линиям ВЛ1...ВЛ3 вначале без учета установки в них СП. Результаты показаны в таблице 1.

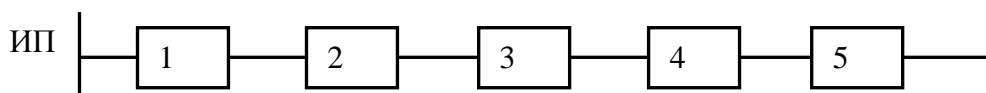


Рисунок 4 - Упрощенная (блочная) схема для расчета надежности. 1-разъединитель, 2-трансформатор, 3-вводной выключатель, 4-выключатель линии, 5-ВЛ 0,38 кВ.

Таблица 1 – Результаты расчетов для ВЛ 1, ВЛ 2, ВЛ 3 без СП.

№	$N_{жит, чел}$	λ_c	$\lambda_{посл, откл/год}$	$T_{в, посл, ч}$	$q_{ав, посл, ч/год}$	$T_{пл, ср, ч}$	$q_{пл, ч}$	$W_{нд, ав, кВт ч}$	$W_{нд, пл, кВт ч}$	$U_{ав, год, руб/год}$	$U_{пл, год, руб/год}$	$U_{год, руб/год}$	$W_{год, кВтч/год}$
ВЛ1	42	0,5	0,57	6,87	3,9	30,8	28,7	52,5	386,6	3780	13918	17698	118020
ВЛ2	69	0,3	0,37	9,67	3,5	30,3	28,2	86,3	635,2	6215	22867	29082	193890
ВЛ3	111	0,6	0,67	5,3	4	30,9	28,3	142	1007,4	10224	36267	46492	311910

В случае установки в ЛЭП СП показатели, характеризующие отказы и ущерб изменятся в меньшую сторону. Это связано с тем, что сокращается длина ЛЭП до СП и вероятность ее отключения вследствие аварийной ситуации так же сокращается. Произведен расчет надежности с учетом установленных секционирующих пунктов на ЛЭП. При этом рассмотрены варианты: на ВЛ1 устанавливается один СП на расстоянии 1,4 км; на ВЛ 2 – 1 СП на расстоянии 0,6

км; на ВЛ 3 – 3 СП на расстояниях соответственно 0,6, 1,2 и 1,8 км. Выбор места установки производился исходя из требований обеспечения чувствительности защитных аппаратов к токам КЗ. Экономический эффект определен как разница между показателями ущерба для отключения всей ЛЭП и ущерба при отключении участка ЛЭП до СП. Результаты расчетов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов для ЛЭП с установленными СП.

№ линии	Кол-во СП на ВЛ	Расстояние от ТП до СП, км	N _{жит} , чел	$\lambda_{\text{посл.откл}}$ /год	T _{в.посл.} ч	Кoeff. простоя, ч/год		Недоотпуск, кВт·ч		У _{ав.го} д руб/год	У _{пл.год} руб/год	У _{год} руб/год	$\Delta U_{\text{год}}$ до и после СП
						q _{ав}	q _{пл.}	W _{ав}	W _{пл}				
ВЛ1	1	1,4	16	0,426	8,6	3,67	28,24	18,8	145,4	1354	5234	6588	11110
ВЛ2	1	0,6	27	0,226	14,7	3,32	28,2	28,7	243,6	2066	8770	10836	18246
ВЛ 3	1	0,6	69	0,226	14,7	3,32	28,2	73,48	623	5291	22428	27719	18773
	2	1,2	36	0,376	9,52	3,58	28,23	41,34	325,2	2976	11707	14686	31806
	3	1,8	21	0,526	7,26	3,84	28,3	25,8	190,2	1858	6847	8705	37787

Таким образом, установка СП в ЛЭП 0,38 кВ позволяет сократить ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям. Произведена оценка капитальных вложений на установку СП. Они составляют 88014 руб, эксплуатационные издержки 14333 руб/год. В этом случае для ВЛ 2 установка СП не окупается. Наиболее приемлемым является вариант для СП, установленного в ВЛ 3 на расстоянии 1,2 км, срок окупаемости его составляет 3,75 года.

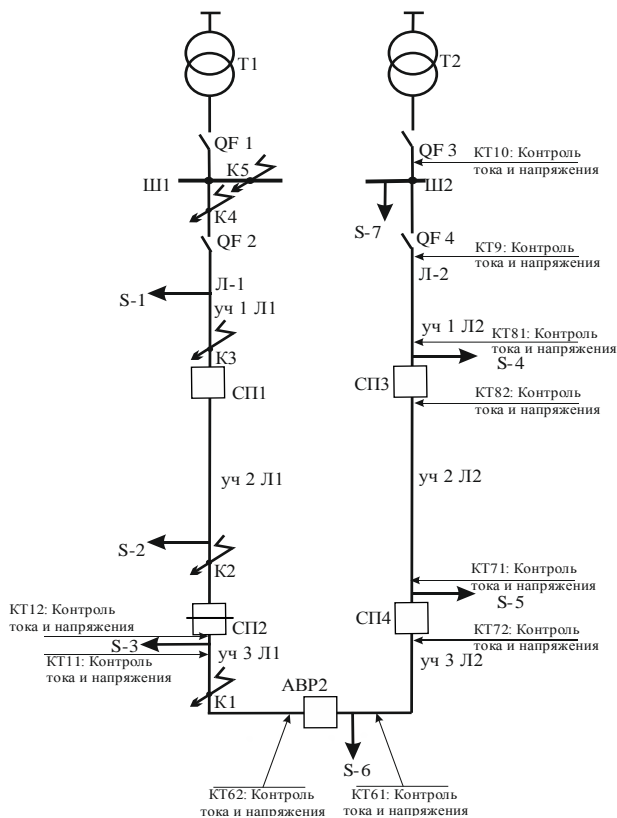


Рисунок 5 – Расчетная схема электрической сети, содержащая средства секционирования и резервирования

при применении средств секционирования и резервирования, особенно совместно, в сетях 0,38 кВ влечет за собой необходимость учета того факта, что в различных ситуациях могут значительно изменяться токи и напряжения в различных точках такой сети. Составлена расчетная схема сети, содержащая средства секционирования и резервирования, показанная на рисунке 5. В частности, в случае, если происходит отключение головного участка линии Л1 (рисунок 5), то следующим шагом будет отключение СП 2 и включение АВР 2. Это приведет к тому, что на линию Л2 будет подключена дополнительная нагрузка и, следовательно, произойдет увеличение тока в ней. Необходимо, чтобы ток в ЛЭП, с учетом увеличения был не выше допустимого. Изменится и напряжение в данной линии. Поскольку нагрузка будет подключена активная или активно-индуктивная, то напряжение снизится.

Значение снижения напряжения в ЛЭП будет зависеть от значения подключенной к ней нагрузки и от протяженности подключенного резервируемого

средств секционирования и резервирования, особенно совместно, в сетях 0,38 кВ влечет за собой необходимость учета того факта, что в различных ситуациях могут значительно изменяться токи и напряжения в различных точках такой сети. Составлена расчетная схема сети, содержащая средства секционирования и резервирования, показанная на рисунке 5. В частности, в случае, если происходит отключение головного участка линии Л1 (рисунок 5), то следующим шагом будет отключение СП 2 и включение АВР 2. Это приведет к тому, что на линию Л2 будет подключена дополнительная нагрузка и, следовательно, произойдет увеличение тока в ней. Необходимо, чтобы ток в ЛЭП, с учетом увеличения был не выше допустимого. Изменится и напряжение в данной линии. Поскольку нагрузка будет подключена активная или активно-индуктивная, то напряжение снизится.

участка ЛЭП в комплексе с величиной нагрузки, подключенной к нему. Это снижение должно быть в пределах разрешенного ГОСТ 32144-2013. Важным так же является вопрос фактического напряжения в контрольной точке КТ12, то есть на участке 3 Л1 со стороны СП2.

Все это требует создания математической модели ЛЭП, содержащей средства секционирования и резервирования. Данная модель должна позволять определять значения токов и напряжений в каждой контрольной точке пофазно, поскольку нагрузка на резервируемом участке ЛЭП может быть как симметричной, так и несимметричной. Наиболее подходящим методом для математического моделирования режимов работы ЛЭП с учетом указанных выше требований является метод фазных координат, получивший в последнее время широкое распространение благодаря таким ученым, как Солдатов В.А., Попов Н.М., Олин Д.М., Гусейнов А.М., Шагимарданов Д.Э., Берман А.П. и многих других.

В соответствии с методом фазных координат любой элемент трехфазной сети: участок линии электропередачи, нагрузку, короткое замыкание, трансформатор представляют матрицей. В такой матрице отражены основные параметры элементов сети: сопротивления и проводимости проводников, сопротивления нагрузок, сопротивления обмоток трансформаторов. Матрицу представляют прямоугольником с выходными и входными токами и напряжениями и называют 2К-полюсником относительно К — числа фаз или проводов. Напряжения и токи на входах и выходах 2К-полюсников зависят от схемы и параметров элемента сети, замещаемого (моделируемого) 2К-полюсником. Если моделируется участок однофазной сети, имеющей 2 провода на входе и два на выходе, то получается 4-х полюсник. Если моделируется участок сети с 4-мя проводами, то получается 8-ми полюсник. Напряжение в каждой точке сети определяется относительно базисного узла. По этим напряжениям находятся фазные и линейные напряжения и токи в любой точке сети.

Суть метода в том, что при расчетах схема сети делится на участки. Каждый из участков по отдельности проще моделировать 2К-полюсником в форме Н. Напряжения и токи лучше представлять в виде вектора - столбца. При этом метод фазных координат оперирует матрицами и векторами различной размерности, а численные значения всех элементов матриц и векторов являются комплексными величинами. 2К-полюсники в форме Н позволяют определять напряжение и ток на входе по значению напряжения и тока на выходе. Для каждого 2К-полюсника в форме Н справедливы соотношения:

$$\begin{aligned} [U_{Hi}] &= [A_i] \times [U_{Ki}] + [B_i] \times [I_{Ki}], \\ [I_{Hi}] &= [C_i] \times [U_{Ki}] + [D_i] \times [I_{Ki}]. \end{aligned} \quad (1)$$

где $[U_{Hi}]$, $[U_{Ki}]$, $[I_{Hi}]$, $[I_{Ki}]$ — напряжения и токи в начале и в конце i-го участка, представляющие собой векторы-столбцы:

$$U_{Hi} = \begin{bmatrix} U_{Hi1} \\ U_{Hi2} \\ U_{Hi3} \\ U_{Hi4} \end{bmatrix}; \quad U_{Ki} = \begin{bmatrix} U_{Ki1} \\ U_{Ki2} \\ U_{Ki3} \\ U_{Ki4} \end{bmatrix}; \quad I_{Hi} = \begin{bmatrix} I_{Hi1} \\ I_{Hi2} \\ I_{Hi3} \\ I_{Hi4} \end{bmatrix}; \quad I_{Ki} = \begin{bmatrix} I_{Ki1} \\ I_{Ki2} \\ I_{Ki3} \\ I_{Ki4} \end{bmatrix} \quad (2)$$

$[A_i], [B_i], [C_i], [D_i]$ — параметры 2К-полюсника i -го участка в форме Н, представляющие собой квадратные матрицы. Для 4-х проводной линии 8-полюсник имеет вид, показанный на рисунке 6.

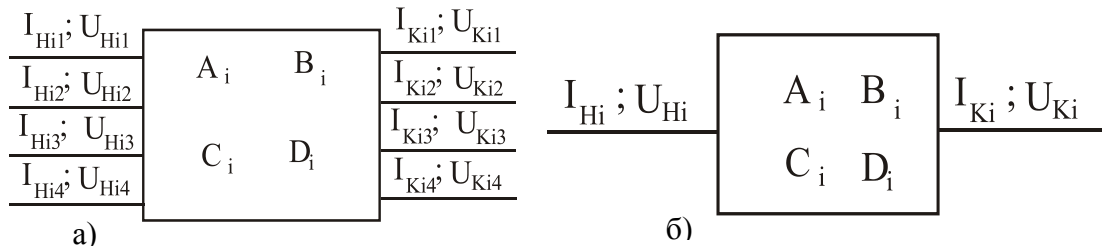


Рисунок 6 — 2К-полюсник участка 4-х проводной линии, а) полный вариант представления; б) упрощенный вариант представления.

Все величины в схеме представляют комплексные числа. По рисунку 6а, если известны 4 вектора тока и 4 вектора напряжения на выходе 8-ми полюсника, то можно определить 4 вектора напряжения и 4 вектора тока на входе 8-ми полюсника. Когда оперируют с известным количеством проводов, схему 2К-полюсника упрощают как это показано на рисунке 6б, имея ввиду, что I_{Hi} , U_{Hi} ; I_{Ki} ; U_{Ki} векторы-столбцы с 4-мя строками

В нашем случае с помощью математического моделирования с применением метода фазных координат ставилась задача определения напряжений и токов на участках резервной ЛЭП Л2 после срабатывания устройства АВР2 (рисунок 5). Считалось, что на каждом участке линии Л2 подключена соответствующая нагрузка, например на участке 1 Л2 нагрузка S4, на участке 2 Л2 – нагрузка S5 и т.д.. Нагрузка других отходящих линий от шин Ш2 представлены нагрузкой S7, подключенной к этим шинам. После срабатывания АВР2 к линии Л2 будет дополнительно подключен участок 3 линии Л1, на котором имеется нагрузка S3. В случае, если на участке 3 Л1 произошло КЗ, то в качестве нагрузки S3 будет выступать это КЗ. Считаем, что все нагрузки трехфазные и все подключены в конце рассматриваемых участков. Нагрузка S3 подключена на участке 3 Л1 непосредственно возле СП2. Этот случай будет самым тяжелым с точки зрения распределения напряжения по участкам ЛЭП. Составлена схема замещения линии Л2 с учетом подключенного к ней участка 3 Л1 с использованием метода фазных координат. Каждый элемент расчетной схемы, показанной на рисунке 7 заменен на эквивалентный ему 2-К-полюсник с соответствующими параметрами. Расчетная схема замещения представлена на рисунке 7. Расчет напряжений и токов в соответствии со схемой осуществляется последовательно, начиная с конца схемы. При этом необходимо задаться значениями тока I_k и напряжения U_k .

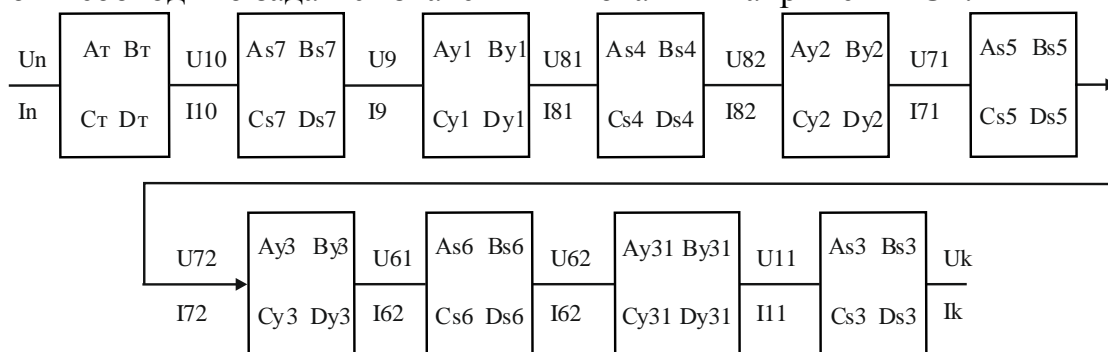


Рисунок 7 – Расчетная схема замещения.

Ток I_k принимался равным нулю в случае, когда он контролируется за нагрузкой S_3 в точке КТ12 и при этом СП 2 отключен. Но данный ток может быть задан и большим нуля при включенном СП 2 и подаче питания на участок 2 линии Л1 через АВР 2. Модель позволяет задавать любое значение тока. Значение напряжения принимаем исходя из условия, что оно не должно выходить за рамки ГОСТ (длительное отклонение не более 10% в ту или иную сторону). Можно задаться двумя значениями напряжения и расчет производить для двух вариантов – при максимальном отклонении минус 5% и при отклонении минус 10%. Соответственно в первом варианте расчета фазное напряжение U_{k1} должно составить 209 В, а во втором – 198 В. В обоих случаях можно определить максимально возможную длину участка 3 Л1 при фиксированной нагрузке S_3 или максимально разрешенную нагрузку на участке 3 Л1 при его фиксированной длине.

Модель позволяет выполнить расчеты для любых сочетаний нагрузок, протяженностей ЛЭП и мощностей трансформаторов. Для того, чтобы выполнить расчеты, необходимо каждый элемент схемы замещения заменить моделью, выполненной в соответствии с методом фазных координат и затем составить уравнения, позволяющие определить токи и напряжения в каждой контрольной точке. Значения нагрузок S_4, S_5, S_6, S_3 , длин участков ЛЭП Л1 и Л2, сечения проводов на участках можно задавать в каждом конкретном случае исходя из параметров рассчитываемой ЛЭП. Нагрузку S_7 , подключенную к шинам Ш2 необходимо принять равной максимальной нагрузке, подключаемой к отходящим линиям от шин Ш2 за исключением нагрузки, подключенной к линии Л2.

Далее моделируется нагрузка S_3 . Формула для определения напряжения U_{11} и тока I_{11} (в контрольной точке КТ1.1) записывается в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} U_{11} \\ I_{11} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{s3} & B_{s3} \\ C_{s3} & D_{s3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_k \\ I_k \end{bmatrix} \quad (3)$$

В развернутом виде уравнения 2К–полюсника нагрузки S_3 имеют вид:

$$\begin{aligned} U_{11} &= A_{s3} \cdot U_k + B_{s3} \cdot I_k; \\ I_{11} &= C_{s3} \cdot U_k + D_{s3} \cdot I_k. \end{aligned} \quad (4)$$

Зная параметры нагрузки S_3 :

$$A_{s3} = E; B_{s3} = 0; C_{s3} = Y; D_{s3} = E$$

где E – единичная матрица

$$E = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}; \quad 0 \text{ – нулевая матрица } 0 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5)$$

Y - матрица проводимостей нагрузки, параметры которой зависят от вида нагрузки. Например, для сетей с однофазными нагрузками, включенными между фазными и нулевым проводами, можно использовать матрицу проводимостей для 3-х нагрузок ($Y_{\phi i}$ – проводимость между соответствующей фазой и нулем):

$$Y = Y_{\phi}^{(3)} = \begin{bmatrix} Y_{\phi 1} & 0 & 0 & -Y_{\phi 1} \\ 0 & Y_{\phi 2} & 0 & -Y_{\phi 2} \\ 0 & 0 & Y_{\phi 3} & -Y_{\phi 3} \\ -Y_{\phi 1} & -Y_{\phi 2} & -Y_{\phi 3} & Y_{\phi 1} + Y_{\phi 2} \end{bmatrix} \quad (6)$$

можно записать, что напряжение и ток в контрольной точке КТ1.1 равны:

$$\begin{aligned} U_{11} &= U_k; \\ I_{11} &= C_{s3} \cdot U_k + I_k. \end{aligned}$$

Моделируется участок 3 линии 1. Формула для определения напряжения U_{62} и тока I_{62} (в контрольной точке КТ62) в матричной форме:

$$\begin{vmatrix} U_{62} \\ I_{62} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A_{уч3Л1} & B_{уч3Л1} \\ C_{уч3Л1} & D_{уч3Л1} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} U_{11} \\ I_{11} \end{vmatrix}.$$

В развернутом виде уравнения 2К–полюсника участка 3 Л1:

$$U_{62} = A_{уч3Л1} \cdot U_{11} + B_{уч3Л1} \cdot I_{11};$$

$$I_{62} = C_{уч3Л1} \cdot U_{11} + D_{уч3Л1} \cdot I_{11}.$$

Параметры участка 3 Л1:

$$A_{уч3Л1} = E, \quad B_{уч3Л1} = Z_{уч3Л1}, \quad C_{уч3Л1} = 0, \quad D_{уч3Л1} = E,$$

где $Z_{уч3Л1}$ – матрица сопротивлений участка 3 линии Л1,

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{1уч3Л1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{2уч3Л1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{3уч3Л1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Z_{4уч3Л1} \end{bmatrix}.$$

Напряжение и ток в контрольной точке КТ6.2 равны:

$$U_{62} = U_{11} + B_{уч3Л1} \cdot I_{11};$$

$$I_{62} = I_{11}.$$

U_{11} и I_{11} выражаются через U_k и I_k и подставляются в формулу для определения U_{62} и I_{62} . Отсюда:

$$U_{62} = U_k + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} \cdot U_k + B_{уч3Л1} \cdot I_k;$$

$$I_{62} = C_{с3} \cdot U_k + I_k.$$

Далее аналогично моделируются все нагрузки и участки ЛЭП, входящие в расчетную схему. В конечном виде получается выражение, с помощью которого можно определить напряжение U_k , оно примет вид:

$$U_k = \frac{U_n - I_k \cdot Z_{эквн}}{k \cdot K_{эквн}}$$

где $Z_{эквн}$ – эквивалентное сопротивление рассчитываемой сети, Ом.

$$\begin{aligned} Z_{эквн} = & B_{уч3Л1} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{у3} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} + \\ & + B_{у2} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{у2} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{уч3Л1} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у3} + \\ & + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} + \\ & + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} + B_{у1} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} + B_{у1} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + \\ & + B_{у1} \cdot C_{с5} + B_{у3} + B_{у1} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{у1} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у3} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{уч3Л1} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} + B_{т} \cdot C_{с4} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с4} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot B_{у3} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} + B_{т} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с4} + B_{у2} + B_{т} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{т} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} + B_{т}, \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$K_{эквн}$ – коэффициент трансформации ЛЭП, или эквивалентный коэффициент усиления напряжения (если считать от конца к началу ЛЭП), безразмерный.

$$\begin{aligned} K_{эквн} = & B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{у3} \cdot C_{с3} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + \\ & + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с3} + B_{у2} \cdot C_{с6} + \\ & + B_{у2} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{у2} \cdot C_{с3} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у3} \cdot C_{с6} + \\ & + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у3} \cdot C_{с3} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + \\ & + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с3} + \\ & + B_{у1} \cdot C_{с4} \cdot C_{с6} + B_{у1} \cdot C_{с4} \cdot B_{у2} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{у1} \cdot C_{с4} \cdot B_{у2} \cdot C_{с3} + B_{у1} \cdot C_{с5} + B_{у1} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + \\ & + B_{у1} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{у1} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{у1} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с3} + B_{у1} \cdot C_{с6} + B_{у1} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{у1} \cdot C_{с3} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у3} \cdot C_{с3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с5} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с6} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у2} \cdot C_{с3} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у3} \cdot C_{с6} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у3} \cdot C_{с6} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у3} \cdot C_{с3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + \\ & + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{уч3Л1} \cdot C_{с3} + B_{т} \cdot C_{с7} + B_{у1} \cdot C_{с4} + B_{у2} \cdot C_{с5} + B_{у3} \cdot C_{с6} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& +Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot Cs6 + \\
& + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 + \\
& + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + \\
& + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs6 + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs7 \cdot By1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs4 + \\
& + Bt \cdot Cs4 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs4 \cdot By3 \cdot Cs6 + Bt \cdot Cs4 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs4 \cdot By3 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 + \\
& + Bt \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 + Bt \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + \\
& + Bt \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs4 \cdot Cs6 + Bt \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs5 + \\
& + Bt \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 + Bt \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs6 + \\
& + Bt \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Bt \cdot Cs3.
\end{aligned}$$

Соответственно выражение для определения напряжения в начале ЛЭП по известному напряжению в ее конце примет вид:

$$U_n = U_k \cdot k \cdot K_{\text{экв}} + I_k \cdot Z_{\text{экв}}, \quad (7)$$

где k – коэффициент трансформации трансформатора Т2, $k = 25$.

Как видно, это выражение аналогично уравнению любой электрической машины, в частности трансформатора. Если в качестве источника неограниченной мощности принимать не ЛЭП 10 кВ, а шины напряжения 0,4 кВ трансформаторной подстанции, то выражение для определения напряжения в начале ЛЭП 0,38 кВ примет вид:

$$U_{n\text{ЛЭП}} = U_k \cdot K_{\text{эквЛЭП}} + I_k \cdot Z_{\text{эквЛЭП}}, \quad (8)$$

где $K_{\text{эквЛЭП}}$ и $Z_{\text{эквЛЭП}}$ не будут содержать характеристики трансформатора. При этом следует отметить, что и в этом случае мы имеем уравнение, характерное для электрических машин. То есть ЛЭП можно представить в виде своего рода трансформатора, обладающего таким показателем, как коэффициент трансформации $K_{\text{эквЛЭП}}$.

По аналогии можно выразить ток в начале линии:

$$I_n = \frac{Y_{\text{экв}} \cdot U_k + K_{\text{экв}} \cdot I_k}{k},$$

или ток в конце линии при известном токе в ее начале:

$$I_k = \frac{I_n \cdot k - Y_{\text{экв}} \cdot U_k}{K_{\text{экв}}}$$

где $Y_{\text{экв}}$ – эквивалентная проводимость ЛЭП с учетом параметров подключенной к ней нагрузки, $1/\text{Ом}$.

$$\begin{aligned}
Y_{\text{экв}} = & Cs7 + Cs7 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By3 \cdot Cs6 + Cs7 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By3 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs5 + \\
& + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + \\
& + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs6 + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 + \\
& + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By3 \cdot Cs6 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + \\
& + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By3 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + \\
& + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + \\
& + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 + \\
& + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs3 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs6 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + \\
& + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs3 + Cs4 \cdot Cs4 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs4 \cdot By3 \cdot Cs6 + Cs4 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs4 \cdot By3 \cdot Cs3 + \\
& + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + \\
& + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs3 + Cs4 \cdot Cs6 + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs3 + Cs5 + Cs5 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + \\
& + Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 + Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs5 \cdot By3 \cdot Cs3 + Cs6 + Cs6 \cdot Byч3Л1 \cdot Cs3 + Cs3.
\end{aligned}$$

$K_{\text{экв}}$ – эквивалентный коэффициент трансформации ЛЭП по току, или эквивалентный коэффициент усиления тока вдоль ЛЭП, безразмерная величина.

$$\begin{aligned}
K_{\text{экв}} = & Cs7 \cdot Byч3Л1 + Cs7 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs7 \cdot By3 + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs7 \cdot By \\
& + 2 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs7 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 + Cs7 \cdot By2 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot Byч3Л1 + \\
& + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By3 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 + \\
& + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + \\
& + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot By2 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs5 \cdot By3 + \\
& + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs7 \cdot By1 \cdot Cs4 \cdot Byч3Л1 + Cs4 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs4 \cdot By3 + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot Byч3Л1 + \\
& + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs5 \cdot By3 + Cs4 \cdot By2 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs4 \cdot By2 + \\
& + Cs5 \cdot Byч3Л1 + Cs5 \cdot By3 \cdot Cs6 \cdot Byч3Л1 + Cs5 \cdot By3 + Cs6 \cdot Byч3Л1.
\end{aligned}$$

Используя данные выражения можно так же определять неизвестные параметры ЛЭП или нагрузок при известных значениях тока и напряжения в контрольных точках. Это особенно важно для практических ситуаций, когда есть возможность произвести в разных точках ЛЭП замеры тока и напряжения и по ним произвести расчеты параметров ЛЭП и подключенных к ней нагрузок. Полученные выражения очень громоздки, но при расчетах в программе Mathcad это не имеет значения, так как расчет происходит автоматически.



Рисунок 8 – Внешний вид модели кольцевой сети 0,38 кВ, содержащей средства секционирования



Рисунок 9 – Внешний вид базового производственного варианта СП 0,38

В четвертой главе рассмотрены вопросы реализации технических средств секционирования и резервирования электрических сетей 0,38кВ. Разработаны схемы устройств секционирования и резервирования. Собраны и испытаны в лабораторных условиях секционирующие пункты и пункты сетевого и потребительского АВР. Они объединены в лабораторный стенд «Модель кольцевой сети содержащей средства секционирования и резервирования» проведены испытания данного стенда и он внедрен в учебный процесс. Как по отдельности секционирующий пункт и пункты АВР, так и в составе стенда показали надежную работу и правильное выполнение всех функций. Стенд активно используется при проведении курсов повышения квалификации для специалистов с производства.

Так же в четвертой главе разработан базовый производственный вариант исполнения секционирующего пункта СП 0,38 кВ. Данное устройство собрано на производственной базе филиала ОАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго», испытано и установлено в опытную эксплуатацию в Орловском районе электрических сетей сроком на один год с дальнейшим внедрением по результатам опытной эксплуатации. Внешний вид СП 0,38 кВ показан на рисунке 9. Особенностью устройства является применение в качестве коммутационного аппарата вакуумного контактора LSM/TEL производства компании «Таврида-электрик», который позволяет отключать токи короткого замыкания. При определении места установки СП учитывались разработанные критерии. Выполнялось моделирование ЛЭП, в которой устанавливался СП с применением метода фазных координат. По результатам моделирования рассчитывались токи КЗ в ЛЭП, выбирались уставки защитных аппаратов. Были произведены замеры на месте установки СП с применением анализатора качества Ресурс-UF-2М, показавшие сходимость результатов моделирования режимов работы ЛЭП и фактических измерений. Уставки токовых реле, установленных в СП выбраны с учетом селективности их с уставками автоматического выключателя, установленного в начале ЛЭП и током плавления вставок

выключателя, установленного в начале ЛЭП и током плавления вставок

предохранителя 10 кВ, установленного на стороне 10 кВ трансформаторной подстанции.

В пятой главе определена экономическая эффективность от внедрения секционирующего пункта и пункта сетевого АВР в электрических сетях 0,38 кВ. Построены графические зависимости срока окупаемости СП и сетевого АВР от количества недоотпущенной электроэнергии потребителям, представленные на рисунке 10.

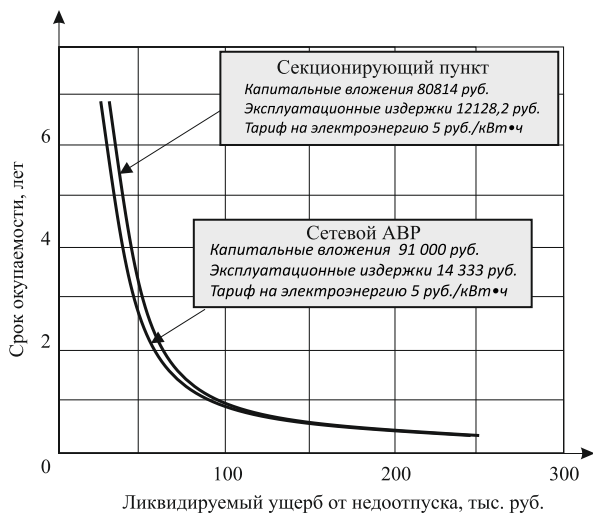


Рисунок 10 – зависимость срока окупаемости СП и сетевого АВР от суммы ликвидируемого ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям

Минимальная сумма ликвидируемого ущерба, при которой окупается применение СП составляет 13000 руб. Следует отметить, что если чувствительность защиты ЛЭП не обеспечивается, то СП следует устанавливать в неё даже при отсутствии окупаемости по критерию ликвидации ущерба от недоотпуска электроэнергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе дано новое решение актуальной задачи повышения надежности электроснабжения сельских потребителей, заключающееся в применении технических средств секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ. Основные результаты

теоретических и экспериментальных исследований сводятся к следующему:

1. Проведенный анализ эффективности систем электроснабжения выявил, что перерывы в электроснабжении сельских потребителей составляют около ста часов в год. В ЛЭП 0,38 кВ не используются такие эффективные средства повышения надежности электроснабжения как секционирование и резервирование. Выполненная статистическая характеристика основных параметров ЛЭП 0,38 кВ в сельской местности показала, что средняя длина магистралей ЛЭП составляет 1,2 км, а с учетом отпаек – 1,64 км, что в 2-3 раза превышает рекомендованные длины. Это приводит к невозможности обеспечения достаточной чувствительности защиты ЛЭП и как следствие – к повышению опасности эксплуатации ЛЭП. Сделан вывод о том, что решение данных проблем возможно посредством секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ.
2. Разработанные оригинальные способы, основанные на проведенном анализе изменения таких параметров режимов работы ЛЭП как ток и напряжение в различных ее точках, предложенные схемные и технические решения позволяют осуществлять совместное секционирование и резервирование ЛЭП 0,38 кВ в системах электроснабжения сельских потребителей, повышают степень автоматизации сельских электрических сетей. Их применение позволяет выявить и локализовать поврежденный участок ЛЭП, повысить электробезопасность и сократить недоотпуск электроэнергии сельским потребителям.
3. Разработанные критерии определения мест установки секционирующих пунктов в ЛЭП 0,38 кВ, позволяют комплексно учитывать надежность и безопасность

ЛЭП, ее защиту от аварийных режимов и дают возможность наиболее рационально, с учетом технико-экономических показателей, выбирать место установки секционирующего пункта в каждой конкретной ЛЭП.

4. Разработанные математические модели сельских электрических сетей 0,38 кВ позволяют определять надежность электроснабжения потребителей с учетом использования средств секционирования и резервирования ЛЭП и определять параметры режимов работы электрической сети в любой ее точке с учетом изменения данных режимов в результате работы средств секционирования и резервирования.
5. Разработанные схемы и конструкции устройств секционирования и резервирования ЛЭП 0,38 кВ адаптированы для применения их в сельских электрических сетях, испытаны в лабораторных и производственных условиях, внедрены в учебный процесс и в производство. Филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго» заказаны два устройства секционирования для ЛЭП 0,38 кВ, которые будут собраны на базе Филиала ЗАО «ГК «ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК» - ОРЛОВСКИЙ ЭТЗ» с использованием разработанных схем и конструктивных решений.
6. Выполнена оценка экономической эффективности разработанных устройств секционирования и резервирования. Построенные графические зависимости позволяют определять срок окупаемости данного оборудования в зависимости от суммы ликвидируемого ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям. Внедрение в учебный процесс разработанных устройств за период с 2013 года по 2015 год принесло экономический эффект 150 тысяч рублей.

Список работ, опубликованных по теме диссертации:

– в изданиях, рекомендованных ВАК:

1. Виноградова А.В. Повышение надежности линий электропередач 0,38 кВ посредством их секционирования. [Текст] / А.В.Виноградова, С.В.Блинов / Вести высших учебных заведений Черноземья. 2014. - №3.
2. Виноградов А.В. Секционирующий пункт для линий электропередач 0,38 кВ. [Текст] / А.В.Виноградов, А.В.Виноградова/ Научно-теоретический журнал «Техника в сельском хозяйстве», №5, 2014г. – с.4-6.
3. Патент РФ № 2292619 Способ запрета автоматического включения резерва на короткое замыкание в отходящей линии при отказе ее выключателя. / В.Г.Васильев, А.В.Виноградов, С.М.Астахов, А.В.Виноградова / МПК7 Н 02 J 9/06, Н 02 J 13/00 заявитель и патентообладатель Орловс. Гос. Агр-й ун-т. Оpubл. 27.01.2007, Бюл. №3. – 7 с.: ил.

– в журналах, сборниках научных трудов:

4. Виноградова А.В. Статистическая характеристика сельских электрических сетей. [Текст] Агротехника и энергообеспечение №1 (1). Научно-практический журнал, апрель, 2014. – с. 620, с. 419-423.
5. Виноградова А.В. Критерии определения места установки секционирующего пункта в ЛЭП 0,38 кВ. [Текст] Агротехника и энергообеспечение №2 (2). Научно-практический журнал, июнь, 2014. – с. 90, с. 50-59.
6. Виноградов А.В. Способы запрета сетевого АВР на короткое замыкание на резервируемом участке линии 0,38 кВ. [Текст]/ А.В.Виноградов, А.В.Виноградова / Карельский научный журнал. №4 (9) 2014г., с.147-150.

7. Васильев В.Г. Запрет автоматического включения резерва на двухтрансформаторной подстанции при коротком замыкании в отходящей линии. [Текст] / А.В.Виноградов, А.В.Виноградова / Энергообеспечение и безопасность: Сборник материалов Международной выставки-Интернет-конференции.-Орел.: Изд-во Орел ГАУ, 2005. – 294с. С. 4-7
8. Виноградова А.В. Запрет автоматического включения резерва при КЗ в отходящей линии. [Текст] Сборник конкурсных работ Всероссийского смотр-конкурса научно-технического творчества студентов высших учебных заведений «Эврика-2007», г. Новочеркасск, 19-25 ноября 2007 г. / Федеральное агентство по образованию, Юж.-Рос. Гос. Ун-т (НПИ). – Новочеркасск: Оникс+, 2007.-524с. С.327-329.
9. Виноградова А.В. Об увеличении потерь электроэнергии в ЛЭП вследствие изменений в проектировании с учетом увеличения допустимых отклонений напряжения согласно ГОСТ 54149-2010. [Текст] / А.В.Виноградова, А.О.Скробов / Вестник НГИЭИ №6 (25). Научный журнал, июнь 2013г. – с. 115, с. 16-19.

Личный вклад автора в работах, написанных в соавторстве, заключается в следующем: В [1] предложена методика оценки надежности электроснабжения потребителей при использовании секционирования ЛЭП 0,38 кВ. В [2] предложена схема секционирующего пункта 0,38 кВ и варианты его конструкции. В [3,7] предложен новый способ осуществления запрета АВР на двухтрансформаторной подстанции, основанный на контроле тока на вводе силового трансформатора и в отходящих линиях и схема реализации запрета. В [6] разработаны схемы реализации способов запрета АВР. В [9] предложена методика оценки изменения параметров энергоэффективности линий электропередач при изменении подходов к их проектированию при введении в действие ГОСТ 54149-2010.