

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

СМИРНОВ Артем Иванович



**СИСТЕМА АДАПТИВНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ В
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ С РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ**

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Шклярский Ярослав Элиевич

Санкт-Петербург – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 Анализ разработок в области релейной защиты электросетей с распределенной генерацией в электротехнических комплексах предприятий	11
1.1 Общая характеристика и структура электроэнергетических систем с распределенной генерацией	11
1.2 Типы источников распределенной генерации.....	13
1.2.1 Синхронный генератор.....	13
1.2.2 Асинхронный генератор.....	14
1.2.3 Источники распределенной генерации, подключенные через инвертер к электросети.....	15
1.3 Особенности работы электросетей в условиях эксплуатации разных типов распределенной генерации	15
1.4 Влияние распределенной генерации на применяемые устройства защиты в электросетях.....	17
1.5 Короткие замыкания в распределительных сетях	19
1.6 Отключение токов короткого замыкания в энергосистеме	20
1.7 Анализ существующего опыта решения задач релейной защиты при внедрении распределенной генерации.....	21
1.8 Требования к системам защиты.....	30
1.9 Выбор области исследований	33
1.10 Цели и задачи научно-квалификационной работы.....	34
1.11 Выводы по первой главе.....	36
ГЛАВА 2 Исследование эффективности функционирования релейной защиты в условиях подключения к энергосистеме распределенной генерации	37
2.1 Анализ методик построения токовой защиты для традиционных электросетей.....	37
2.1.1 Максимальная токовая защита	38
2.1.2 Направленная защита.....	40
2.1.3 Дистанционная защита	41
2.1.4 Дифференциальная защита	43
2.1.5 Адаптивная защита	45
2.2 Исследование эффективности функционирования токовой защиты при подключении к энергосистеме.....	46

2.2.1	Снижение чувствительности защиты	47
2.2.2	Ложное срабатывание защиты.....	59
2.2.3	Неселективное срабатывание защиты	64
2.2.4	Автоматическое повторное включение	66
2.3	Выводы по второй главе	66
ГЛАВА 3	Разработка алгоритмов адаптивной токовой защиты	69
3.1	Разработка алгоритма, обеспечивающего селективность максимальной токовой защиты в условиях изменения структуры электросети.....	69
3.2	Разработка алгоритма, определяющего взаимное сопротивление между точками в распределительной сети	81
3.3	Разработка алгоритма адаптивной токовой защиты распределительной сети электротехнического комплекса	85
3.4	Выводы по третьей главе.....	93
ГЛАВА 4	Имитационное моделирование распределительных сетей	95
4.1	Моделирование работы распределительной сети.....	95
4.1.1	Имитация работы сети в автономном режиме	98
4.1.2	Режим параллельной работы с сетью	99
4.2	Описание структурных блоков релейной защиты в имитационной модели.....	101
4.3	Работа алгоритма без учета селективности защиты.....	105
4.4	Работа алгоритма адаптивной токовой защиты	109
4.5	Выводы по четвертой главе.....	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		118
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....		120
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Результаты исследования ложных срабатываний защиты.....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Листинг программного кода алгоритма для определения эквивалентного сопротивления на C++	144
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	151
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	Акт внедрения результатов диссертационной работы в учебный процесс	152
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	Справка о внедрении результатов кандидатской диссертационной работы в производственную деятельность	153

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Традиционная структура электроэнергетических систем такова, что электроэнергия вырабатывается на крупных генерирующих станциях, передается на большие расстояния, понижается до среднего или низкого уровней и распределяется к конечным потребителям. Несколько десятилетий такая структура энергетических систем оставалась неизменной. Однако, в последние годы повышается интерес к новым энергоэффективным технологиям производства электроэнергии.

В настоящее время во многих странах разработаны программы поддержки использования возобновляемых источников электроэнергии (ветровые, фотоэлектрические и др.). В России, например, это федеральный закон от 27.12.2019 N 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" в части развития микрогенерации» [34] и постановление от 27 сентября 2018 года №1145 «О стимулировании использования возобновляемых источников энергии [27]».

Широкое распространение получают системы, в которых к распределительной сети подключены различные типы небольших источников генерации электроэнергии, более известных как распределенная генерация. По данным отчета ЕЭС выработка электроэнергии в 2019 году ветроэлектростанциями увеличилась на 47,3%, а солнечными электростанциями на 69,4% [24] по отношению к 2018 году. Положительная тенденция к дальнейшему увеличению количества возобновляемых источников электроэнергии в энергосистеме России обусловлена рядом объективных предпосылок, образовавшихся в результате развития энергетики [10; 16]: возрастающий дефицит сетевых и генерирующих мощностей на фоне высокого износа оборудования; ограниченность инвестиций, выделяемых на реконструкцию действующих объектов энергетики и строительства новых; необходимость обеспечения электроэнергией районов, удалённых от развитой сетевой инфраструктуры и др. В сложившихся условиях наиболее

перспективным направлением развития энергосистемы России представляется переход к централизованной и распределенной энергетике [22; 26].

Степень разработанности темы исследования

Интеграция распределенной генерации в электросеть приводит к значительным изменениям в распределительной сети, требующим решения целого ряда научных задач. Изменяются направления потоков мощности в линиях электропередач, возникают режимы качаний и асинхронные режимы из-за многостороннего электропитания, изменяются уровни токов короткого замыкания, нарушается качество электроэнергии. Проблема построения релейной защиты, минимизирующей последствия аварийных ситуаций и повторного их возникновения, расширяется и усложняется, что требует обеспечения эффективного функционирования токовой защиты электросети в новых условиях.

Принципы проектирования систем релейной защиты, используемые в распределительных сетях, были заложены в работах М.А. Шабада, А.И. Савастьянова, М.А. Берковича, Я.С. Гельфанда, Л.А. Плащинского и ряда других авторов. Вопросы интеграции распределенной генерации в энергосистему рассматривали Ю.Г. Шакарян, И.Н. Усачев, Н.И. Воропай, Л.С. Беляев. Различные аспекты электротехнических комплексов с распределенной генерацией также изучались в работах Б.Н. Абрамовича и О.Б. Шонина из Санкт-Петербургского горного университета. Влияние распределенной генерации на процессы, происходящие в электросетях в большей степени изучены в работах иностранных авторов *P.H. Schavemaker, A. Schweer, F. Provoost, G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans*.

Однако проработанность вопросов построения релейной защиты электроэнергетических сетей с распределенной генерацией остается недостаточной: не учитывается влияние вариативности параметров генерации электроэнергии на систему защиты электротехнических комплексов; существующие алгоритмы адаптивной защиты предполагают наличие таблиц с настройками параметров релейной защиты для возможных изменений структуры сети.

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы по пунктам: п.1 «Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, изучение системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем»; п.3 «Разработка, структурный и параметрический синтез электротехнических комплексов и систем, их оптимизация, а также разработка алгоритмов эффективного управления».

Объект исследования – электротехнический комплекс среднего напряжения 6(10) кВ с распределенной генерацией электроэнергии малой мощности.

Предмет исследования – адаптивная токовая защита при аварийных режимах в сетях с распределенной генерацией электроэнергии.

Цель работы – обеспечение чувствительности и надежности функционирования токовой защиты сетей среднего напряжения 6(10) кВ с распределенной генерацией электроэнергии малой мощности в условиях вариативности параметров генерации.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие **задачи**:

1. Проанализировать методики построения токовой защиты для традиционных электросетей.
2. Определить основные факторы, влияющие на работу токовой защиты в условиях распределенной генерации.
3. Разработать компьютерные модели электросетей с изолированной нейтралью, которые позволят оценить влияние распределенной генерации на токовую защиту и проверить адекватность работы алгоритмов адаптивной настройки реле.
4. Разработать алгоритм, обеспечения селективности релейной защиты в условиях изменения структуры распределительной сети.
5. Разработать алгоритм, определяющий эквивалентное сопротивление между двумя любыми точками в распределительной электросети, который

позволит рассчитывать токи короткого замыкания от нескольких источников электроэнергии.

6. Разработать алгоритм адаптивной токовой защиты, который учитывает вариативность вкладов в ток короткого замыкания источников распределенной генерации и изменяет настройки реле в соответствии с новыми условиями работы электросети.

7. Проверить адекватность разработанного алгоритма адаптивной токовой защиты на компьютерной модели в программе *Matlab/Simulink*.

Научная новизна:

1. Дополнительные принципы выбора точки подключения источников распределенной генерации электроэнергии, отличающиеся от известных введением учета параметров генерации и основанные на выявленных зависимостях вклада тока центральной энергосистемы от мощности распределенной генерации и ее типа.

2. Принцип функционирования токовой защиты, отличительной особенностью которой является адаптивность токовых уставок и времени срабатывания, основанный на оценке параметров распределительной сети до возникновения межфазного короткого замыкания.

3. Алгоритмы управления настройками токовой защиты электросетей для минимизации необоснованных отключений распределённых источников электроэнергии, в основе которых лежит автоматическое определение последовательности срабатывания защит в соответствии с изменением направления потока мощности сети при изменении её структуры.

Теоретическая и практическая значимость исследования:

1. Разработаны технические решения по внедрению алгоритма адаптации уставок срабатывания токовой защиты.

2. Разработан алгоритм, определения тока короткого замыкания в сетях с несколькими источниками электроэнергии на основе эквивалентных преобразований.

3. Результаты диссертационной работы рекомендованы к внедрению в учебный процесс Горного университета, а также алгоритм расчета токов короткого замыкания в сетях с несколькими источниками принят к внедрению в производственную деятельность ООО «Невский машиностроитель», что подтверждается соответствующими актом и справкой.

Методология и методы исследований

Проведение исследований осуществлялось в соответствии с фундаментальными положениями теоретических основ электротехники, теоретических основ релейной защиты и автоматики, математического и имитационного моделирования процессов, а также с применением вычисления параметров моделей и обработки результатов, выполненных в программно-вычислительном комплексе *Mathlab/Simulink*.

Положения, выносимые на защиту:

1. Учет зависимостей тока центральной энергосистемы от изменения мощности распределенной генерации служит основой к дополнению существующих принципов обеспечения заданной чувствительности действия защиты при межфазных коротких замыканиях в сетях с наличием распределенной генерации электроэнергии.

2. Разработанные алгоритмы функционирования и настройки срабатывания адаптивной токовой защиты для сетей среднего напряжения, обеспечивающие автоматическую идентификацию неисправной секции электросети в условиях изменяющейся её структуры и распределенной генерации, повышают эффективность работы системы защиты по показателям чувствительности и селективности.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена использованием стандартных методов математического и имитационного моделирования. Адекватность методов, используемых в работе, подтверждается фундаментальными теориями исследования процессов при межфазных коротких замыканиях и применением современных и проверенных ведущими научно-исследовательскими организациями программно-моделирующих комплексов

Matlab, а также обсуждением основных результатов работы в рамках конференций и дискуссий по опубликованным статьям.

Апробация результатов

Основные положения и результаты работы докладывались и получили положительную оценку на всероссийских и международных конференциях:

- 68-я международная горно-металлургическая конференция «*Holistic Approach in the Mineral Industry*» – 2017, Фрайберг, Германия;
- Международная конференция «Экспериментальные и теоретические исследования в современной науке» – 2017, Новосибирск;
- Всероссийская научная конференция «Энергетика и энергосбережение: теория и практика» – 2017, Кемерово;
- Международная научная конференции по электроэнергетике «*International Scientific Electric Power Conference ISEPC*» – 2019, Санкт-Петербург;
- Международная научная конференция «*International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering*» – 2019, г. Санкт-Петербург;
- Российская конференция молодых исследователей в области электротехники и электроники «*IEEE Conference of Russian Young Researches in Electrical and Electronic Engineering*» – 2019, г. Санкт-Петербург.
- VII Международная научно-практическая конференция «Инновации и перспективы развития горного машиностроения: *IPDME-2020*» – 2020, г. Санкт-Петербург.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач диссертационного исследования; анализе зарубежной и отечественной научной литературы по теме исследования; анализе работы токовой защиты в условиях распределенной генерации электроэнергии; проведении математического и имитационного моделирования аварийных режимов работы электроэнергетических систем среднего напряжения с источниками распределенной генерации различного типа в условиях изменяющейся структуры сети; обобщении и обработке экспериментальных данных; формулировке

основных научных положений и выводов, а также в подготовке текстов научных публикаций и апробации основных положений работы.

Публикации по работе

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 6 печатных работах, в том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования *Scopus*; получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы и 5 приложений. Диссертация изложена на 153 страницах машинописного текста, в том числе содержит 18 таблиц и 66 рисунков. Список цитируемой литературы включает 152 источника.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1.1 Общая характеристика и структура электроэнергетических систем с распределенной генерацией

Распределенная генерация – это источник электроэнергии, подключенный напрямую к распределительной сети или в непосредственной близости от потребителя. В зависимости от мощности распределенной генерации в [40] предложены следующие категории:

- микро: $20 \text{ Вт} < 5 \text{ кВт}$;
- малые: $5 \text{ кВт} < 5 \text{ МВт}$;
- средние: $5 \text{ МВт} < 50 \text{ МВт}$;
- большой: $50 \text{ МВт} < 300 \text{ МВт}$ (подключен к передающей сети).

Источники альтернативной энергетики (ветровые генераторы, солнечные электростанции и т.д.), дизель генераторы или когенерационные установки на природном газе являются типичными примерами распределенной генерации в энергосистеме.

Традиционная структура электроэнергетических систем такова, что электроэнергия вырабатывается на крупных электростанциях (рисунок 1.1), повышается уровень напряжения и передается на большие расстояния до понизительных подстанций и далее потребителям [33].

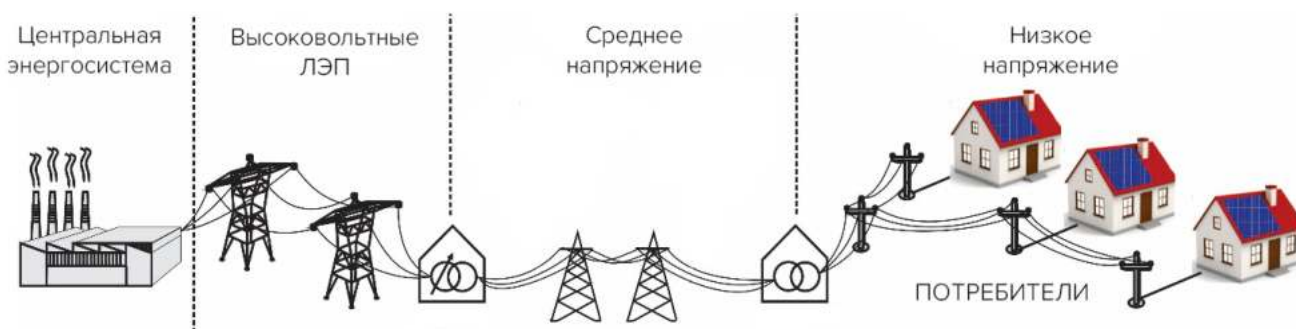


Рисунок 1.1 – Структура традиционной электроэнергетической системы

В структуре радиальной сети каждая подстанция или потребитель соединены по одной кабельной или воздушной линии с центральной точкой электропитания. В случае повреждения воздушной или кабельной линии общее время прерывания обслуживания соответствует полному времени ремонта, что является существенным недостатком. Низкая степень надежности, которая характерна для радиальной сети, может быть значительно улучшена путем добавления аварийных связей, которые обеспечивают альтернативные маршруты для электроснабжения в случае повреждений или запланированных отключений. Частичное рассредоточение генерирующих мощностей энергосистемы связано с внедрением источников распределенной генерации электроэнергии в электрические сети, представленные на рисунке 1.2. В результате энергосистема приобретает новые характеристики.

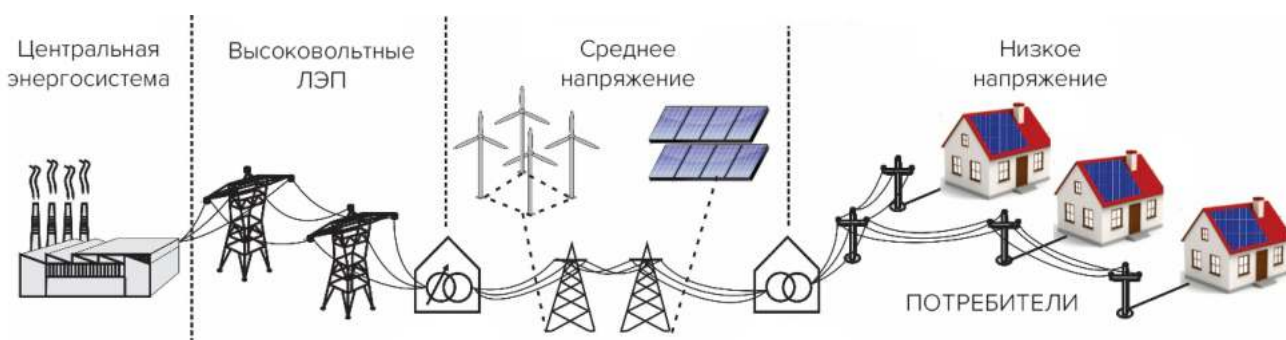


Рисунок 1.2 – Структура электроэнергетической системы с источниками распределенной генерации

Приоритетное развитие распределенной генерации на основе возобновляемых источников энергии влечет за собой изменение сектора, связанного с производством электроэнергии, описанное в зарубежных источниках [47; 59; 60; 86; 92; 136; 145]. Подобные электростанции подключаются, как правило, с помощью преобразователей частоты и инверторов, которые ограничивают токи короткого замыкания.

В российской энергосистеме распределенная генерация представлена в основном дизельными, газотурбинными и газпоршневыми электростанциями. На данный момент, нефтегазовые, горные компании и другие крупные предприятия являются основными инициаторами внедрения собственных источников генерации

электроэнергии. Тем не менее правительством разрабатываются специальные программы поддержки использования возобновляемых источников электроэнергии [27; 34].

1.2 Типы источников распределенной генерации

Все типы источников распределенной генерации используют в своем составе вращающиеся машины (асинхронные и синхронные), подключенные непосредственно в сеть или различного типа электростанции, генерирующие постоянное напряжение, которое преобразуется с помощью инвертеров. Динамические характеристики подобных генераторов оказывают значительное влияние на защиты распределительных сетей [133].

1.2.1 Синхронный генератор

В нормальных рабочих условиях синхронный генератор, подключенные к сети, обычно работает с синхронной скоростью ротор которого отклоняется на угол в соответствие с входной механической мощностью и выходной электрической мощностью. Выходная мощность, передаваемая в распределительную сеть, приблизительно пропорциональна квадрату напряжения [42]. Уравнение (1.1) преобразовывающее механическую мощность в электрическую [139] описывает динамику синхронного генератора:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H}(p_m - p_e) = \frac{\omega_s}{2H} p_a, \quad (1.1)$$

где ω_s – угловая частота; t – время; H – постоянная инерции вращающейся массы; p_m – механическая мощность; p_e – выходная электрическая мощность; δ_0 – угол отклонения ротора. Согласно приведенному выше уравнению, мгновенное отклонение между электрической или механической мощностью заставит вращение ротора генератора ускориться или замедлиться. Электрическая выходная мощность, передаваемая на нагрузку, может снизиться из-за изменения напряжения сети во время короткого замыкания. Следовательно, разница между механической входной и электрической выходной мощностью заставляет синхронный генератор ускоряться. Чем дольше остается короткое замыкание в

сети, тем больше угол ротора и генератор выходит из синхронизма, вызывая отключение или нарушение его работы. Из уравнения также следует, что высокая постоянная инерции делает систему более стабильной, а поскольку синхронные генераторы низко инерционные – это делает их чувствительными к возмущениям в системе [100].

1.2.2 Асинхронный генератор

Электромагнитный момент T_e , создаваемый внутри асинхронной машины при любой конкретной скорости, прямо пропорционален квадрату напряжения [126] и представлен в (1.2):

$$T_e = ksU^2, \quad (1.2)$$

где s – скольжение вращающейся машины; k – постоянная величина, зависящая от параметров машины; U – напряжение. Таким образом, как и в случае с синхронным генератором, электромагнитный момент уменьшается из-за возникновения провала напряжения в аварийной ситуации. С другой стороны, следующее уравнение (1.3) позволяет провести динамический анализ ротора [126]:

$$J \frac{dw}{dt} = T_m - T_e, \quad (1.3)$$

где J – момент инерции вращающейся массы; w – скорость ротора; а T_m – механический крутящий момент, прикладываемый к ротору соответствующего асинхронного генератора. Из уравнения (1.3) видно, что любое уменьшение момента из-за падения напряжения в распределительной сети вызывает ускорение ротора при условии, что механический момент считается постоянным. Когда генератор пытается восстановить напряжение в системе, может возникнуть высокий пусковой ток из-за наличия магнитного поля внутри воздушного зазора. Позже это приводит к падению напряжения в точке соединения между асинхронным генератором и подстанцией, что еще больше снижает напряжение на клеммах генератора. Для асинхронного генератора становится опасной ситуация, когда в распределительной сети возникают короткие замыкания между фазами, поскольку это приводит к максимальному перенапряжению,

вызванному потокоцеплением статора [106]. Таким образом, подобные воздействия в сочетании с условиями окружающей среды могут привести к возникновению неисправностей статора асинхронной машины, таким как короткое замыкание между витками обмотки [37; 132], что в дальнейшем может привести к поломке асинхронного генератора.

1.2.3 Источники распределенной генерации, подключенные через инвертер к электросети

Источники распределенной генерации, вырабатывающие на выходе постоянный ток, подключаются к инвертеру для преобразования в переменный ток и далее к распределительной сети. Как правило, инверторы проектируются в зависимости от типа сети, в которой они будут работать.

Во время короткого замыкания инвертер генератора электроэнергии может столкнуться с множеством видов нарушений нормальной работы. Если управление блоками распределенной генерации, спроектированное на основе преобразователя источника напряжения, зависящего от управления постоянной мощностью, то мгновенное снижение напряжения в распределительной сети увеличит ток в преобразователе, что приводит к срабатыванию устройств защиты от сверхтоков IGBT транзисторов преобразователя. Несимметричные провалы напряжения вызывают как дисбаланс тока, так и гармоники тока в сети, что также может привести к срабатыванию защиты [100].

Рассмотренные источники распределенной генерации при возникновении аварийных режимов могут не только сами перестать работать, но и приводят к переходным процессам в сети, что сказывается на качестве электроэнергии [29].

1.3 Особенности работы электросетей в условиях эксплуатации разных типов распределенной генерации

Интеграция источников распределенной генерации, обуславливает изменение режимов работы электросетей и характеристик установившихся режимов. Изменяются направления потоков мощности распределительной сети при изменении на автономный (островной) режим работы. Избыточная

электроэнергия от распределенной генерации может передаваться в сеть энергосистемы. По причине несбалансированной нагрузки между участками распределительной сети, величина и направление потоков мощности приобретают переменный характер:

- уровень тока короткого замыкания ниже по потоку мощности возрастает, при этом составляющая тока короткого замыкания выше по потоку уменьшается по причине добавления дополнительного источника электроэнергии. Появляется многостороннее питание точки повреждения участка электросети. Действующие значения токов короткого замыкания во время аварийного режима могут значительно изменяться из-за непосредственной близости источников генерации электроэнергии;

- возникают режимы асинхронных включений вследствие срабатывания автоматического повторного включения [4; 35]. Отключение короткого замыкания на смежных линиях также приводит к подобным режимам, что способствует появлению больших токов и повышенных электромагнитных моментов, влияющих на генераторы и их механическую прочность [35];

- появляется режим автономной работы в случае отделения распределительной сети от центральной энергосистемы, который в зарубежной литературе получил название «*Islanding*» (Островной режим) [39; 71; 97]. Данный режим может характеризоваться снижением напряжения или частоты, если распределенная генерация не обеспечивает необходимой мощностью местную нагрузку. В случае равенства генерируемой и потребляемых мощностей нагрузкой уменьшаются только токи короткого замыкания, что приведет к снижению чувствительности релейной защиты.

В распределительных сетях переменного тока блоки источников распределенной генерации, основанные на вращающихся машинах, подключаются напрямую к шине переменного тока [76] или через преобразователь частоты. Устройства хранения энергии и солнечные фотоэлектрические станции подключаются к шине переменного тока распределительной сети с помощью

инверторов DC/AC. На рисунке 1.3 представлены классические способы подключения источников распределенной генерации с выходной мощностью генератора постоянного тока (солнечная электростанция и аккумуляторные батареи) и переменного тока (ветряная турбина).

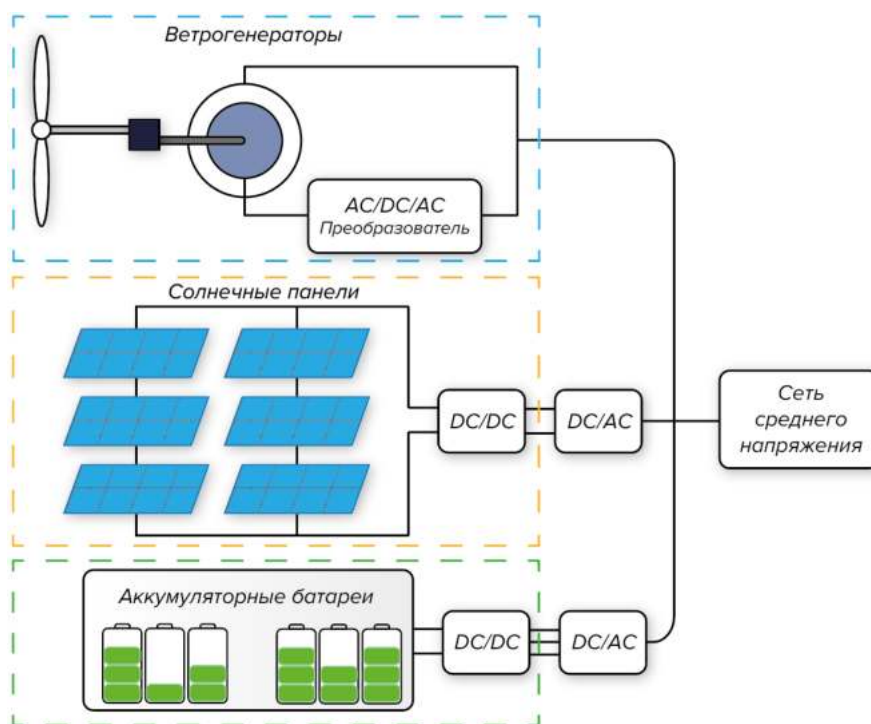


Рисунок 1.3 – Классические способы подключения распределенной генерации к электросети

Источники распределенной генерации имеют нелинейные и изменяющиеся характеристики, что влияет на величину вклада в ток короткого замыкания, возникающего в электросети. В работах [46; 65] доказано, что в условиях короткого замыкания максимальный вклад генератора, подключенного через инвертер, превышает номинальное значение тока в 1,5-2 раза, а для генераторов, основанных на вращающихся машинах (дизель-генератор, ветрогенератор и др.), ток короткого замыкания достигает пятикратного превышения номинального тока [46].

1.4 Влияние распределенной генерации на применяемые устройства защиты в электросетях

Традиционные электросети напряжением 6-10кВ, как правильно, имеют радиальную структуру с питанием от одного источника электроэнергии. Защита энергосистемы – универсальное требование для распределительных сетей,

предназначенное для обнаружения неисправностей и других ненормальных условий эксплуатации, которые могут привести к потере электроснабжения и повреждению оборудования, и быстро реагирует (обычно путем размыкания выключателей для локализации неисправности) в случае обнаружения таких условий. Когда защита энергосистемы не срабатывает, это может привести к серьезным последствиям для работы электротехнических комплексов и распределительных сетей [52].

Различие между неисправностями и ненормальными условиями эксплуатации зачастую неясно. Обычно неисправности относятся к категории коротких замыканий, когда токопроводящий проводник контактирует с землей или другим проводником, или образуется разрыв токопроводящего проводника. Короткие замыкания обычно приводят к тому, что величина тока значительно превышает типичные токи нагрузки. Короткие замыкания также могут быть периодическими (например, когда проводники сталкиваются друг с другом при сильном ветре) или устойчивыми (например, когда дерево падает на линию электропередач). «Ненормальные» условия эксплуатации охватывают широкий спектр нежелательных состояний энергосистемы. В некоторых «ненормальных» условиях система защиты не должна срабатывать, например, во время запуска электродвигателя, возникает кратковременный пусковой ток, который можно принять за событие похожее на короткое замыкание. Однако другие «ненормальные» условия действительно требуют вмешательства системой защиты, например, когда часть электросети становится изолированной и при наличии источников распределенной генерации может работать автономно.

Интеграция распределенной генерации может негативно повлиять на важные функции распределительной и передающей сети, такие как поток мощности [117], уровень токовой защиты и повреждения [141], стабильность [123], потери в сети, качество электроэнергии [29] и т.д. Помимо этих вышеупомянутых воздействий, внедрение распределенной генерации может поставить под угрозу правильную работу системы защиты от коротких замыканий. Возникают случаи

несрабатывания, ложного срабатывания токовой защиты, нарушение координации между реле и устройствами повторного включения.

Чем больше относительная суммарная мощность распределенной генерации в сеть, тем сложнее моделирование и анализ поведения коротких замыканий в такой системе. Принимая во внимание расширение внедрения источников распределенной генерации, защита распределительных сетей становится важной проблемой в будущих энергосистемах.

1.5 Короткие замыкания в распределительных сетях

Короткое замыкание возникает при пробое изоляции вокруг проводника с током, которое может быть вызвано старением изоляции, изменением температуры в проводнике или изоляторе, атмосферными осадками, загрязнением, попаданием посторонних предметов на проводник и др. Со стороны генератора электроэнергии, короткое замыкание фактически представляет собой еще одну нагрузку на энергосистему, а величина тока короткого замыкания зависит от полного сопротивления пути замыкания и типа генераторов, подключенных к сети. В случае короткого замыкания с высоким сопротивлением возникает сложность отличить или даже не отличить его от условий работы нагрузки. Когда сопротивление короткому замыканию низкое, например, присоединение двух проводников посторонним предметом, то ток короткого замыкания будет высоким, и этот чрезмерный ток может вызвать перегрев и повреждение электрооборудования. Короткие замыкания обычно приводят к возникновению электрической дуги, ведущей к дальнейшему ухудшению изоляции и развитию повреждения, что приводит к нестабильной работе, возможным отключениям генераторов электроэнергии и общей нестабильности энергосистемы.

Короткие замыкания классифицируются в зависимости от пути проводимости, вызывающего короткое замыкание. В таблице 1.1 показаны различные виды коротких замыканий, возникающих в энергосистеме и вероятность возникновения.

Таблица 1.1 – Вероятность возникновения тока короткого замыкания в зависимости от вида короткого замыкания [28]

Вид короткого замыкания	Вероятность короткого замыкания, %
Трёхфазное	5
Двухфазное	10
Однофазное на землю	65
Двухфазное на землю	20

Однофазное замыкание на землю является самым опасным и распространённым видом короткого замыкания, однако в сетях среднего напряжения, которые выполняются, как правильно, с изолированной или компенсированной нейтралью, величина тока однофазного замыкания не является приоритетной поскольку она обусловлена емкостной составляющей распределительной сети. Наиболее опасными в сетях с изолированной нейтралью являются трехфазные и двухфазные короткие замыкания, которые могут нанести вред электрооборудованию потребителя. К тому же источники распределенной генерации не вносят значительные изменения в факт обнаружения однофазных замыканий на землю [141] и традиционные системы защиты от однофазных замыканий адекватно определяют такой вид замыканий в сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью, которые рассматриваются в данной работе.

1.6 Отключение токов короткого замыкания в энергосистеме

Обнаружение короткого замыкания обычно достигается путем измерения тока, напряжения или частоты в различных участках энергосистемы. Трансформаторы тока и напряжения понижают и преобразуют измеренные величины до уровня, который может быть обработан реле защиты [87]. Измерительные трансформаторы также выполняют защитную функцию, поскольку они электрически изолируют реле защиты от электросети и во время аварийных ситуаций чувствительные компоненты реле не повреждаются. На основе входного сигнала от трансформатора для реле защиты выбирается необходимый сценарий

действий. Если реле определяет неисправность, то передается сигнал отключения на один или несколько выключателей, которые срабатывают, чтобы изолировать участок электросети, где обнаружено короткое замыкание. Современные реле защиты основаны на микропроцессорах, но все еще сконфигурированы для работы на тех же принципах, что и их старые электромеханические и электронные аналоги. Это позволяет инженерам по защите использовать современные микропроцессорные реле совместно с традиционными аналогами, особенно в сетях среднего и низкого напряжения.

Основные компоненты системы защиты показаны на рисунке 1.4. В зависимости от используемого реле защиты, трансформаторы тока $ТТ$ и/или напряжения $ТН$ будут постоянно передавать на реле измеренные значения.

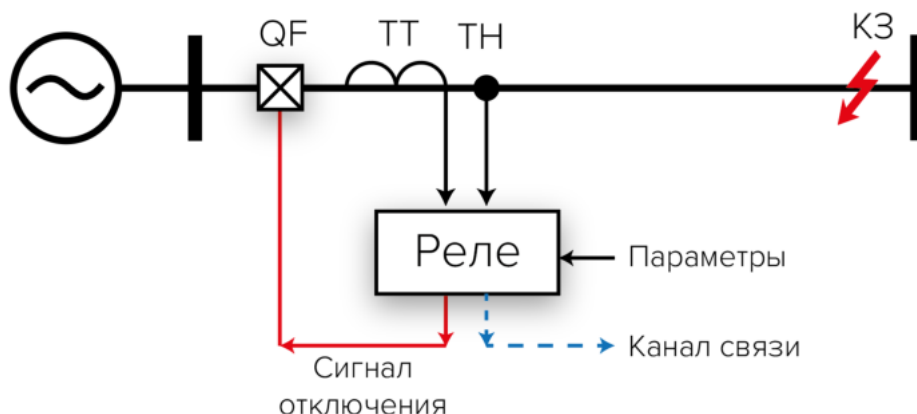


Рисунок 1.4 – Компоненты релейной защиты электросети

Если реле обнаруживает короткое замыкание, на которое оно должно отреагировать, посылается сигнал отключения выключателю QF для изолирования поврежденного участка. Кроме того, в зависимости от характера системы защиты, реле может взаимодействовать с другими защитными устройствами для передачи измеренных данных или для записи данных о неисправностях и отправки сообщений о аварийной ситуации на участке.

1.7 Анализ существующего опыта решения задач релейной защиты при внедрении распределенной генерации

В соответствие с требованиями ПУЭ [28] и рекомендациями по организации релейной защиты электротехнических комплексов, получен теоретический опыт

создания и эксплуатации токовой защиты в распределительных сетях промышленных предприятий и объектов горной отрасли [3; 9]. Проанализированы некоторые особенности организации токовых защит:

- для минимизации нарушений устойчивости источников распределённой генерации необходимо быстрое отключение коротких замыканий вблизи шины подстанции. В работе [3] предложено использование быстродействующих защит в прилежащей сети, таких как: дифференциальные защиты, токовые отсечки и максимальные токовые защиты;
- сложность использования логической защиты шин [3], широко используемых в распределительных сетях;
- рекомендации по обеспечению сохранения условий работы генерации электроэнергии, предложенные различными авторами, рассматривают ограниченный круг вопросов.

Следует отметить, что в настоящее время оснащение системой защит источников распределенной генерации, которые обеспечивают надежность их работы в электросети, рассматривается как достаточная мера. Однако срабатывание релейной защиты осуществляется без согласования с другими устройствами защиты прилежащей электросети [11; 12], что приводит к нежелательным отключениям источников распределенной генерации при коротких замыканиях, которые отключаются собственной защитой, а также незначительных отклонений от номинальных значений режимов работы [11].

Современная концепция совершенствования релейной защиты электротехнических комплексов и распределительных сетей, развиваемая научными школами России, сориентирована преимущественно на решение задач обнаружения сложных аварийных режимов, защиты дальнего действия и предполагает развитие простых токовых защит [5; 13; 15; 17–21; 50]. При этом приоритет отдается защите от однофазных замыканий на землю [1; 2; 25; 38], а тенденция к распределению генерации электроэнергии в непосредственной

близости с потребителем, которая требует рассмотрения более широкого и сложного круга задач, практически не учитывается.

Конкретные проблемы, возникающие из-за применения традиционных схем защиты от токов короткого замыкания и относительно высокого уровня мощности источников генерации электроэнергии в распределительной электрической системе представлены в [23]. В работах [57; 58; 69] представлено использование реле дистанционной защиты для решения проблем, таких, как защита от возникновения автономного режима, переменные характеристики источников распределенной генерации энергии, временные перенапряжения и потеря чувствительности реле максимального тока на длинных фидерах. В работе приводятся реальные данные о событиях и анализ, чтобы продемонстрировать эффективность дистанционной защиты.

В работах [87; 88] рассматриваются методы повышения чувствительности релейной защиты на основе расчета симметричных компонентов для идентификации коротких замыканий в трансформаторах и предотвращения нежелательного срабатывания защиты при переходных процессах в энергосистеме за пределами защищаемой зоны.

В работе [91] реализована защита распределительной сети среднего напряжения с внедренной генерацией энергии и предлагается использовать распределенные реле дистанционной защиты в некоммуникационных средах для повышения надежности, качества обслуживания и стабильности сети. Алгоритм реализует обнаружение повреждения на основе перегрузки по току с учётом значения сопротивления. Метод проверен для смешанных сетей (воздушных и кабельных линий) с различными типами заземления.

Влияние различных типов распределенной генерации, их количества и мощности, конфигурации и типа заземления трансформатора, переходных процессов с емкостной связью трансформатора напряжения, насыщения трансформатора тока и колебаний мощности описано в [112]. Кроме того, влияние источников распределенной генерации электроэнергии на настройки реле

обсуждается в [61], как источников тока промежуточного или удаленного питания потребителей.

По сути, основным подходом, предложенным в зарубежной литературе для преодоления неблагоприятных эффектов, связанных с распределенной генерацией электроэнергии, является изменение настроек в соответствии с моделированием и теоретическим анализом, представленным, например, в работе [116]. Кроме того, для координации с нижестоящими по потоку мощности защитными устройствами требуется устанавливать соответствующие временные интервалы. В работе [108], также демонстрируется применение дистанционной защиты в микросети, работающей в разных режимах. В этом исследовании ошибки измерения полного сопротивления, вызванные дополнительными токами, устраняются путем введения коэффициентов токораспределения в зависимости от текущих соотношений действующей топологии.

Многоточечные измерения позволяют разрабатывать совершенно новые методы защиты на основе полного сопротивления. В работе [82] представлены дифференциальный метод и метод низкоомного сопротивления с обратной временной зависимостью. В дифференциальном методе используются каналы связи для быстрой идентификации короткого замыкания: для коротких замыканий за пределами защищаемой зоны – дифференциальное сопротивление равно нулю; для коротких замыканий в защищаемой зоне – полное сопротивление быстро возрастает. Метод также подходит для обнаружения коротких замыканий с большим полным сопротивлением. Второй метод обеспечивает адаптивную защиту, объединяя характеристики тока обратной временной зависимости с измерениями полного сопротивления. Методы были проверены в режиме параллельной работы с сетью и автономном режиме. Подобный метод дифференциального сопротивления предлагается в [83], требуя двухсторонних несинхронизированных измерений для обнаружения коротких замыканий. Статья [49] представляет новую схему, использующую информацию о токах, вводимых в зону для компенсации погрешностей полного сопротивления. Преимущество

такого подхода заключается в том, что реле полного сопротивления не требует изменения стандартных настроек.

В трудах [70; 94; 103; 112] рассматривается токовая защита, функционирующая с помощью связи в микросетях с рассредоточенными возобновляемыми источниками. Такая ситуация сложна, поскольку требует схемы защиты, способную работать в двух режимах: с подключением к сети и автономно. Представленная в работе [112] система защиты, основанная на компонентах прямой последовательности, использует векторные измерения. Связь используется для переключения групп настроек реле. Аналогичным образом, работа [103] представляет стратегию с использованием векторных измерений и состоит из предварительного расчета групп настроек. Их параметры и выбор определяются существующей топологией. В работе [70] представлена новая схема, использующая сигналы срабатывания и несрабатывания между двумя смежными реле для определения местоположения короткого замыкания. При этом необходима связь с низкой пропускной способностью. Автор работы [94] разрабатывает новый адаптивный алгоритм токовой защиты, основанный на улучшенном вейвлет-алгоритме для цифровой фильтрации, который решает проблемы, связанные с алгоритмом Фурье с постоянной частотой. В статье строится модель оптимизации координации и вычисляются настройки реле с использованием алгоритма муравьиных колоний.

Применение представленных новых систем и методов защиты распределительных сетей может быть ограничено короткими замыканиями с большим полным сопротивлением, которые вносят существенные ошибки в его расчет. Кроме того, в основном исследуются источники распределенной генерации, подключенные к электросети через инвертер, что подразумевает ограниченные токи короткого замыкания и незначительное влияние на измерения тока. То же самое справедливо для небольших возобновляемых источников электроэнергии. Исследования релейной защиты в распределительных сетях не связаны с сильными токами повреждения от сетей электроэнергетических предприятий и их воздействия. Поэтому в литературе отсутствует надлежащая исследовательская

работа по компенсации ошибок при измерениях полного сопротивления, вызванных высокими значениями полного сопротивления короткого замыкания, промежуточными токами и сложной топологией. Тем не менее, подавляющее большинство исследований, посвященных устранению ошибок в сокращенной зоне системы дистанционной защиты, было сделано для магистральных систем, где дистанционная защита является основным типом, а в статьях [51; 68; 73; 85; 102; 104; 107; 111; 125; 128; 146; 152] представлены разработанные для этой защиты различные методы. Авторы предлагают адаптивные настройки [104; 107; 125], расчет полного сопротивления повреждения, расчет расстояния до повреждения, расчет сопротивления повреждения, которые могут компенсировать неблагоприятное влияние сопротивления короткого замыкания и дополнительных токов. Методы [51; 73; 85; 102] используют двухсторонние измерения в двухполюсной системе передачи постоянного напряжения. Работа [45] описывает адаптивную схему токовой релейной защиты. Она оценивает изменение токов и использует их для перерасчета параметров. Алгоритм в [102] основан на появлении третьей гармоники из-за нелинейного характера дуги во время короткого замыкания, а в работе [73] – на фазовых координатах с учетом несбалансированных нагрузок и асимметрии линий.

На производительность описанных методов, разработанных для систем передачи электроэнергии в распределительных сетях, оказывают существенное влияние следующие факторы: активная составляющая полного сопротивления линии сравнима с реактивной; сопротивление дуги может быть выше из-за меньшего тока повреждения [44]; защищенная линия может иметь множество выходов нагрузки; сильно разветвленная и меняющаяся топология. Что касается последнего пункта, в работах [41; 121; 131] представлены методы, разработанные для систем передачи электроэнергии со сложной топологией, которые могут быть приняты для распределительных сетей.

Методы и подходы, представленные в литературе, посвященные определению неисправного фидера или секции, можно условно разделить на две группы. Первая использует период установившегося состояния сигналов

неисправности, когда надежность срабатывания защиты не может быть гарантирована при замыканиях на землю с нестабильными характеристиками (прерывистый характер). Вторая – определяет информацию из переходного процесса после возникновения неисправности.

В работах [56; 67; 93; 115; 122; 124; 138; 140; 142; 151] описаны стандартные методы обнаружения неисправного фидера в распределенных сетях среднего напряжения. Подходы, представленные в трудах [124; 129], основаны на расчетах отклонений нулевой последовательности для каждого фидера и последующем сравнении для выявления фидера, где произошло короткое замыкание. Работа [124] фокусируется на обнаружении неисправностей с высоким полным сопротивлением. Однако этот подход может быть использован и для выбора фидера. В статье предлагается сравнение относительного изменения отклонения в условиях до и после короткого замыкания. Работы [124; 129] различаются алгоритмами по указанию изменения отклонения в неисправном фидере. Сложный алгоритм, включающий специальный тип математического графа, введен в работе [56]. В алгоритме используются напряжения и токи нулевой последовательности. Использование измерений фазного напряжения и тока представлено в исследовании [115], в котором предлагается новый подход для расчета устойчивости к повреждениям, являющийся индикатором для каждого фидера.

Эти методы являются пассивными и используют только локально доступные измерения. В отличие от активного подхода, когда в сеть вводятся дополнительные сигналы. Разработанная методология представлена в работе [151], которая предлагает наложение напряжения определенной частоты (выше основной) в нейтральной точке. Сопротивление неисправности рассчитывается для каждого фидера и фазы, использующей векторы на заданной частоте, и затем используется в процедуре идентификации неисправности.

Влияние распределенных источников генерации обсуждаются в [93; 140], где заявлена защищенность алгоритма от изменения токов. В работах [95; 120; 137; 143] обсуждаются стационарные методы в присутствии дополнительной генерации: [95] вводит оптимизацию бинарных частиц роя и генетический

алгоритм, используемый для определения местоположения короткого замыкания на землю, [137] предлагает новый алгоритм на основе полного сопротивления, основанный на узловом отклонение. В матрице сети и доступных измерениях в узлах [120] используется соотношение тока обратной и прямой последовательностей при этом измерения напряжения не нужны, а в [143] предлагается новая структура защиты, в которой местоположение повреждения основано на сравнении с кластеризованной исторической или предварительно смоделированной системой. Низкочастотные переходные процессы используются в трудах [75; 101]: в работе [101] рассматривается микросеть среднего напряжения с возобновляемыми источниками электроэнергии и определение местоположения замыкания на землю в такой системе, а в работе [75] автор предлагает коэффициенты взаимной корреляции для обнаружения неисправной линии в распределенных системах.

Применение высокочастотных переходных процессов в распределительных сетях с дополнительными источниками энергии рассмотрено в [55; 72]: алгоритм в [55] сравнивает вейвлет-коэффициенты токов в точках соединения (сборных шинах) и определяет направление токов (полярность) во время повреждения (а также расстояние до точки неисправности), [72] предлагает использовать вейвлет-преобразование для разложения токов нулевой последовательности и нейронные сети обратного распространения для извлечения характеристик неисправностей. Подводя итог, мало внимания уделялось изменению параметров источников распределенной генерации энергии в сети во время разработки алгоритмов.

В работах уже было установлено, что вместо ненаправленных реле максимальной токовой защиты требуются реле, определяющие направление потока мощности [53; 54; 78; 90; 105; 109; 127; 133; 148–150]. Основная проблема ненаправленных реле токовой защиты заключается в том, что они не обеспечивают ожидаемой чувствительности и безопасности во прохождения потока мощности в обоих направлениях, вызванного источниками распределенной генерации. В [74] предложен метод защиты от коротких замыкания, основанный на отключение генераторов в момент короткого замыкания и после срабатывания основной

защиты происходит синхронизация и повторное включение генераторов. Это процедура отключения генераторов является одним из самых простых способов решения проблем, вызванных внедрением источников распределенной генерации в электросеть. По словам автора [135], отмечены следующие преимущества:

- низкая стоимость и менее сложная стратегия защиты;
- не требуется замена использующихся устройств защиты или настроек;
- блок распределенной генерации повторно включается с синхронизацией с основной сетью.

Для получения вышеуказанных преимуществ необходимо быстрое отключение блоков распределенной генерации с помощью переключателей силовой электроники вместо автоматических выключателей [135]. Однако, отключение источников распределенной генерации не является решением для всех видов коротких замыканий. Нарушается основная цель внедрения блоков распределенной генерации в сеть, а именно возможность работы участков электросети независимо от центральной энергосистемы в случае коротких замыканий на смежных участках. Следовательно, представленная стратегия защиты противоречит назначению микросетей в автономном режиме.

В литературе существуют различные предложения от разных авторов, предлагающие стратегии и методы адаптивной системы токовой защиты в условиях увеличения относительного увеличения мощности распределённой генерации в энергосистеме. Схема адаптивной защиты, основанная на разделении существующих распределительных сетей на зоны и поддержания баланса нагрузки с применением новейших технологий для обновления параметров электросети, была предложена в [53; 89], что требует больших финансовых вложений. Различные авторы, в том числе *Baran* [45], *Mahat* [109], *Chen* [80] и *Yasadanpanahi* [147] предложили методы настройки адаптивного реле для поддержания координации защиты. В работе [45] авторы предложили адаптивную схему, основанную на изменении настройки срабатывания максимальной токовой защиты путем оценки величины тока короткого замыкания с использованием итеративного

метода. В работе [109], авторы предложили адаптивный выбор соответствующих рабочих характеристик реле на основе методики оценки состояния обнаруженных поврежденных участков, а также определения величины тока короткого замыкания при подключении к сети и в автономном режиме. Авторы в [134; 147] предложили стратегии адаптивной защиты, основанные на управлении выходным током в источниках распределенной генерации, подключенных к сети с помощью инвертора, для уменьшения вклада генератора в ток короткого замыкания тем самым обеспечивая правильную работу максимальной токовой защиты предварительными установленными настройками реле. Однако при изменении топологии сети предварительно установленные параметры реле должны быть адаптивными, чтобы предложенная стратегия была эффективной. В работе [130] предложен другой алгоритм, основанный на динамической оценке эквивалентного сопротивления для вычисления величины тока короткого замыкания и настройки адаптивного токового реле. *D.S. Kumar* в своей работе [99] предложил метод, основанный на дискретном преобразовании Фурье для оценки основного вектора тока и контроллер нечеткой логики для установки настройки срабатывания реле.

Предложенные методы адаптивной защиты, а также упомянутые стратегии, преимущественно основаны на измерении, либо оценке величины тока во время короткого замыкания, что предъявляет строгие требования к каналам связи для обмена информацией и установкой новых параметров. Кроме того, предлагаемые схемы защиты используются, как правило, в сетях низкого напряжения, где расстояния между объектами не значительны и временная задержка на передачу и обработку данных мала. В распределительных сетях, где расположения объектов значительно различаются, эффективность подобных систем защиты снижается.

1.8 Требования к системам защиты

Эффективность системы защиты в оперативной изоляции поврежденных участков энергосистемы с целью достижения минимального нарушения работы источников распределенной генерации и потребителей обычно оценивается с

использованием четырех взаимосвязанных критериев – чувствительности, селективности, быстродействия и надежности [36].

Чувствительность – схема защиты должна быть способна обнаруживать наименьший ток короткого замыкания, который может возникнуть. Очень чувствительная схема защиты способна обнаруживать малые токи короткого замыкания, не принимая их за потребляемые токи нагрузкой. Реле защиты также должны быть достаточно чувствительными, чтобы обнаруживать короткие замыкания на других участках распределительной сети, чтобы иметь возможность работать в качестве резервной защиты в случае отказа основной защиты неисправного участка.

Селективность (Избирательность) – система защиты должна быть способна изолировать участок электросети, в котором произошло короткое замыкание, и сохранить работоспособность других участков. Система избирательной защиты способна изолировать все поврежденные участки электросети, чтобы минимизировать нарушение работы энергосистемы и избежать ситуаций, когда в распределительной сети нет неисправностей или повреждение выходит за рамки компетенции защиты. Обнаружение коротких замыканий обычно поддерживается посредством мониторинга тока, напряжения и частоты. Для определения некоторых условий короткого замыкания одного контролируемого параметра недостаточно для обеспечения соответствующей селективности, например, в случае резистивного заземления ток короткого замыкания может быть равный или меньший, чем ток нагрузки. Схема защиты должна различать состояния отсутствия и наличия короткого замыкания, используя альтернативные формы обнаружения повреждений, например, определение дисбаланса фаз, но это может снизить селективность.

Быстродействие – чем дольше короткое замыкание присутствует в энергосистеме, тем больше будет повреждений оборудования и тем выше вероятность того, что система станет нестабильной. Защита с нулевой задержкой времени или очень высокой скоростью срабатывания, хотя и желательна по своей природе, но может привести к увеличению количеству нежелательных

срабатываний. В целом, чем быстрее срабатывание, тем выше вероятность неправильной работы, поскольку требуется определенная временная задержка для сбора достаточных данных о напряжении, токе или частоте, чтобы точнее прогнозировать наличие короткого замыкания. В распределительных сетях, где требуется согласование времени между защитными реле, время срабатывания для основной защищаемой зоны будет порядка 0,2 – 1,5 с., а для зоны, где обеспечивается резервная защита 1,5 – 2,0 с. Таким образом, быстроедействие важно, но не всегда абсолютно необходимо, и не всегда практично получить высокое быстроедействие без дополнительных затрат и трудностей в реализации, что может быть неоправданным.

Ранние разработки реле микропроцессорного типа были медленнее, чем электромеханические аналоги. Однако современные конструкции микропроцессорных реле включают процессоры и алгоритмы, обеспечивающие рабочее быстроедействие в том же диапазоне, что и другие типы реле защиты от коротких замыканий.

Надежность – оборудование защиты должно работать одинаково и последовательно при одном и том же виде, и месте короткого замыкания, чтобы можно было поддерживать координацию устройств защиты. Тем не менее, все оборудование имеет прогнозируемый уровень отказа, и для учета прогнозируемого отказа основной защиты в схемах используются резервные реле для срабатывания с задержкой по времени в случае отказа основной релейной защиты. В распределительных сетях могут использоваться две или даже три основные защиты в дополнение к другим резервным системам защиты.

Таким образом крайне важно обеспечить максимальную и эффективную защиту электросети при минимальных финансовых затратах. Было бы утопично выполнить все основные требования к защите электросетей на их максимальном уровне. Однако необходимо разрабатывать новые алгоритмы по управлению параметрами защиты, которые позволят максимально использовать их как комплекс для решения задач обеспечения защиты электросети, возникающих в условиях современных энергосистем.

1.9 Выбор области исследований

Современная концепция защиты основывается на использовании токовых реле с выдержкой времени, которая является ключевой для пассивных распределительных сетей. Однако с увеличением относительной мощности распределенной генерации в энергосистеме необходимо пересмотреть и скорректировать концепцию защиты. Децентрализованная генерация электроэнергии может по-разному влиять на защиту распределительной сети. Генерируемая мощность может изменяться в зависимости от различных факторов (снижение потребления мощности, ремонт или отключение определенных источников распределенной генерации, погодные условия и т.д.). Это воздействие может привести к ошибкам обнаружения тока короткого замыкания или необоснованному отключению исправного участка фидера. Таким образом, новые условия и параметры распределительной сети требуют перехода к стратегиям интеллектуальной защиты.

Важно оценить эффективность традиционных схем защиты распределительных сетей с различной относительной мощностью распределенной генерации. Должны быть идентифицированы проблемы, с которыми сталкиваются нынешние применяемые схемы защиты, а также должны быть определены параметры, которые требуют изменения в будущей логике защиты. Системы защиты распределительных сетей должны быть быстрыми, гибкими и гарантировать высокий уровень селективности защиты. Реальная реализация таких интеллектуальных стратегий защиты может быть осуществлена путем применения последних технологических достижений в области цифровых технологий и инфраструктуры связи. Кроме того, появление инновационных стандартных протоколов связи играет существенную роль в коренном изменении традиционных стратегий защиты и в обеспечении возможности интегрированных или распределенных схем защиты с помощью каналов связи.

С учётом особенностей развития альтернативной энергетики в работе рассматриваются источники распределенной генерации суммарной мощностью до 10 МВт, подключенные как «напрямую» к сети 6-10 кВ, так и через

преобразователь частоты. Задачи решаются для радиальной топологии распределительной сети с возможностью изменения ее структуры.

Основное внимание уделяется разработке алгоритмов адаптивной токовой защиты от трехфазных и двухфазных коротких замыканий, поскольку блоки распределенной генерации не способствуют возникновению сильных однофазных замыканий на землю в сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью.

1.10 Цели и задачи научно-квалификационной работы

Анализ литературных источников показал, что решению задач по разработке методов и технической реализации релейной защиты в сетях с распределенной генерацией посвящено достаточно большое количество работ, что свидетельствует о нерешенности ряда задач. Подключение распределенной генерации изменяет фундаментальные характеристики и создает беспрецедентные технические проблемы в электросетях [144]. Более того, в случае повреждения системы источники распределенной генерации вносят вклад в ток короткого замыкания и переходные характеристики электросети значительно изменяются [141].

Введенные подходы к распределительным сетям, такие как новые настройки релейной защиты [91; 148], адаптивные настройки [80; 85; 130], ограничители тока короткого замыкания [113] и системы защиты, основанные на коммуникации [49; 70; 149], имеют свои собственные ограничения в зависимости от конфигурации сети, типа и мощности распределенной генерации, а также характера неисправности.

Таким образом, первая основная задача нынешней кандидатской диссертации состоит в том, чтобы заполнить пробел в этой области и дополнить существующую концепцию защиты электротехнических комплексов и электросетей [14], сосредоточив внимание на коммуникационном подходе как наиболее надежном и стремясь найти эффективные способы использования многоточечных измерений. Эти методы должны стать основой для разработки быстрых, селективных и надежных защитных схем, которые могут решить

вышеупомянутые проблемы в присутствии источников распределенной генерации электроэнергии в сети.

Целью работы является обеспечение чувствительности и надежности функционирования токовой защиты сетей среднего напряжения 6(10) кВ с распределенной генерацией электроэнергии малой мощности в условиях вариативности параметров генерации.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие **задачи**:

1. Проанализировать методики построения токовой защиты для традиционных электросетей.
2. Определить основные факторы, влияющие на работу токовой защиты в условиях распределенной генерации.
3. Разработать компьютерные модели электросетей с изолированной нейтралью, которые позволят оценить влияние распределенной генерации на токовую защиту и проверить адекватность работы алгоритмов адаптивной настройки реле.
4. Разработать алгоритм, обеспечения селективности релейной защиты в условиях изменения структуры распределительной сети.
5. Разработать алгоритм, определяющий эквивалентное сопротивление между двумя любыми точками в распределительной электросети, который позволит рассчитывать токи короткого замыкания от нескольких источников электроэнергии.
6. Разработать алгоритм адаптивной токовой защиты, который учитывает вариативность вкладов в ток короткого замыкания источников распределенной генерации и изменяет настройки реле в соответствии с новыми условиями работы электросети.
7. Проверить адекватность разработанного алгоритма адаптивной токовой защиты на компьютерной модели в программе *Matlab/Simulink*.

1.11 Выводы по первой главе

Выполнен обширный обзор литературы, касающийся последних разработок в области микросетей и интеллектуальных сетей. Эти направления относительно новые в области энергетики и постоянно развиваются высокими темпами. Анализ литературы был выполнен в широком контексте, с тем чтобы включить в него эволюцию энергосетей, происходящую в настоящее время.

Подробно рассмотрены мотивы, лежащие в основе использования распределенной генерации, влияние на существующие электрические сети, практические аспекты, касающиеся конечных пользователей, новые технологии и возможные области исследований. Соответственно, анализ литературы затронул различные области энергетики, такие как, типы распределенной генерации и их устройство, системы защиты сети, токи короткого замыкания, качество электроэнергии и их зависимости от новых условий работы электросети.

На основании выполненного анализа, исследования в последующих главах должны быть направлены на изучение влияния источников распределенной генерации в аварийных режимах работы электросетей и разработку гибкой и универсальной системы защиты способной отслеживать изменения структуры распределительной сети.

Сформулированы цели и задачи диссертационной работы.

ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В УСЛОВИЯХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Интеграция локальных электростанций в распределительную сеть приводит к серьёзным изменениям в энергосистеме, требующим решения целого ряда научных задач. Изменяются направления потоков мощности в линиях электропередачи, возникают режимы качаний и асинхронные режимы из многостороннего электропитания, изменяются уровни токов короткого замыкания. Проблема построения релейной защиты, снижающей последствия аварийных ситуаций и предотвращающей их развитию, расширяется и усложняется, что требует обеспечения эффективного функционирования токовой защиты электросети в новых условиях.

Поэтому необходимо рассмотреть используемые системы релейной защиты, используемые в традиционных распределительных сетях; влияние распределенной генерации на основную и резервную токовую защиту; выявить зависимости вкладов в ток короткого замыкания от мощности распределенной генерации; определить факторы, влияющие на ложные срабатывания защиты участков, параллельных поврежденному фидеру.

2.1 Анализ методик построения токовой защиты для традиционных электросетей

В распределительных сетях имеется ряд вспомогательных систем, помогающих удовлетворить требования надежной, безопасной и экономичной работы энергосистемы. Важными являются системы защиты, которые устанавливаются для устранения неисправностей во время работы сети и для ограничения возможного повреждения оборудования распределительной сети. Автоматическая работа систем защиты необходима для скорейшей локализации неисправностей в сетях для минимизации ущерба. Необходимо также учитывать экономические издержки и преимущества системы защиты, чтобы обеспечить

надлежащий баланс между требованиями схемы защиты и доступными финансовыми ресурсами [43].

2.1.1 Максимальная токовая защита

Реле максимального тока являются распространенными устройствами защиты, которые используются как часть первичной и / или резервной защиты от межфазных коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сети. Реле максимального тока выдают сигнал отключения на автоматический выключатель, когда контролируемый ток превышает заданное значение тока срабатывания защиты. Реле максимального тока классифицируются, как независимые и обратозависимые по характеру зависимости от времени их отключения [36]. Реле максимального тока с независимой характеристикой срабатывают, когда ток превышает предварительно установленное значение в течение предварительно определенного периода времени. Реле максимального тока с обратозависимой характеристикой работают в течение интервала времени, который обратно пропорционален току повреждения. Таким образом, этот тип реле может обеспечить короткое время отключения при очень высоких токах. Реле максимального тока с обратозависимой характеристикой классифицируются на три категории в соответствии с их характеристической кривой: нормальные, очень зависимые и экстремально зависимые. Время срабатывания обратного реле времени определяется в соответствии с МЭК 60255 [8] следующим выражением (2.1):

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_{с.з.}}\right)^{\alpha} - 1}, \quad (2.1)$$

где параметры α и β определяют наклон характеристики; k – множитель времени; I – ток короткого замыкания; а $I_{с.з.}$ – ток срабатывания. Параметры (α и β) стандартизированных кривых МЭК приведены в таблице 2.1. Для реле максимального тока с фиксированным временем, общим правилом выбора минимального рабочего тока является его установка более чем в два раза (200%) от

максимального тока нагрузки и меньше половины (50%) от минимального межфазного тока короткого замыкания в конце линии. Для реле максимального тока с обратозависимой характеристикой ток срабатывания обычно устанавливается на $1,5I_{ном}$ защищаемого элемента, чтобы допустить работу с некоторой перегрузкой. Система защиты демонстрирует приемлемый уровень селективности только тогда, когда срабатывает защитное устройство, наиболее близкое к неисправности. Скоординированная операция между двумя последовательными реле получается путем применения согласования ступеней селективности Δt . Процесс координации реле требует, чтобы чем дальше реле от неисправности, тем больше установлено его время. Другими словами, установка времени срабатывания реле максимального тока находится в порядке возрастания от места повреждения. Δt определяется как время между операциями двух реле. Для обоих реле с определенным / обратным временем ступени селективности обычно находится в диапазоне от 0,2 до 0,5 с.

Таблица 2.1 – Значения характеристик максимальной токовой защиты

Тип характеристики	α	β
Нормальная	0,02	0,14
Очень зависимая	1	13,5
Экстремально зависимая	2	80

На рисунке 2.1 показана временная координация для независимых и обратозависимых характеристик реле максимального тока, которые являются частью защиты линии.

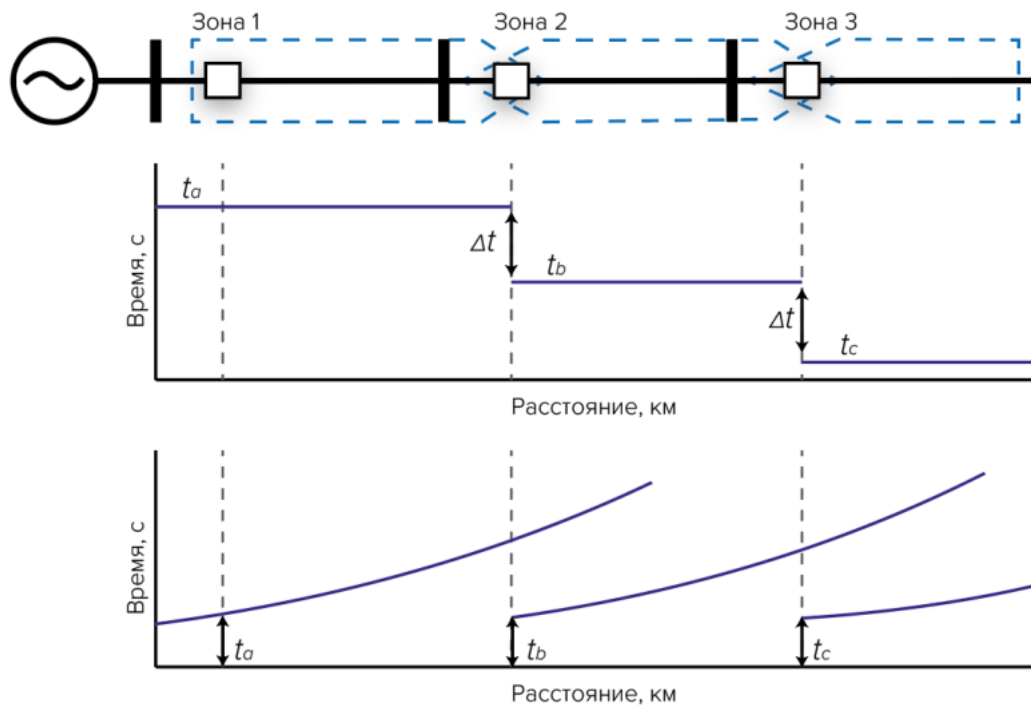


Рисунок 2.1 – Согласование реле для защиты линии с независимой и обратозависимой выдержкой времени

Главным недостатком максимальной токовой защиты является то, что она не обеспечивает должной селективности при наличии нескольких источников электроэнергии, поэтому необходимо применять системы защиты, которые определяют направление потока мощности в сетях с распределенной генерацией.

2.1.2 Направленная защита

Применение реле максимального тока в радиальных распределительных сетях обеспечивает надежную и избирательную защиту от токов короткого замыкания, поскольку существует только один источник питания. Однако выборочная защита реле максимального тока в распределительных сетях с несколькими источниками с кольцевой или ячеистой структурой сети практически невозможна. Таким образом, защитные устройства в замкнутой системе с несколькими источниками должны быть чувствительными к направлению. Реле максимального тока требует измерения тока для идентификации аварийного режима. Направленное реле – это реле, которое имеет дополнительный элемент для определения направления потока мощности в соответствующем фидере. В связи с

тем, что одного измерения тока недостаточно для определения направления потока мощности, необходимо использовать дополнительную переменную, которой обычно является измерение напряжения. Следовательно, направление потока мощности обычно определяется опорным сигналом напряжения. Блок направления использует соотношение тока и напряжения для определения направления потока мощности. На рисунке 2.2 представлена схема блока, направленного реле максимального тока.

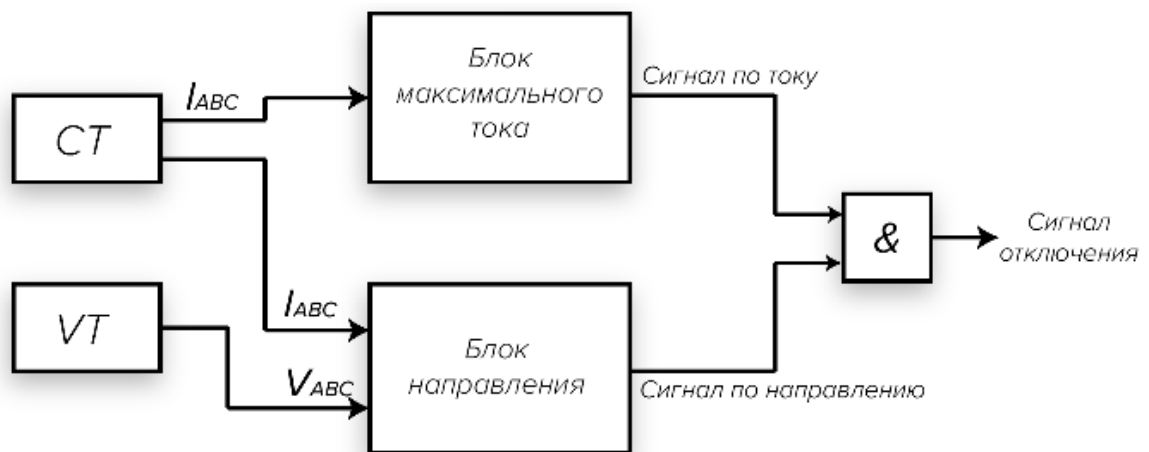


Рисунок 2.2 – Блок-схема направленной токовой защиты

Блок направления может быть настроен на отключение в прямом или обратном направлении потока мощности. Сигнал отключения генерируется, когда выходные значения блока максимального тока и блока направления совпадают с выбранными настройками [79].

2.1.3 Дистанционная защита

Дистанционная защита широко используется для защиты распределительных сетей от коротких замыканий. В дистанционных реле используются измерения напряжений и токов, полученных в месте расположения реле, для расчета полного сопротивления защищаемой линии. Рассчитанное полное сопротивление сравнивается с заранее определенной уставкой срабатывания реле, которое называется защищаемой зоной реле. Когда измеренное полное сопротивление меньше сопротивления уставки защищаемой зоны, реле подает команду на отключение соответствующему выключателю. Большинство дистанционных

защитных устройств имеют одну из следующих рабочих характеристик: полное сопротивление или проводимость [114].

Селективность дистанционных реле обеспечивается за счет использования различных диапазонов полного сопротивления в сочетании с различными временными задержками, связанными с этими настройками. Таким образом, схемы с шагом по времени обеспечивают адекватное распознавание неисправностей, которые могут возникнуть на разных участках линии. На практике представлены дистанционные реле с тремя защитными зонами. Время оценивания режима составляет 0,3-0,4 с. Устройства дистанционной защиты содержат элементы, которые реагируют на межфазные короткие замыкания или замыкания землю в рабочих зонах. Об измерение сопротивлений при симметричных и асимметричных повреждениях более подробно описано в [119]. Рабочие характеристики трёхступенчатого реле полного сопротивления показаны на рисунке 2.3. Полное сопротивление первой зоны Z_1 обычно устанавливается между 80% и 85% полного сопротивления линии, оставляя оставшиеся 20% – 15% в качестве запаса по надежности. Этот запас по надежности гарантирует, что ошибки и погрешности, вносимые измерительными трансформаторами, не смогут помешать правильной работе реле при неисправностях, отличных от защитной зоны (превышение допустимого диапазона). Для обеспечения избирательности, повреждения во второй зоне устраняются за время t_b . Третья зона Z_3 обычно достигает следующих двух подстанций с настройкой времени t_c .

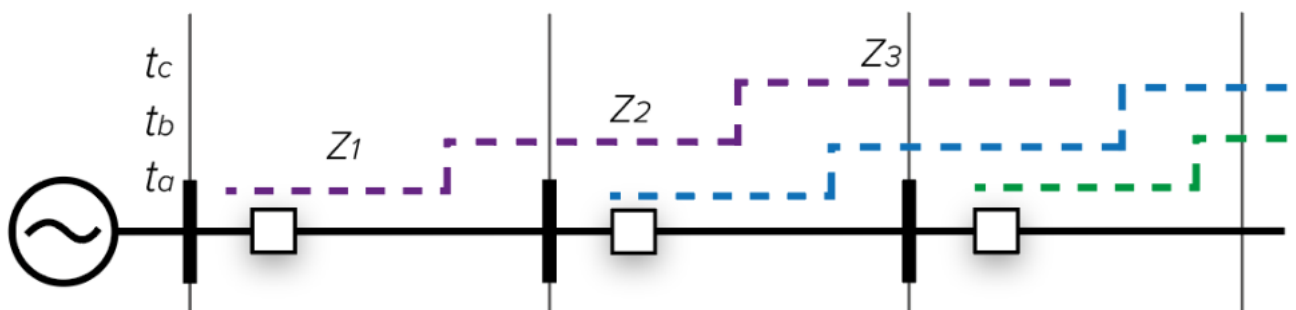


Рисунок 2.3 – Защищаемые зоны дистанционной защиты

Основную стратегию этой защиты разработал *Manjula Dewadasa* [62–64]. Стратегия основана на реле защиты с обратозависимыми характеристиками

срабатывания по времени. Реле имеет возможность распознавать и изолировать неисправности как в подключенных к сети, так и в автономных распределительных сетях.

Среди недостатков, связанных с применением дистанционной защиты, можно выделить ложные срабатывания при изменении напряжения и токи качания в энергосистеме, которые возникают в сетях с несколькими источниками.

2.1.4 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита является одним из самых надежных и популярных методов защиты энергосистемы. Она обеспечивает очень короткое время устранения коротких замыканий, что делает её наиболее избирательной. Дифференциальное реле сравнивает входящие токи с токами, которые покидают защищаемую зону, и срабатывает, когда разность векторов этих величин тока превышает заданное значение. Если измеренное значение входных и выходных токов зоны почти не отличается, то в защищаемой зоне повреждений нет. Если сумма имеет большое значение, в зоне обнаруживается повреждение и формируется сигнал отключения. Защищаемой зоной может быть линия, трансформатор, шина с более чем двумя источниками электроэнергии и т. д.

Дифференциальная защита подразделяется на токовую отсечку без выдержки времени и защиту с тормозной характеристикой [64]. Реле без выдержки времени учитывает только дифференциальный ток $I_{дто}$ для запуска защитного устройства. Дифференциальная защита с тормозной характеристикой использует ограничивающий ток вместе с рабочим током для определения работы реле в координатной плоскости, как показано на рисунке 2.4. Таким образом, дифференциальная защита с тормозной характеристикой решает проблемы, связанные с выявлением небольших внутренних коротких замыканий, сохраняя при этом преимущества базовой дифференциальной схемы без выдержки времени.

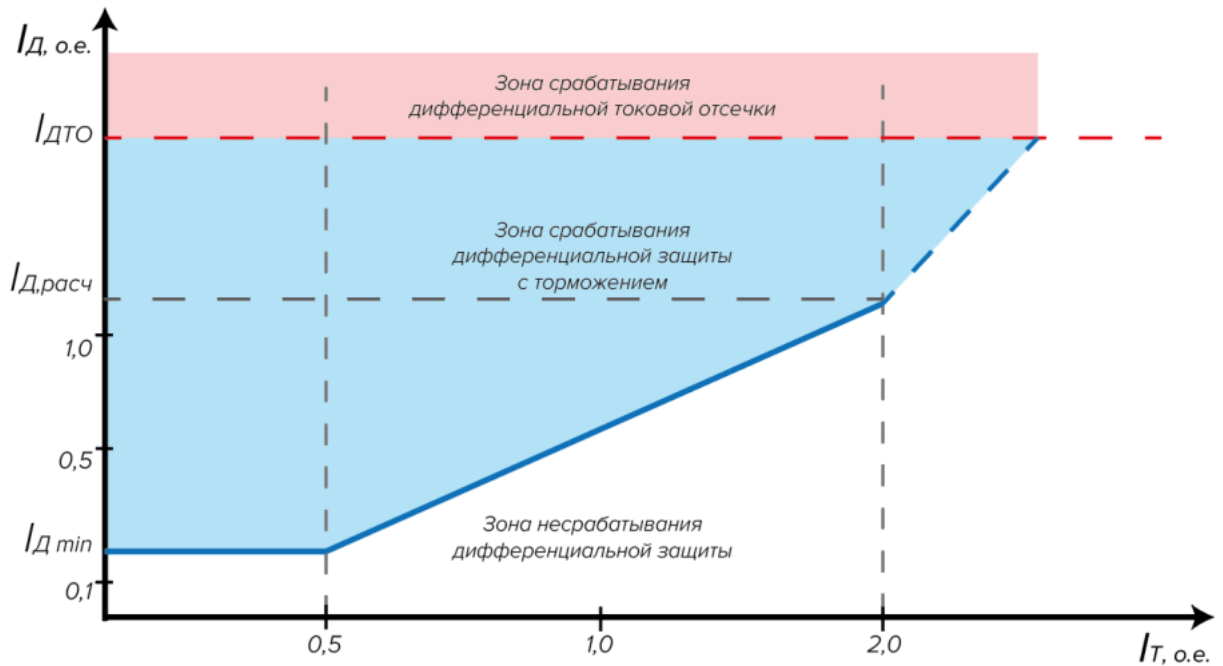


Рисунок 2.4 – Характеристика не ограничивающего дифференциального реле

Линия, которая делит координатную плоскость на две части, является характеристикой дифференциального реле. Верхняя часть является зоной срабатывания, а нижняя часть, соответственно, зоной несрабатывания дифференциальной защиты.

Типичная характеристика дифференциальных реле имеет небольшой уклон для малых токов для того, чтобы обеспечить чувствительность к малым по значению токам короткого замыкания (характеристика с одним уклоном). Для токов с большими значениями наклон характеристики может быть намного выше (характеристика с двойным наклоном). Таким образом, необходимы более высокие значения рабочего тока для того, чтобы вызвать отключение дифференциального реле. В общем случае дифференциальный (2.2) и тормозные токи (2.3) в дифференциальном реле вычисляют отдельно для каждой фазы:

$$\vec{I}_д = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2|, \quad (2.2)$$

$$\vec{I}_{rt} = k \cdot |\vec{I}_1 + \vec{I}_2|, \quad (2.3)$$

где I_1 и I_2 – вторичные токи на контрольных проводах трансформаторов тока; k – коэффициент выравнивания, обычно принимаемый между значениями от 0,4 до 2,5. Несоответствия соотношений трансформаторов тока, используемых на

разных сторонах дифференциальной защитной зоны, можно исправить в числовом реле с помощью параметра масштабирования в программном обеспечении микропроцессора.

Одним из наиболее значительных преимуществ реализации подходов дифференциальной защиты является то, что они чувствительны к двунаправленному потоку мощности и уменьшению уровня тока короткого замыкания в изолированных распределительных сетях. Однако необходимо предусмотреть схему резервной защиты, поскольку система связи может выйти из строя. Кроме того, переходные процессы при подключении и отключении генераторов могут вызвать нежелательные срабатывания защиты.

2.1.5 Адаптивная защита

Схема адаптивной защиты решает проблему работы защиты как при подключении к централизованной системе электроснабжения, так и в автономном режиме. В адаптивной системе защиты, представленной на рисунке 2.5, происходит автоматическое обновление параметров реле при переходе из режима подключения к централизованной системе электроснабжения в автономный режим, а также при изменении параметров работы сети.

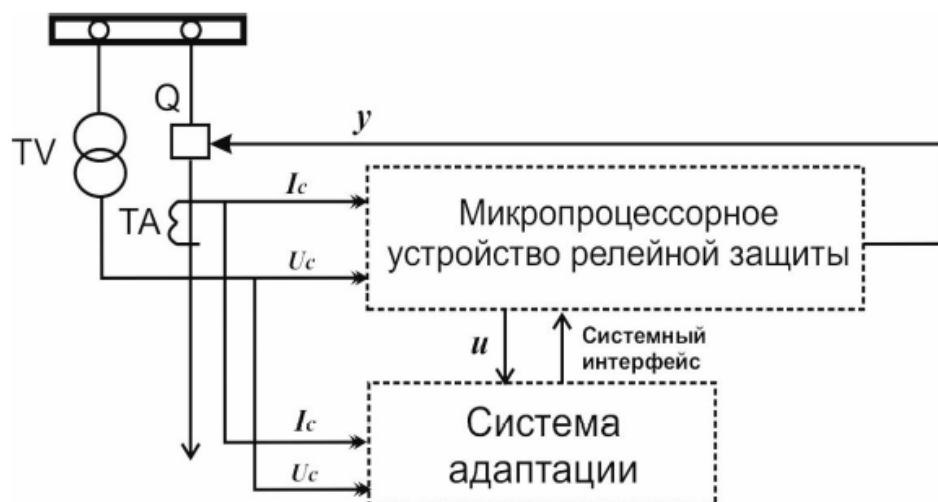


Рисунок 2.5 – Структурная схема адаптации

Адаптивная защита – это онлайн-система, которая своевременно изменяет параметры системы защиты на основании изменения состояния или требований

системы с помощью внешних генерируемых сигналов или управляющих воздействий. В технических требованиях и предложениях по практической реализации адаптивной системы защиты используются цифровые токовые реле.

Цифровые реле должны иметь возможность использовать рабочие характеристики срабатывания защиты (несколько групп настроек), которые можно параметризовать локально или удаленно. Для эффективной работы защиты используется система связи и стандартный протокол передачи данных для того, чтобы отдельные реле могли обмениваться информацией с центральным блоком управления или между разными индивидуальными устройствами защиты.

Среди недостатков, связанных с реализацией адаптивной защиты, можно выделить:

- необходимость обновления или модернизации защитных устройств, которые в настоящее время используются в электрических сетях;
- необходимость знать все возможные конфигурации микросетей перед реализацией этих схем;
- создание инфраструктуры связи может быть сопряжено с большими затратами;
- расчеты короткого замыкания будут сложными для сетей с различными режимами работы.

Адаптивная защита является оптимальным выбором для модернизации существующих сетей основанных на других видах релейных защит. Однако необходимо разрабатывать алгоритмы автоматического определения структуры и осуществления селективности в условиях изменяющейся конфигурации электросети.

2.2 Исследование эффективности функционирования токовой защиты при подключении к энергосистеме

Распределительная сеть традиционно спроектирована исходя из предположения об однонаправленном потоке мощности и тока. Другими словами, предполагается, что мощность передается от более высоких уровней напряжения,

распределяется к более низким напряжениям и далее к потребителям. Та же идея применима к токам короткого замыкания, которые, как предполагается, протекают в одном направлении. Это предположение позволяет использовать относительно простые схемы для обеспечения быстрой и избирательной защиты. Однако интеграция распределенной генерации в электросети кардинально меняет этот принцип. Поскольку источники распределенной генерации вносят вклад во все токи короткого замыкания, возникающие в сети, амплитуды тока короткого замыкания могут значительно измениться [66; 74]. На данный момент защита считается самым большим техническим барьером для широкого использования распределенной генерации.

Влияние распределенной генерации на системы защиты в сетях среднего напряжения, описано в [59; 77; 96; 110], что приводит к:

- снижению чувствительности резервной токовой защиты;
- ложным срабатываниям защиты;
- двунаправленным потокам мощности;
- несинхронизированному автоматическому повторному включению;
- запрету автоматического повторного включения.

Появление подобных недостатков зависит от характеристик источников распределенной генерации. Вклад в ток короткого замыкания от источника распределенной генерации сильно зависит от типа генератора [118]. Проблемы несрабатывания или ложного срабатывания защиты могут возникать в распределительных сетях, в которых используются подземные кабели и воздушные линии, в то время как проблемы автоматического повторного включения возникают только в распределительных сетях с воздушными линиями.

2.2.1 Снижение чувствительности защиты

Традиционно основную роль в защите распределительных сетей от межфазных коротких замыканий выполняют максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО). По этой причине влияние распределенной генерации необходимо рассматривать в первую очередь на изменение токов трехфазного

короткого замыкания. Характерный фрагмент участка электросети с подключенным источником распределенной генерации к подстанции *ПС-2* представлен на рисунке 2.6.

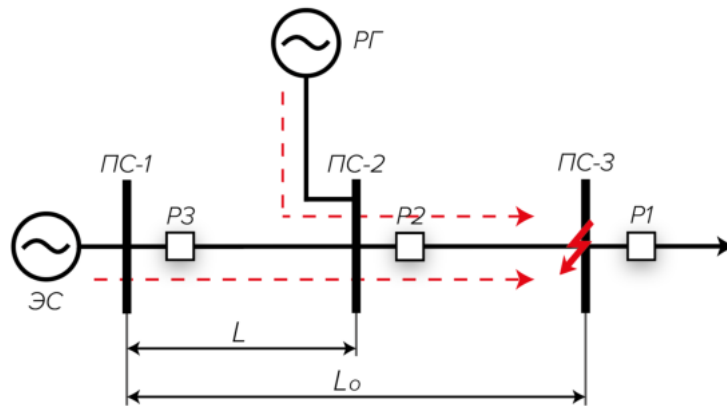


Рисунок 2.6 – Общий вид участка электросети с распределенной генерацией

Чтобы проанализировать влияние источника распределенной генерации на величину тока повреждения в фидере, для расчета базового значения берется общий фидер от подстанции *ПС-1* до *ПС-3* (2.4), где на расстоянии L расположен источник распределенной генерации, а вблизи подстанции *ПС-3* произошло трехфазное короткое замыкание:

$$D = \frac{L}{L_0}, \quad (2.4)$$

где D – относительный параметр удаления генератора от подстанции *ПС-1*; L_0 – длина фидера от *ПС-1* до *ПС-3*; L – расстояние от *ПС-1* до *ПС-2*. Эквивалентная однофазная схема замещения для расчета токов короткого замыкания показана на рисунке 2.7.

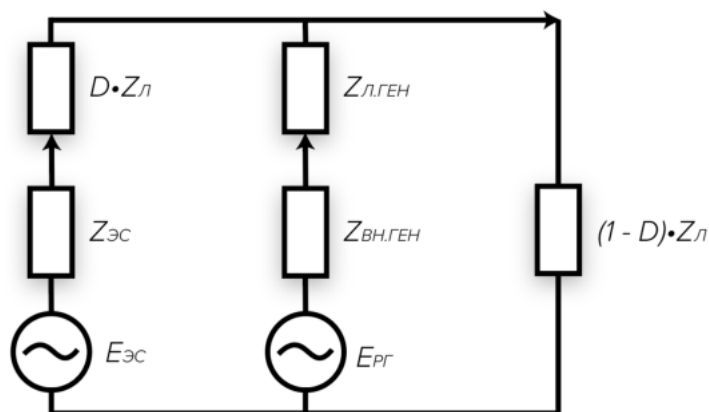


Рисунок 2.7 – Однофазная схема замещения сети

На рисунке 2.7, $E_{эс}$ и E_{pz} – ЭДС централизованной энергосистемы и местной электростанции; $Z_{эс}$ и $Z_{вн.ген}$ – внутреннее полное сопротивление источников; Z_l – полное сопротивление линии. Если допустить, что $U_{экр} = U_{pz} = U_{эс}$, то это позволяет преобразовать схему замещения, представленную на рисунке 2.8.

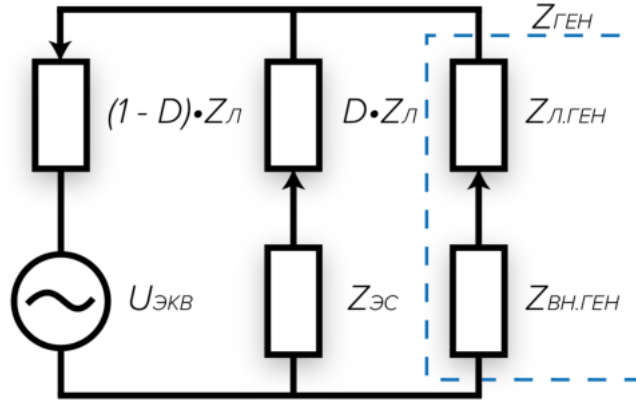


Рисунок 2.8 – Однофазная схема замещения участка сети при условии равенства ЭДС источников

В соответствии со схемой, приведенной на рисунке 2.8, эквивалентное сопротивление распределительной сети определяется (2.5) как:

$$Z_{экр} = \frac{(Z_{эс} + D \cdot Z_l) \cdot Z_{ген}}{Z_{эс} + D \cdot Z_l + Z_{ген}} + (1 - D) \cdot Z_l, \quad (2.5)$$

где $Z_{ген} = jX_{ген}$ – сопротивление генератора; $Z_l = R_l + jX_l$ – полное сопротивление линии от подстанции ПС-1 до места межфазного короткого замыкания вблизи подстанции ПС-3; $Z_{эс} = jX_{эс}$ – сопротивление центральной энергосистемы. Трехфазный ток короткого замыкания рассчитывается (2.6):

$$I_{кз} = \frac{U_{экр}}{\sqrt{3} \cdot Z_{экр}}. \quad (2.6)$$

Подставляя эквивалентное полное сопротивление из уравнения (2.5) получено уравнение тока короткого замыкания (2.7) для представленной схемы:

$$I_{кз} = \frac{U_{экр} \cdot (Z_{эс} + D \cdot Z_l + Z_{ген})}{\sqrt{3} \cdot (D \cdot Z_l (Z_l - Z_{эс}) - D^2 Z_l^2 + (Z_l \cdot Z_{ген} + Z_{эс} \cdot Z_{ген} + Z_{эс} \cdot Z_l))}. \quad (2.7)$$

Вклад в ток короткого замыкания от центральной энергосистемы, протекающий от подстанции ПС-1 до ПС-2 будет иметь вид (2.8):

$$I_{K3_CETH} = \frac{Z_{ГЕН}}{Z_{ЭС} + D \cdot Z_{л} + Z_{ГЕН}} \cdot I_{K3}. \quad (2.8)$$

Подстановка уравнения (2.7) в уравнение (2.8) позволяет рассчитать вклад энергосистемы в ток короткого замыкания (2.9):

$$I_{K3_CETH} = \frac{U_{ЭКВ} \cdot Z_{ГЕН}}{\sqrt{3} \cdot (D \cdot Z_{л} (Z_{л} - Z_{ЭС}) - D^2 Z_{л}^2 + (Z_{л} \cdot Z_{ГЕН} + Z_{ЭС} \cdot Z_{ГЕН} + Z_{ЭС} \cdot Z_{л}))}. \quad (2.9)$$

Поскольку общий ток короткого замыкания определяемый из уравнения (2.7) имеет нелинейный характер, а значит такой же характер имеет и вклад в ток короткого замыкания от энергосистемы. Таким образом, если полное сопротивление на участке от ПС-1 до ПС-2 больше, чем $Z_{ГЕН}$, то ток короткого замыкания уменьшится в этой ветви из-за изменения токораспределения в ветвях.

Уравнение (2.9) описывает вклад энергосистемы в ток короткого замыкания в распределительной подстанции ПС-2, к которой подключен местный источник генерации электроэнергии. Вклад сети в ток короткого замыкания будет определяться полным сопротивлением фидера, локальной мощностью короткого замыкания, относительной мощностью распределенной генерации, её расположением и способом подключения. Для того, чтобы определить влияние источника распределенной генерации, была произведено компьютерное моделирование в среде *Matlab/Simulink* [84] на разработанной модели электросети с распределенной генерацией, представленной рисунке 2.9.

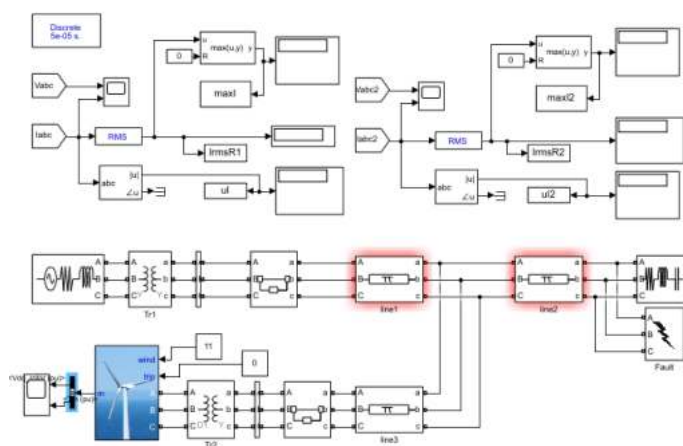


Рисунок 2.9 – Компьютерная модель для исследования работы максимальной токовой защиты в сетях с распределенной генерацией электроэнергии

Модель распределительной сети состоит из внешней сети и 3 узлов, которые соединены двумя линейными соединениями. К основному фидеру между «*line1*» и «*line2*» был подключен ветрогенератор мощностью 1,5 МВт. Исследование производилось как для случая подземного кабеля, так и для воздушной линии. Электрические параметры кабелей и воздушных линий приведены в таблице 2.2. Полное сопротивление кабельной линии отличается от полного сопротивления воздушных линий. Из параметров в таблице видно, что полное сопротивление воздушной линии больше, чем полное сопротивление кабеля.

Таблица 2.2 – Параметры воздушной и кабельной линии

Тип линии	Составляющая	$R, \text{ Ом/км}$	$L, \text{ Ом/км}$	$C, \text{ Ом/км}$	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$
Кабельная линия	Прямая/обратная	0,125	0,248e-3	0,248e-6	457
	Нулевая	0,835	0,471e-3	0,248e-6	
Воздушная линия	Прямая/обратная	0,37	1,274e-3	0,248e-9	430
	Нулевая	0,64	4.84e-3	0,248e-9	

В исследование принято, что максимальная токовая защита, обеспечивает основную защиту участка кабельной или воздушной линии до места подключения распределенной генерации и резервную защиту нижестоящего по потоку мощности участка. Блок-схема на рисунке 2.10а описывает алгоритм изменения параметров модели для исследования изменения чувствительности токовой защиты и на рисунке 2.10б представлен алгоритм для исследования ложных срабатываний защиты. Алгоритм содержит три контура, изменяющих параметры элементов имитационной модели, представленной на рисунке 2.9:

1. Изменение удаления генератора электроэнергии от начала фидера при сохранение установленной общей длины фидера осуществляется за счет изменения параметров «*line1*» и «*line2*». Это позволяет оценить распределение вкладов в ток короткого замыкания от центральной энергосистемы и источника распределенной генерации в зависимости от изменения длины участков сети, следовательно, их сопротивления.

2. Изменение расстояния от центральной энергосистемы до нагрузки осуществляется для проверки первого исследования при различной длине участков и сравнение результатов.

3. Для исследования влияния мощности распределенной генерации на распределение вкладов в ток короткого замыкания от двух источников, соответственно изменяется мощность генератора и предыдущие этапы измерений повторяются.

Блок-схема на рисунке 2.10б описывает похожий алгоритм с тем лишь отличием, короткое замыкание происходит в параллельном фидере, где итеративно изменяется удаленность короткого замыкания от подстанции и определяются зависимости возникновения ложного срабатывания токовой защиты исправного фидера с источником распределенной генерации.

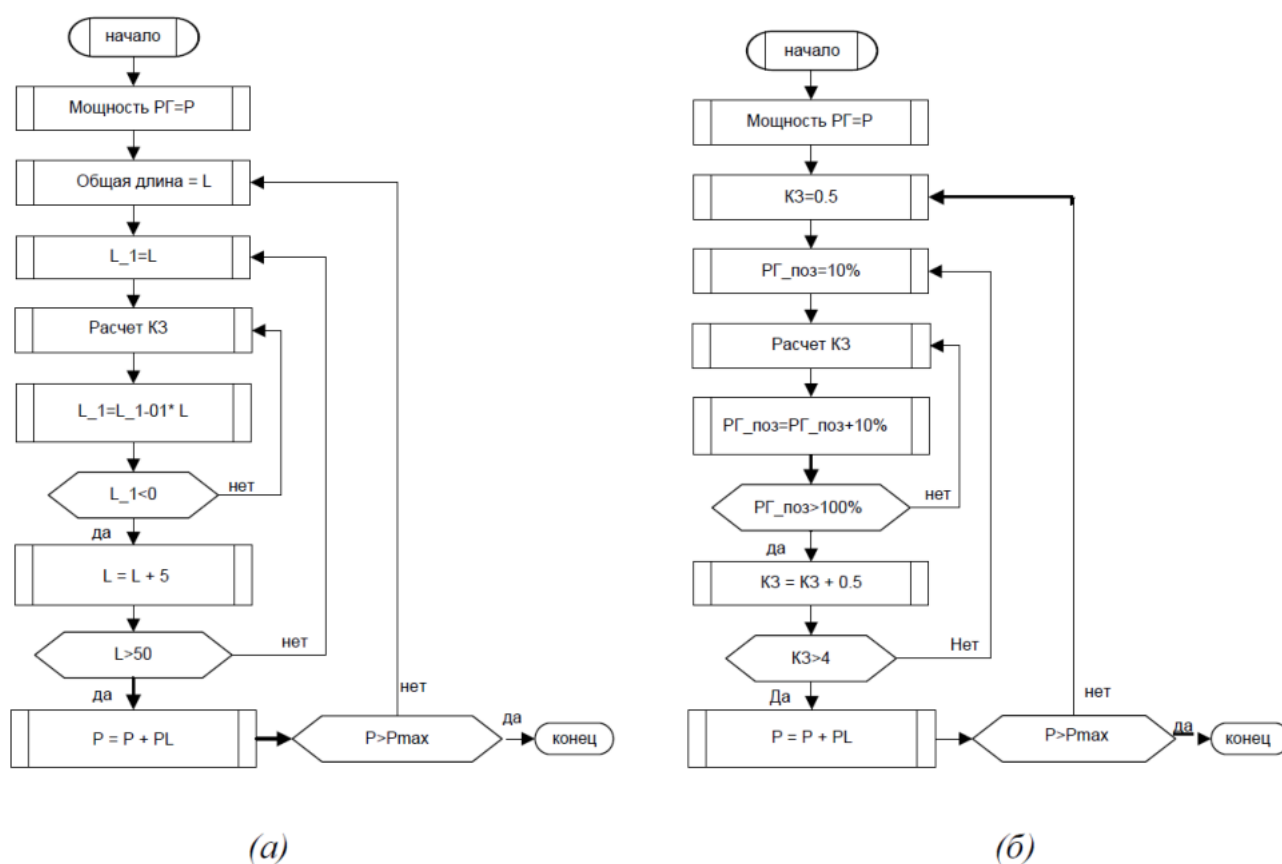


Рисунок 2.10 – Блок-схема алгоритма изменения параметров модели

На рисунке 2.11 показаны результаты моделирования, охватывающие четыре уровня мощности распределенной генерации и соответствующие трехфазному короткому замыканию. Несрабатывание максимальной токовой защиты возникает в том случае, если ток срабатывания реле больше, чем вклад тока от центральной энергосистемы. Смоделированные результаты показывают, что максимальное снижение чувствительности резервной токовой защиты происходит, когда

подключаемая электростанция находится в середине фидера для различной относительной суммарной мощности источников распределенной генерации.

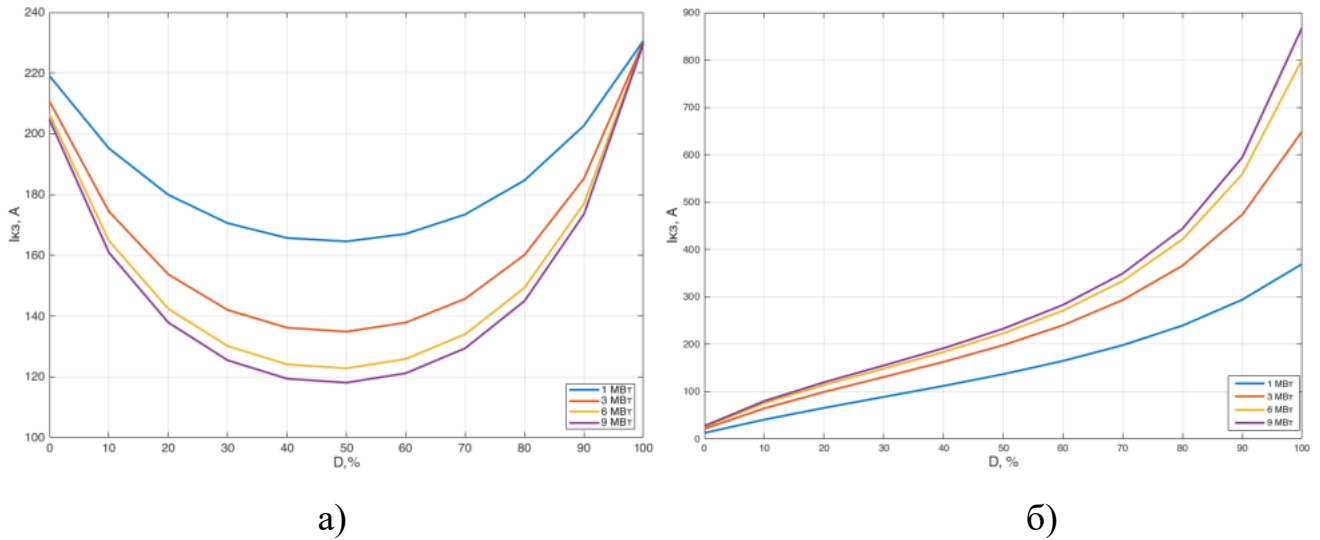


Рисунок 2.11 – Составляющие тока короткого замыкания: а) от центральной энергосистемы; б) от распределенной генерации

Максимальное влияние подключенной электростанции на вклад тока от центральной энергосистемы во время трехфазного замыкания происходит, когда вклад от энергосистемы минимален. Следовательно, минимум уравнения (2.9) определяется путем взятия производной функции (2.10):

$$\frac{dI_{K3_CETH}}{dD} = \frac{jX_{ГЕН} (R_L^2 - X_L A - 2DC + jR_L B)}{-X_{ГЕН} (X_L + X_{ЭС} R_L) - D^2 C + j(E + DR_L B + 2D^2 R_L X_L)^2}, \quad (2.10)$$

где коэффициенты A, B, C, E – выражаются в соответствие с уравнениями (2.11):

$$\begin{aligned} A &= X_L - X_{ЭС} \\ B &= 2X_L - X_{ЭС} \\ C &= R_L^2 - X_L^2 \\ E &= X_{ГЕН} (R_L - X_{ЭС} (X_{ГЕН} - X_L)) \end{aligned} \quad (2.11)$$

Минимальный I_{K3_CETH} будет (2.12), когда

$$\frac{dI_{K3_CETH}}{dD} = 0, \quad (2.12)$$

что позволяет рассчитать точку подключения источника распределенной генерации с максимальным влиянием на электросеть (2.13):

$$D = \frac{1}{2} \cdot \frac{R_{\text{л}}^2 - X_{\text{л}} A + j R_{\text{л}} (2 X_{\text{л}} - X_{\text{эс}})}{C - 2 j X_{\text{л}} R_{\text{л}}} \quad (2.13)$$

Для исследования влияния мощности электростанции на вклад в ток короткого замыкания от центральной энергосистемы, в тестовой модели параметры линий установлены так, чтобы влияние распределенной генерации на ток короткого замыкания было максимальным и производилось моделирование с увеличением мощности электростанции с шагом в 1 МВт до 60 МВт.

Результаты моделирования, представленные на рисунке 2.12, показывают, что изменение тока короткого замыкания в зависимости от мощности распределенной генерации при постоянных параметрах системы носит гиперболический характер. Как видно из результатов моделирования наибольшее влияние на параметры распределительной сети оказывает изменение мощности генерации в диапазоне до 10 МВт, т.е. если разница между источником распределенной генерацией и вышестоящей энергосистемой значительна, то изменение мощности локальной генерации оказывает большее влияние на тока короткого замыкания.

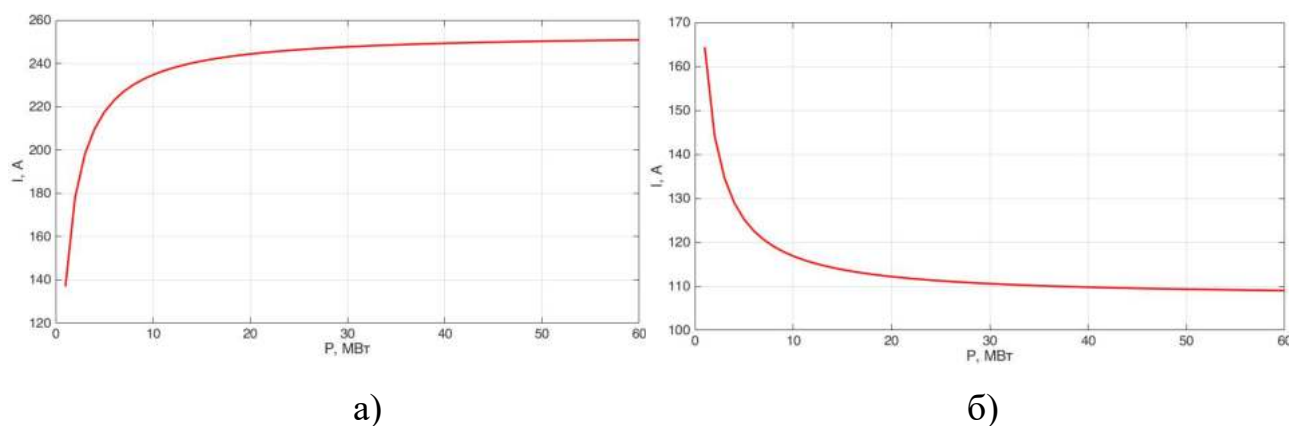


Рисунок 2.12 – Зависимость тока короткого замыкания от мощности распределенной генерации: а) вклад распределенной генерации; б) вклад центральной энергосистемы

Рабочие токи линий и токи короткого замыкания, полученные в результате имитационного моделирования на разработанной модели участка электросети сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – полученные номинальные токи и токи короткого замыкания

Длина линии, км	I_{B1}, A	I_{B2}, A	I_{B3}, A	I_{K3B1}, A	I_{K3B2}, A	I_{K3B3}, A
Источник распределенной генерации отключен						
50	84.17	—	84.17	351,6	—	351,6
40	86.28	—	86.28	446,9	—	446,9
30	88.8	—	88.8	600,8	—	600,8
20	89.49	—	89.49	892,3	—	892,3
10	90.47	—	90.47	1671	—	1671
5	90.77	—	90.77	2922	—	2922
Вырабатываемая мощность генератора, $P = 1$ МВт						
50	46.49	40.3	86.93	259.2	213.7	473.3
40	51.62	36.4	88.1	345.2	231.1	576.6
30	57.71	31.4	89.15	488.6	251.6	740.5
20	65.08	24.97	90.03	769.1	277.5	1047
10	74.17	16.61	90.30	1538	318.2	1856
5	79.56	11.53	90.88	2789	362.7	3151
Вырабатываемая мощность генератора, $P = 3$ МВт						
50	34.3	53.26	87.67	215.2	311.2	526.7
40	39.16	49.43	88.65	293.7	344.7	638.6
30	45.37	44.14	89.52	427.6	385.9	813.8
20	53.58	36.72	90.24	696.2	440	1136
10	64.99	25.98	90.77	1451	525.6	1976
5	72.55	18.75	90.93	2697	613.7	3309
Вырабатываемая мощность генератора, $P = 6$ МВт						
50	29.93	57.89	87.89	197.1	351	548.4
40	34.53	54.26	88.84	271.7	392.7	664.7
30	40.55	49.91	89.65	400.5	445.1	845.9
20	48.8	41.6	90.32	662.2	515.3	1178
10	60.83	30.21	90.81	1408	627.8	2035
5	69.19	22.2	90.96	2650	742.1	3390
Вырабатываемая мощность генератора, $P = 9$ МВт						
50	28.31	59.6	88.01	189.9	366.6	556.9
40	32.79	56.07	88.91	262.9	411.8	675
30	38.71	51	89.7	389.5	469.1	858.8
20	46.93	43.51	90.35	648.1	546.5	1195
10	59.14	31.93	90.83	1389	671.3	2060
5	67.8	23.62	90.97	2629	797.7	3425

Для определения влияния на систему защиту необходимо рассчитать токи рабочих уставок максимальной токовой защиты (2.14):

$$I_{C.3.} = \frac{k_H \cdot k_{C3П}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (2.14)$$

где k_B – коэффициент возврата токового реле; k_H – коэффициент надежности несрабатывания защиты; $k_{C3П}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{\text{раб.макс}}$ в момент подключения электродвигателей которые остановились по причине короткого замыкания или изменения режима работы. Поскольку в разработанной имитационной модели используется статичная активная нагрузка коэффициент самозапуска принимается $k_{C3П} = 1,3$ для распределительных сетей 6 кВ без электродвигателей и времени срабатывания максимальной токовой защиты более 0,3 с. Значения коэффициента надежности возврата для цифровых реле принимаются $k_B = 0,96$ и $k_H = 1,1$.

Максимальный рабочий ток защищаемого устройства определяется на основе допустимой перегрузки. Согласно ПЭУ [28] для сухих трансформаторов на напряжение 6-10кВ перегрузка может достигать 60% от номинального тока. При расчете тока срабатывания защиты для разработанной модели принимается $I_{\text{раб.макс}} = 145\text{А}$.

Обеспечение селективности максимальной токовой защиты обеспечивается за счет согласования защиты смежных участков [36], поэтому необходимо рассчитывать токи срабатывания для вышестоящей защиты (2.15) (находящейся ближе к источнику), которая осуществляет резервную защиту участка линии, шины или нагрузки:

$$I_{C.3.ПОСЛ} = \frac{k_{H.C.}}{k_P} \left[\sum_1^n I_{C.3.пред.макс(n)} + \sum_1^{N-n} I_{\text{раб.макс}(N-n)} \right], \quad (2.15)$$

где $k_{H.C.}$ – коэффициент надежности согласования, зависящий от типа токового реле и принимается в пределах от 1,1 до 1,3; $I_{C.3. пред.макс(n)}$ – наибольшая из сумм токов срабатывания токовых защит; $I_{\text{раб.макс}(N-n)}$ – сумма максимальных рабочих токов всех нижестоящих элементов, кроме тех с которыми осуществляется согласование; k_P – коэффициент распределения тока, который учитывается при наличии нескольких источников питания и рассчитывается (2.16) как:

$$k_p = \frac{I_1}{I_3}, \quad (2.16)$$

где I_1 и I_3 – величина тока на нижестоящем «line2» и вышестоящем «line1» участках.

Оценка эффективности максимальной токовой защиты производится с помощью коэффициента чувствительности (2.17), который показывает насколько минимальный ток короткого замыкания превышает ток срабатывания, соответствующего реле. Расчет коэффициента чувствительности для токовых реле подключенных на фазные токи в линиях 6-110 кВ производится по первичным значениям токов короткого замыкания и срабатывания защиты [36]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{мин.кз}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (2.17)$$

где $I_{\text{мин.кз}}$ – минимальное значение тока короткого замыкания. В сетях с изолированной нейтралью, как правило, это двухфазное короткое замыкание.

Минимальные значения коэффициента чувствительности максимальных токовых защит должны быть не менее $k_{\text{ч}} = 1,5$ для основной защищаемой зоны и $k_{\text{ч}} = 1,2$ при коротких замыкания в зонах дальнего резервирования, т.е. в смежных зонах, которые защищаются другим реле. В таблицах 2.4 и 2.5 представлены полученные коэффициенты чувствительности для проведенного имитационного моделирования в программной среде *Matlab/Simulink*.

Таблица 2.4 – Коэффициенты чувствительности для основной защиты

Длина линии, км	P = 0 МВт	P = 1 МВт	P = 3 МВт	P = 6 МВт	P = 9 МВт
50	1,508096	1,895483	2,10934	2,196245	2,230286
40	1,789755	2,309181	2,55748	2,662006	2,703255
30	2,406098	2,965571	3,259125	3,38768	3,439342
20	3,573503	4,193049	4,549479	4,717681	4,785763
10	6,692059	7,432951	7,91353	8,149814	8,249935
5	11,70209	12,6192	13,25196	13,57635	13,71652

Полученные значения коэффициентов чувствительности соответствуют минимальным требованиям для основной защиты $k_{\text{ч}} \geq 1,5$, при этом с увеличением мощности распределенной генерации, чувствительность основной токовой защиты

увеличивается. Важно также отметить, что при уменьшение общей длины линии с подключенным по середине источником генерации, происходит значительное увеличение коэффициента чувствительности, но это явление обусловлено особенностью расчета коэффициента, т.к. ток срабатывания защиты зависит от рабочих токов сети, а коэффициент чувствительности еще и от тока короткого замыкания, который возрастает с уменьшением расстояния между источником и местом короткого замыкания. Поэтому учитывать необходимо только влияние мощности на коэффициент чувствительности, например, мощность ветрогенератора SWT-6.0-154 от компании *Siemens*, согласно рабочим характеристикам, может меняться в зависимости от ветра от 950 кВт до 6 МВт при номинальной мощности 6 МВт. Таким образом, для проведенного исследования подобное изменение мощности изменяет коэффициент чувствительности на 15,8%, что для основной защиты не является критичным, однако повышение чувствительности может приводить к неселективным срабатываниям токовой защиты.

В таблице 2.5 представлено изменение коэффициентов чувствительности для максимальной токовой защиты дальнего действия. Как и для основной защиты наблюдается изменение коэффициента, при этом, если при расчете уставок токовой защиты не учитывалось добавление распределённой генерации в сеть, то максимальная токовая защита не обеспечивает дальнего резервирования, особенно если источник распределённой генерации подключен в подстанцию, которая расположена на одинаковом расстоянии между центральной энергосистемой или другим более мощным источником и местом короткого замыкания.

Таблица 2.5 – Коэффициенты чувствительности для резервной защиты

Длина линии, км	P = 0 МВт	P = 1 МВт	P = 3 МВт	P = 6 МВт	P = 9 МВт
50	1,280087	0,425321	0,245897	0,192716	0,174298
40	1,62705	0,63018	0,384378	0,307281	0,280247
30	2,187361	1,005368	0,655119	0,535734	0,495071
20	3,248639	1,814355	1,286291	1,092245	1,02012
10	6,08369	4,270821	3,376247	3,012471	2,868579
5	10,63827	8,438779	7,208556	7,035945	6,430449

Для проведенного моделирования зафиксировано изменение коэффициента чувствительности на 73% при изменении мощности распределенной генерации от 1 МВт до 3 МВт при общей длине линии 50 км. При изменении мощности от 3 МВт до 6 МВт чувствительность резервной токовой защиты уменьшилась дополнительно на 27% по отношению к электросети без распределенной генерации. При уменьшении расстояния между центральной энергосистемой и местом короткого замыкания снижение чувствительности в заданном диапазоне мощности имеет примерно аналогичную зависимость.

Зависимость коэффициента чувствительности резервной токовой защиты от вырабатываемой мощности, полученная числовыми расчетами, подтверждает результаты, представленные на рисунке 2.11. Таким образом распределенная генерация с соответствующим вкладом в ток короткого замыкания непосредственно влияет на чувствительность токовой защиты и, следовательно, на надежность распределительной сети в целом [30], что доказывает первое научное положение.

2.2.2 Ложное срабатывание защиты

Ложное срабатывание защиты, отключающее исправный фидер, происходит из-за вклада распределенной генерации в ток короткого замыкания в соседнем фидере, подключенном к той же подстанции (рисунок 2.13). В этом случае вклад тока короткого замыкания распределенной генерации направлен вверх по фидеру к точке короткого замыкания. Вклад распределенной генерации в ток короткого замыкания может превышать ток срабатывания реле максимального тока и приводить к отключению исправного фидера до устранения фактического короткого замыкания [39]. Этот механизм известен как ложное или симпатическое срабатывание защиты и относится к категории проблем, которыми обладают избирательные защиты. В [96] обсуждается, что в некоторых случаях ложного срабатывания защиты можно избежать, выбрав соответствующие настройки реле.

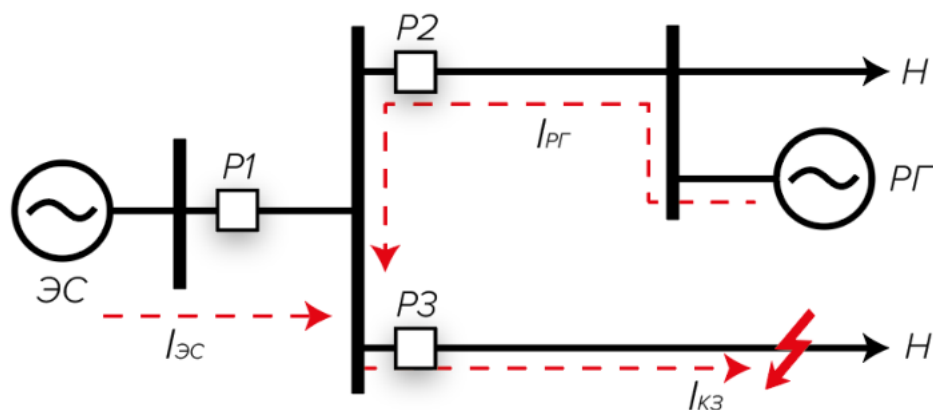


Рисунок 2.13 – Ложное срабатывание защиты

Для более подробного изучения проблемы ложных срабатываний была произведена аналогичная процедура имитационного моделирования (рисунок 2.10б). Защита соединений распределенной генерации не учитывалась, как и в предыдущем примере. Рассматриваемая ранее сеть была дополнена вторым фидером для того, чтобы определить влияние параметров сети на работу защиты фидера генератора «Relay2» на рисунке 2.14.

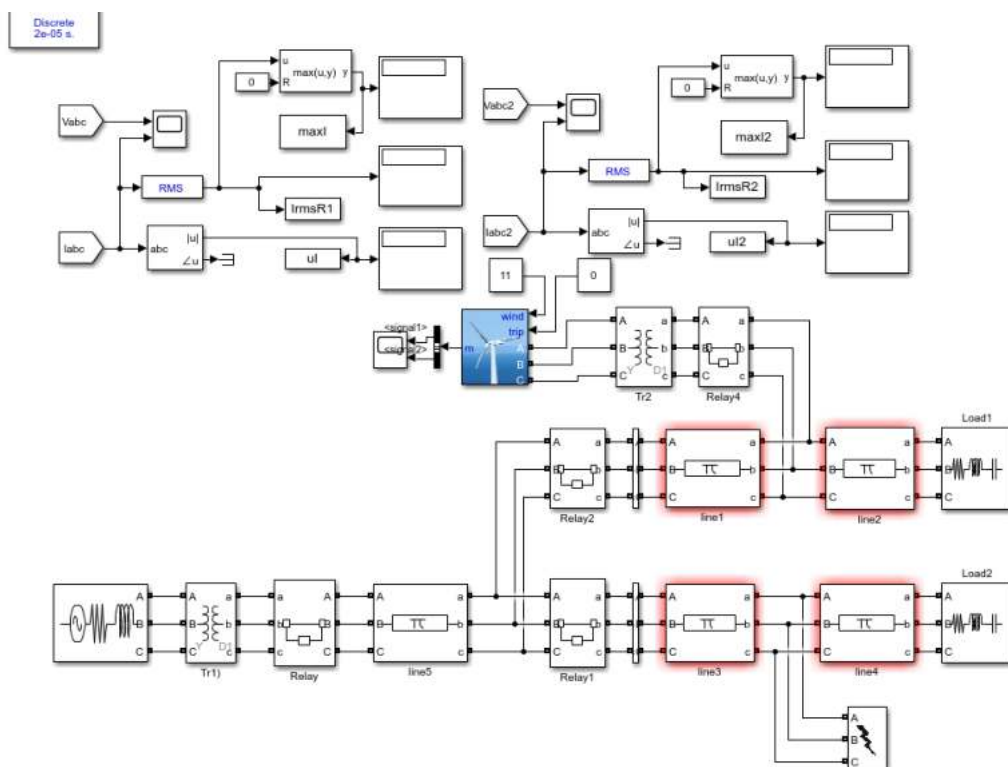


Рисунок 2.14 – Компьютерная модель для исследования ложных срабатываний токовой защиты

Место короткого замыкания добавленного фидера итеративно изменяется в диапазоне от 1 до 50 км с шагом 5 км, как показано на рисунке 2.10б. Для каждой итерации относительное положение блока генераторов в фидере уменьшается на 5 км от половины полной длины идентичного фидера. Вклад короткого замыкания фидера регистрируется для четырех разных мощностей распределенной генерации (1, 3, 6 и 9 МВт). На рисунках 2.15 – 2.18 представлены результаты изменения величины тока короткого замыкания в исправном фидере в зависимости от удаленности распределенной генерации и места короткого замыкания в поврежденном фидере. В соответствии с расчетом величины тока срабатывания защиты по направлению мощности для исправного фидера (2.14) поверхность графика разделена на зону ложного срабатывания токовой защиты (синий цвет) и зону несрабатывания токовой защиты.

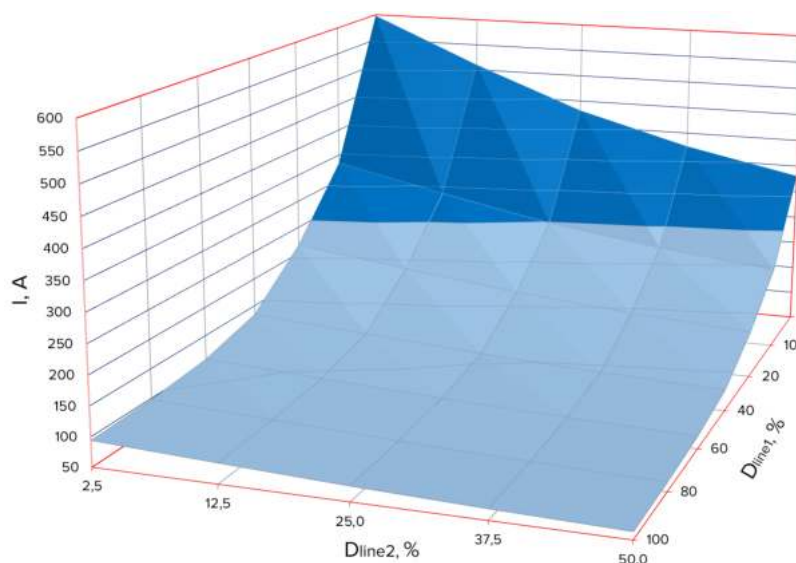


Рисунок 2.15 – Ложное срабатывание токовой защиты при мощности распределенной генерации 1 МВт

При мощности распределенной генерации в 1 МВт ложное срабатывание защиты возникает при коротком замыкании в начале поврежденного фидера «*Line1*», при этом величина тока короткого замыкания значительно превышает токовую отсечку релейной защиты. Токовая отсечка срабатывает без выдержки времени, что предотвращает возникновение ложного срабатывания при условии, что токовая защита исправного фидера «*Relay2*» срабатывает с временной задержкой в обратном направлении.

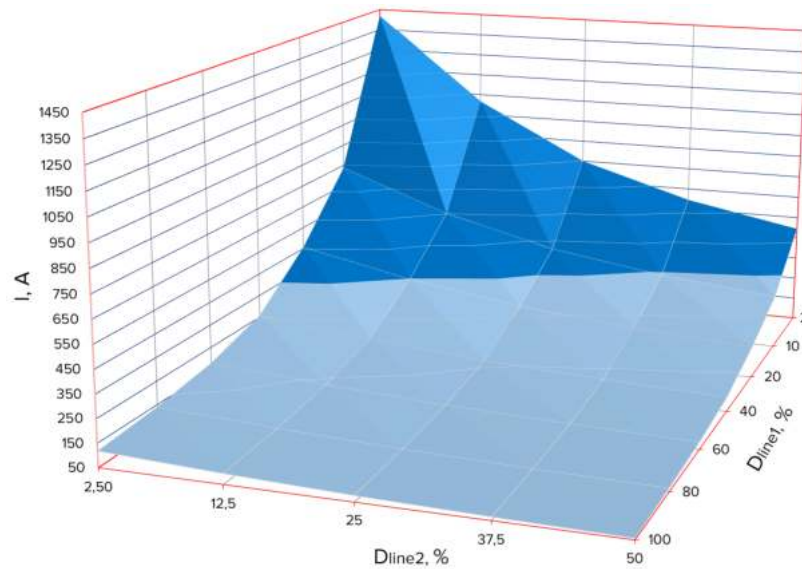


Рисунок 2.16 – Ложное срабатывание токовой защиты при мощности распределенной генерации 3 МВт

При мощности распределенной генерации 3 МВт, зона короткого замыкания на повреждаемом фидере «*Line3*» расширяется до 10% при котором возникает ложное срабатывание защиты исправного фидера «*Line1*» при удаленности распределенной генерации от начала исправного фидера до половины общей длины в имитируемой модели. При этом неисправность должна устраняться токовой отсечкой релейной защиты без выдержки времени в поврежденной линии.

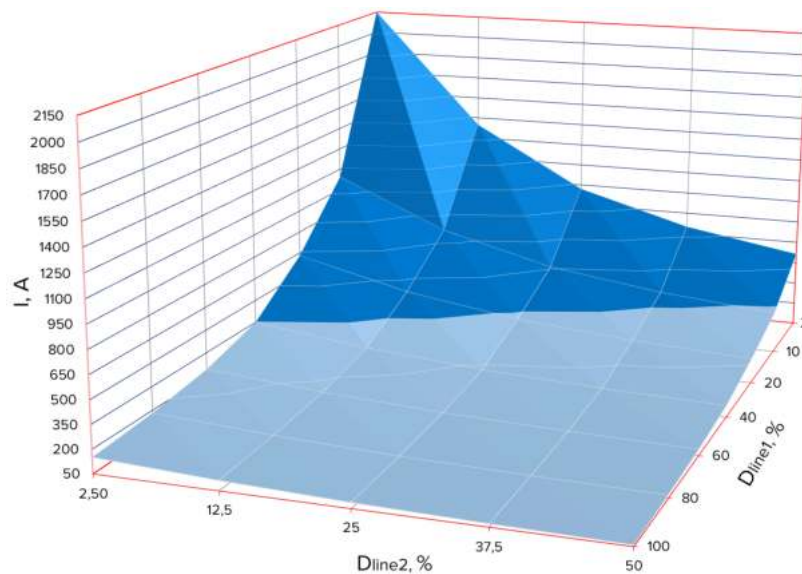


Рисунок 2.17 – Ложное срабатывание токовой защиты при мощности распределенной генерации 6 МВт

Ложное срабатывание защиты при мощности распределенной генерации 6 МВт и 9 МВт аналогично мощности 3 МВт возникает при коротком замыкании в зоне до 10%. Однако, при удалении распределенной генерации до 12,5% от начала линии, зона короткого замыкания увеличивается до 60% при которой зависящая характеристика максимальной токовой защиты будет иметь некоторую выдержки времени и возникнет ложное срабатывание в исправном фидере.

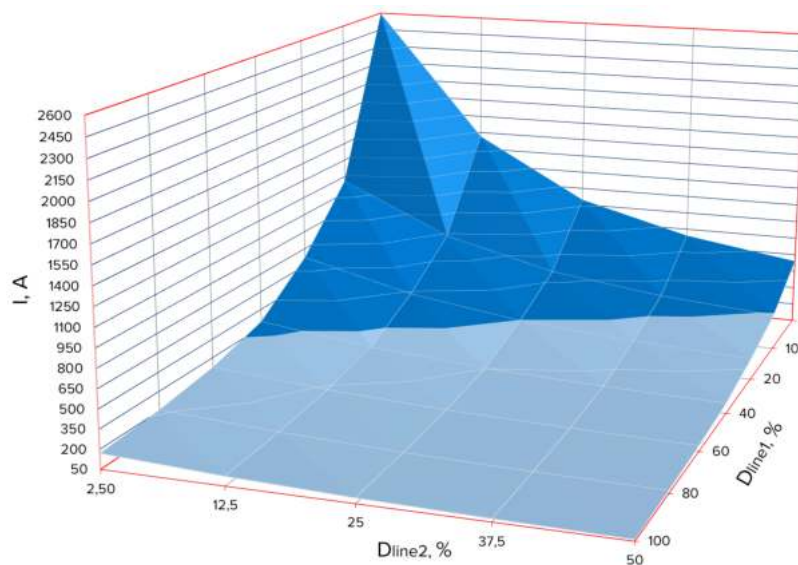


Рисунок 2.18 – Ложное срабатывание токовой защиты при мощности распределенной генерации 9 МВт

Таким образом, результаты моделирования показывают, что наиболее серьезное влияние распределенной генерации на ложные срабатывания происходит, когда её удаленность от общей шины меньше 10% от общей линии при условии, что линии имеют одинаковые полные сопротивления. Кроме того, можно сделать вывод, что подобная ситуация наиболее вероятна в том случае, когда место короткого замыкания находится вблизи подстанции. Численные результаты полученные в результате моделирования представлены в Приложение А.

В некоторых случаях ложное срабатывание защиты можно предотвратить, используя двунаправленные реле. Важно в этом случае отметить, что необходимо устанавливать временную задержку токовой защиты в обратном направлении большую, чем временная задержка зависимой характеристики максимальной токовой защиты на участке, где произошло короткое замыкание. На основе

проведенных опытов достаточной задержкой будет время большее чем 40% защищаемой зоны параллельного фидера или согласование основной и резервной защиты для должной селективности.

Другими рекомендациями для снижения ложного срабатывания будут равномерное распределение нагрузки между фидерами для сбалансирования потоков мощности до короткого замыкания и максимально возможное удаление распределенной генерации от общей подстанции с параллельным фидером.

2.2.3 Неселективное срабатывание защиты

Представленная на рисунке 2.19 схема электроснабжения, питается от общей электросети и защищается устройствами максимальной токовой защиты $P1$, $P2$, $P3$, которые предназначены для устранения коротких замыканий в пределах защищаемой зоны, на смежных или нижестоящих по потоку мощности участках. В представленной ситуации каждое вышестоящее устройство токовой защиты или их группа должны обеспечить защиту дальнего действия нижестоящих участков. Заданная селективность релейной защиты достигается согласованием между последующими устройствами. При согласованности защиты в момент появления КЗ (короткого замыкания или замыкания на землю), время срабатывания $P2$ должно быть больше чем время $P1$, как минимум на значение ступени селективности т.е. резервную защиту зоны реле $P1$ осуществляет реле $P2$.

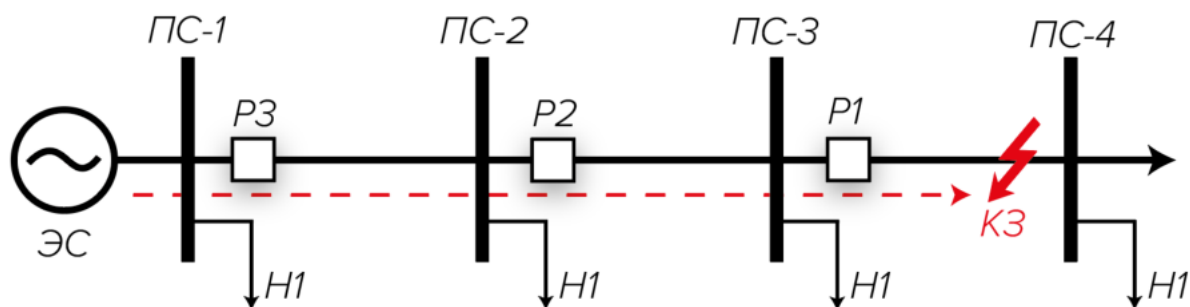


Рисунок 2.19 – Пример участка распределительной сети с одним источником энергии и устройствами защиты $P1$, $P2$, $P3$.

Для распределительных сетей с несколькими источниками генерации электроэнергии подобная концепция защиты традиционных электросетей не может быть достигнута, т.к. современные системы защиты распределительных сетей с

распределенной генерацией должны учитывать направления потока мощности в сети, изменение топологии и стохастическую работу возобновляемых источников электроэнергии.

Если источники генерации $РГ1$ и $РГ2$ подключены к распределительной сети, как показано на рисунке 2.20, то в случае короткого замыкания в точке $КЗ1$ или $КЗ2$ через реле защиты $P1$ и $P2$ будут проходить одинаковые значения токов, однако при замыкании в точке $КЗ2$, для обеспечения заданной селективности необходимо более быстрое срабатывание реле $P2$, чем защиты $P1$, а при коротком замыкании на нижестоящем участке $КЗ1$ время срабатывания реле $P1$ должно быть меньше $P2$. В данной ситуации для обеспечения корректной локализации коротких замыканий требуется направленная защита на каждом участке.

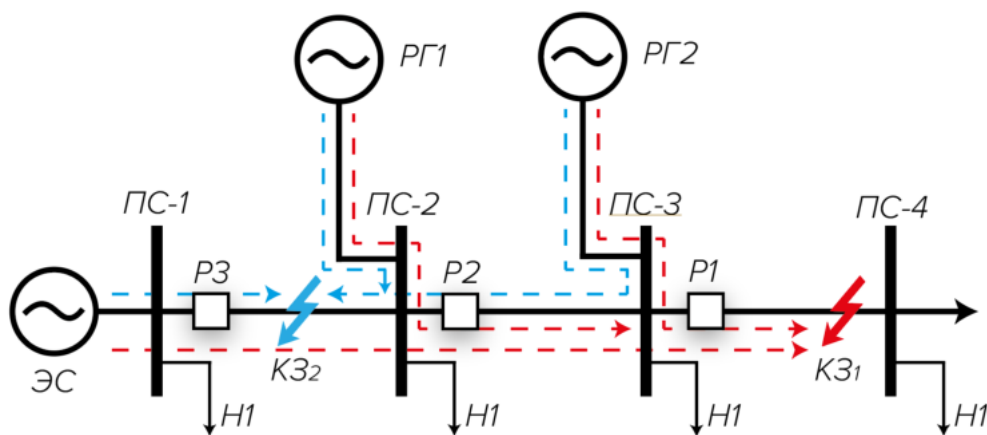


Рисунок 2.20 – Пример участка распределительной сети с источниками распределенной генерации $РГ1$, $РГ2$ и устройствами защиты $P1$, $P2$, $P3$

При коротком замыкании в точке $КЗ1$, ток короткого замыкания состоит из вклада основного источника питания и вкладов источников распределенной генерации $РГ1$, $РГ2$, поэтому при отключении распределенной генерации $РГ1$ и $РГ2$, изменяется максимальный ток короткого замыкания в распределительной сети, что требует правильной настройки устройств максимальной токовой защиты в соответствие с топологией сети. Для поддержания функциональности сети с распределенной генерацией при возникновении коротких замыканий, как правило, отключаются источники генерации и не осуществляется адаптация настроек защиты. Данный подход обеспечивает восстановление конфигурации радиальной

электросети и согласование действий устройств релейной защиты и автоматики, однако при этом отключаются и потребители, питаемые от дополнительных источников генерации электроэнергии. Следовательно, необходимо минимизировать отключения распределенной генерации для обеспечения непрерывной и надежной работы электротехнических комплексов, как в автономном, так и при работе параллельно с центральной энергосистемой.

2.2.4 Автоматическое повторное включение

В воздушных сетях среднего напряжения примерно 80% временных неисправностей устраняются с помощью автоматического повторного включения через промежуток времени, за который гаснет дуга и неисправность самоустраняется. В сетях с распределенной генерацией, возможны ситуации, что деионизация дуги не происходит и временная неисправность становится постоянной. Кроме того, в течение времени повторного включения будет нарушаться синхронизация генераторов с сетью. В результате, автоматическое повторное включение без какой-либо синхронизации может привести к серьезному повреждению оборудования.

Наиболее эффективным решением для предотвращения повторного включения при коротком замыкании является отключение источников распределенной генерации перед выполнением повторного включения с помощью обмена данными между энергосистемой и малыми электростанциями по каналам связи. На центральной подстанции контролируются положения выключателей, которые могут вызывать автономный режим, и когда один или несколько этих выключателей размыкаются, сигнал их отключения передается на блоки распределенной генерации для отключения и последующей синхронизации с сетью при включении.

2.3 Выводы по второй главе

В первой части главы были рассмотрены традиционные схемы защиты, используемые в распределительной сети. Выделены их преимущества и

недостатки, которые важно учитывать при разработке адаптивной стратегии защиты.

Исследовано влияние распределенной генерации на основную и резервную токовую защиты электросети. В результате имитационного моделирования в программной среде *Matlab/Simulink* выявлено снижение чувствительности резервной токовой защиты при подключении распределенной генерации, которое наиболее ярко проявляется в сетях с большой длиной фидера.

Для конкретного примера снижение чувствительности достигает 73% в диапазоне мощности от 1 до 3 МВт и дополнительно на 27% при увеличении мощности до 6 МВт по отношению к настройкам срабатывания токовой защиты без распределенной генерации, что подтверждается численным методом определения токов короткого замыкания.

Получена зависимость вклада энергосистемы в ток короткого замыкания от изменения мощности распределенной генерации, что позволяет определять распределение вкладов в ток короткого замыкания для обеспечения заданной чувствительности токовой защиты дальнего действия.

Результаты имитационного моделирования, представленные в главе, подтверждают неадекватность традиционных систем защиты в электросетях при интеграции источников распределенной генерации. Наиболее серьезное влияние распределенной генерации на ложные срабатывания происходит, когда её удаленность от общей шины менее 10% длины фидера, при условии, что параллельные фидеры имеют одинаковые характеристики. Кроме того, ложные отключения наиболее вероятны в том случае, когда место короткого замыкания находится вблизи подстанции. Поэтому необходимо согласовывать временную задержку срабатывания токовой защиты в обратном направлении потока мощности с защитой участков, где возможны ложные отключения.

Выявленные технические проблемы подтверждают тот факт, что информации из одного местоположения недостаточно для инициирования повреждения в этом месте, поскольку она не отражает ситуаций на других участках распределительной сети. Отсюда следует необходимость в разработке новых

программных алгоритмов, которые будут способны обеспечивать чувствительность и селективность защиты, повышая производительность распределенной генерации во время аварийных ситуаций в электросети. Направленная защита и параллельная обработка информации от всех источников электроэнергии необходима для обеспечения надежности и селективности защиты. Система защиты должна быть масштабируемой и адаптируемой к подключениям распределенной генерации в любой зоне электросети.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ АДАПТИВНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ

Обеспечение заданной селективности и чувствительности токовой защиты в сетях с распределенной генерацией возможно осуществить при помощи адаптивной настройки уставок срабатывания с учетом изменяющихся условий работы распределительной сети. Для этого необходимо разработать алгоритмы, которые будут учитывать направление потока мощности, автоматически определять структуру сети с учетом ее изменения и добавления новых устройств, а также рассчитывать вклады в ток короткого замыкания от каждого источника генерации.

3.1 Разработка алгоритма, обеспечивающего селективность максимальной токовой защиты в условиях изменения структуры электросети

Селективность является важнейшим требованием в системах защиты для изоляции неисправного участка с помощью ближайшего выключателя таким образом, чтобы другие участки распределительной сети продолжали работу. Поэтому необходимо, чтобы токовая защита срабатывала последовательно от места аварии к источнику электроэнергии. Если ток короткого замыкания очень большой и ближайший выключатель не может отключить его, тогда выключатель следующего участка с большей мощностью должен сработать и изолировать неисправный участок. При этом реализация селективности усложняется с внедрением распределенной генерации. Релейная защита ниже или выше по потоку мощности подвержена изменениям в зависимости от состояния сети. Параллельная работа с сетью или автономный режим, изменение структуры сети альтернативными соединениями и подключение новых нагрузок или источников генерации являются факторами, влияющими на параметры селективности распределительной сети.

Рассмотрим систему, показанную на рисунке 3.1. Сеть имеет генераторы и нагрузку, подключенные ко всем шинам. Посредством комбинации выключателей могут быть сформированы различные альтернативные структуры распределительной сети.

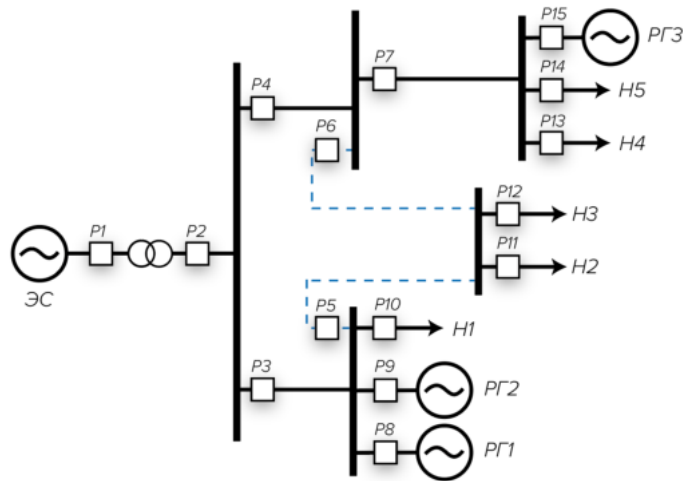


Рисунок 3.1 – Схема электросети с распределенной генерацией

Предположим, что $P1$, $P2$, $P3$, $P4$, $P6$ и $P7$ замкнуты, тогда как $P5$ остается разомкнутым в соответствии с рисунком 3.2. Когда происходит короткое замыкание у нагрузки $H2$, то ближайшим выключателем по направлению мощности будет реле нагрузки $H2$, а селективность подразумевает, что реле $P11$ должно отключить неисправный участок. Если релейная защита нагрузки $H2$ не может осуществить это в течение заранее определенного времени, то для заданной избирательности требуется, чтобы сработал выключатель $P6$. Однако срабатывание такой резервной защиты не желательно, поскольку она изолирует большую часть распределительной сети, что влияет на потребителей. Аналогичным образом, если короткое замыкание возникает на нагрузке $H4$, для заданной селективной работы требуется последовательность срабатывания реле нагрузки $H4$, $P7$, $P4$ и $P2$.

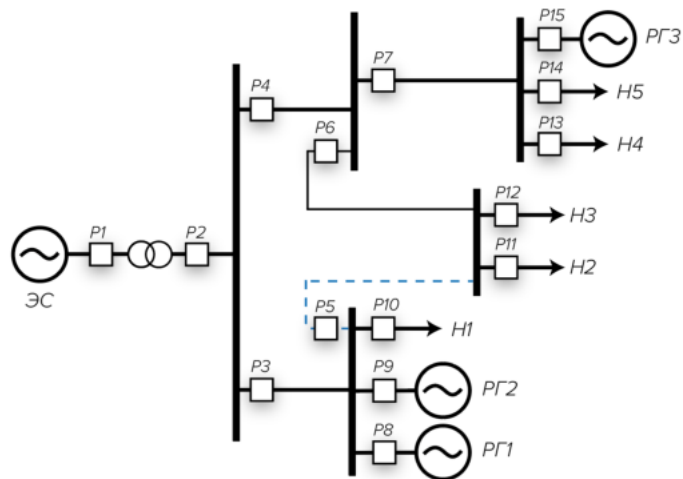


Рисунок 3.2 – Схема подключения нагрузки $H2$ и $H3$ через фидер $P6$

Если $P4$ отключен по какой-либо причине, например, из-за технического обслуживания или повреждения линии, чтобы сохранить целостность сети, включается альтернативная линия $P5$ между нагрузкой $H1$ и нагрузкой $H2$. В этом случае изменяется структура в соответствии с рисунком 3.3 и теперь есть только одна ветвь протекания мощности вместо двух.

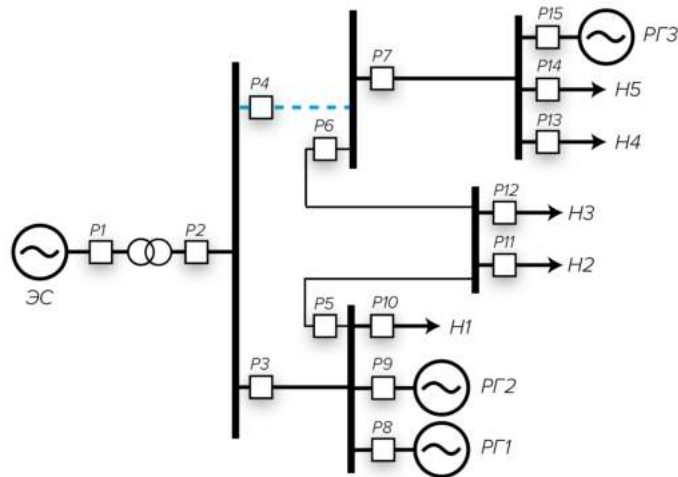


Рисунок 3.3 – Схема подключения нагрузки $H2$ и $H3$ через фидер $P5$

Для этой топологии должны быть пересчитаны временные задержки и ступени селективности. Рассматривая описанные выше примеры, если происходит короткое замыкание у нагрузки $H2$, то правильная последовательность срабатывания реле будет $H2 - P5 - P3 - P2$.

Исключением будет случай, когда неисправность происходит в энергосистеме и должна быть изолирована ближайшим реле более высокого уровня $P2$ создавая автономный режим работы, что требует инверсии структуры. В этом случае $P2$ должно сработать в первую очередь. Решение этой задачи возможно осуществить, обнаружив обратный поток мощности короткого замыкания и назначив две разные временные задержки реле.

Чтобы последовательность срабатывания реле была динамичной и обновлялась следует использовать алгоритм, который определяет структуру распределительной сети всякий раз, когда изменяются состояния выключателей, влияющих на работу токовой защиты. После определения структуры распределительной сети и ее релейной иерархии несложно определить подходящие временные задержки. Пусть t_{max} будет максимальной продолжительностью

времени до устранения неисправности в системе. Это значение делится на количество селективных уровней n в иерархии реле и базовая временная задержка определяется, как (3.1):

$$t = \frac{t_{\max}}{n}. \quad (3.1)$$

Временная задержка для каждого реле t_C рассчитывается (3.2) путем умножения этой базовой временной задержки на селективный уровень S_r данного конкретного реле:

$$t_C = \frac{t_{\max}}{n} \times S_r. \quad (3.2)$$

Принимая во внимание, что обновление параметров релейной защиты осуществляется по дополнительным линиям связи из центрального блока управления, необходимо дополнительно учитывать временную задержку передачи данных из-за линий связи t_d , если это требуется для обновления параметров в реальном времени. Окончательная время задержки t_E , которое учитывает линию связи (3.3), рассчитывается:

$$t_E = t_C - t_d. \quad (3.3)$$

Алгоритм, решающий проблему поиска кратчайшего пути, интерпретированный для определения последовательности срабатывания реле от одного источника к нагрузкам, называется алгоритмом Дейкстры [81; 98]. Алгоритм использует пошаговый подход и находит кратчайший путь к соседней вершине, а затем переходит к ее соседям. Для дальнейшего понимания рассмотрим граф, приведенный на рисунке 3.4.

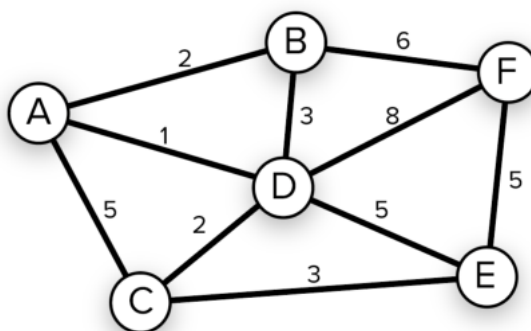


Рисунок 3.4 – Пример графа

Для поиска кратчайшего пути от вершины «А» ко всем остальным узлам необходимо:

1. Установить метки всех вершин не посещёнными и равными бесконечности.
2. Пометить начальную вершину как текущую.
3. Для текущей вершины рассчитать расстояние до всех соседей. Если оно меньше ранее записанного расстояния, обновить его.
4. Если все соседи посещены, отметить текущую вершину, как посещенную.
5. Остановить, если все узлы посещены. Если нет, назначить ближайшую не посещаемую вершину в качестве текущей вершины и выполнить цикл для третьего шага.

Реализация первых трех шагов, приведенных выше для вершины «А» показана на рисунке 3.5. Вершина «А» назначена в качестве текущей вершины, а все расстояния до других вершин пока неизвестны. Они рассчитываются на третьем шаге. Алгоритм вычисляет кратчайший путь от вершины «А» до всех других вершин в графе, также записываются соответствующие пути. Серьёзным преимуществом этого алгоритма является то, что для любой вершины достаточно знать её непосредственных соседей и их расстояния.

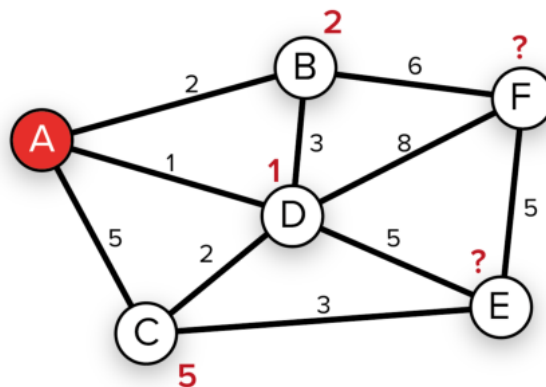


Рисунок 3.5 – Первый цикл работы алгоритма

После завершения первого цикла, алгоритм продвигается в другую вершину, назначая в качестве текущей вершины ближайшую, т.е. вершину «D», как показано на рисунке 3.6. Далее выполняются те же шаги при условии, что разница между

вершинами «D» и «A» теперь известна. Другими словами, это представлено, как расстояние между текущей вершиной и последней посещенной вершиной. Текущая вершина должна работать с учетом этого смещения. Для не посещенных вершин, таких как «F» и «E», назначается расстояние до вершины «D» плюс смещение. При посещении вершины «C» из вершины «D» расстояние, назначенное вершине «C», т.е. 5, сравнивается с расстоянием до вершины «D» плюс смещение, т.е. «2+1», так как три меньше пяти, самый короткий путь обновляется так, чтобы он находился над вершиной D, а расстояние устанавливается три вместо пяти.

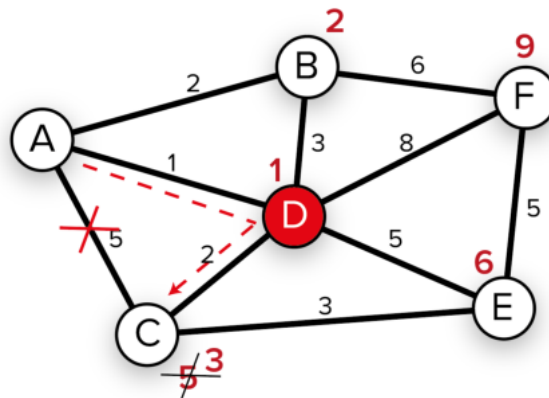


Рисунок 3.6 – Второй цикл работы алгоритма

В третьем цикле, представленном на рисунке 3.7, другой альтернативный путь определяется через вершину «B». При вычислении расстояния до вершины «F» алгоритм сравнивает по вершине «D», т.е. 1+8, с расстоянием по вершине «B», т.е. 2+6. Поскольку последний меньше первого, расстояние от вершины «F» до вершины «A» устанавливается 8.

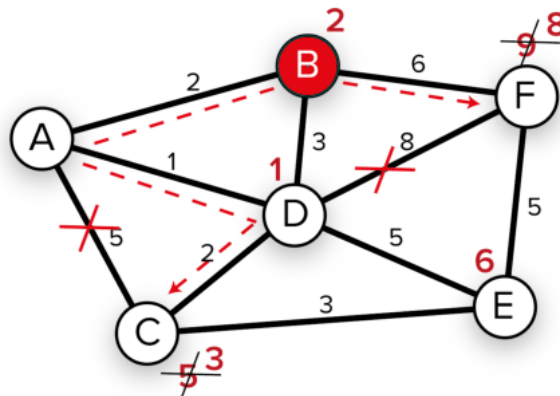


Рисунок 3.7 – Третий цикл работы алгоритма

В итоге, при запуске алгоритма он будет начинаться от вершины «А» и посещать каждую вершину, отслеживая кратчайший путь к каждой конкретной вершине. Алгоритм останавливается, когда все узлы посещены. Результаты работы алгоритма представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Кратчайший путь из вершины «А»

Вершина	Расстояние от А	Путь
В	2	А-В
С	3	А-D-C
D	1	А-D
E	6	А-D-E
F	8	А-B-F

Для реализации алгоритма Дейкстры, распределительная сеть должны быть представлена в виде графа, аналогичного графу, представленному на рисунке 3.8 для первого случая, описанного ранее на рисунке 3.2. Все компоненты системы представлены как вершины, а соединения, как ребра, что требует хранения данных сети в массиве.

Работа предлагаемого метода в реальном времени, подразумевает обновление данных, когда вершина отключается от системы или исчезает ребро и подключается альтернативное ребро. Такое изменение изображено на рисунке 3.9, где есть некоторые изменения соединения по сравнению с рисунком 3.8.

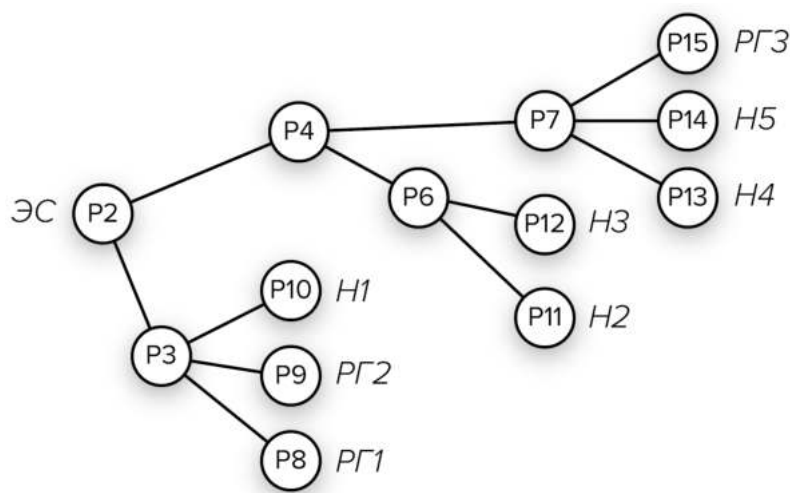


Рисунок 3.8 – Моделирование графа электросети для первого случая

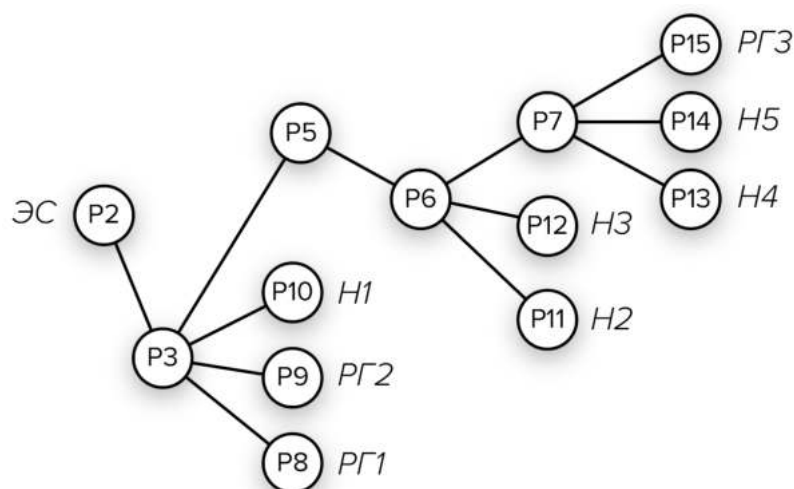


Рисунок 3.9 – Моделирование графа электросети для второго случая

Следует отметить, что предлагаемый способ может также использоваться для планирования потоков мощности, распределения нагрузки и генерации. Для обеспечения селективности главная цель состоит в том, чтобы определить последовательность срабатывания реле. Очевидно, что существует только один путь между исходной точкой $P2$ и пунктами назначения, т.е. всеми конечными вершинами, такими как $РГ1-РГ3$, $Н1-Н2$. Это устраняет влияние расстояния и упрощает существующую проблему поиска пути.

На этих графах все расстояния отмечены единицей, т.к. кратность пути не имеет значения. Тем не менее, есть еще одна причина для использования единичных расстояний, поскольку они используются для целей селективности. Расстояние дает количество селективных ступеней « n » между начальной и конечной вершиной. Если конечным вершинам не назначена какая-либо временная задержка, базовая временная задержка рассчитывается на основе параметра « n ». Если необходимо назначить временные задержки для реле конечных узлов, тогда вычисления будут основаны на значении « $n+1$ ».

Блок-схема применения алгоритма поиска кратчайшего пути, представленная на рисунке 3.10, выполнена на программном языке C++.



Рисунок 3.10 – Блок-схема алгоритма определения последовательности срабатывания реле в распределительной сети

Для работы алгоритма необходимо указать начальную и конечную вершину, после чего определяется кратчайший путь, например, между вершиной $P2$ и $P14$. На рисунке 3.11, показано, что кратчайший путь успешно найден и выделен на графе, а правильная последовательность будет $P14-P7-P4-P2$.

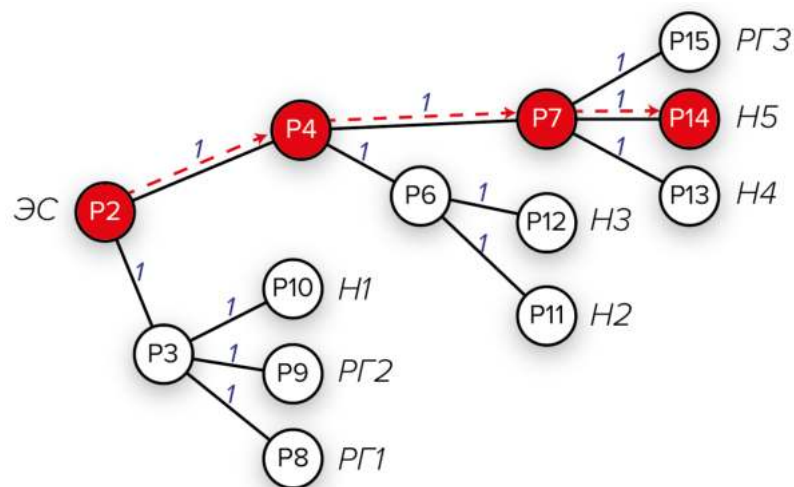


Рисунок 3.11 – Обнаруженный кратчайший путь для первого случая

При изменении структуры распределительной сети ко второму случаю, описанному выше, происходит изменение статуса реле. Важно отметить, что при использовании алгоритма поиска кратчайшего пути используются объектно-ориентированные модели. Подпрограммы, включенные в эти модели, выполняются для отражения изменений, происходящих в распределительной электросети. Таким образом, объектно-ориентированное моделирование, используемое для распределительных сетей, облегчает применение алгоритма поиска кратчайшего пути для автоматического определения конфигурации электросети и появляется возможность автоматического определения новых устройств в соответствие с технологией «*Plug-and-play*».

Поиск кратчайшего пути между $P2$ и $P14$ для второго случая показан на рисунке 3.12. Путь успешно найден без централизованного мониторинга структуры сети после повторного запуска алгоритма, поскольку для работы алгоритма каждому устройству необходимо определять соединения только с соседними устройствами.

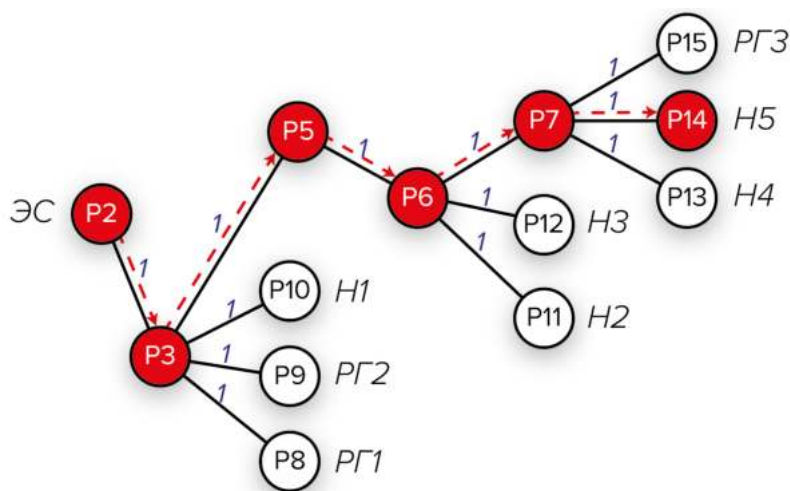


Рисунок 3.12 – Обнаруженный кратчайший путь для второго случая

Кратчайшие пути и расстояния, полученные для обоих случаев, приведены в таблице 3.2. Полученные данные (последовательность срабатывания токовой защиты и расстояния) используются для внесения необходимых корректировок в систему защиты в зависимости от изменений происходящих в структуре распределительных сетей.

Таблица 3.2 – Кратчайшие пути от P_2 до всех конечных пунктов

Случай 1			Случай 2	
Вершина	Расстояние	Путь	Расстояние	Путь
P3	1	P2-P3	1	P2-P3
P4	1	P2-P4	-	-
P8 (PГ1)	2	P2-P3-P8	2	P2-P3-P8
P9 (PГ2)	2	P2-P3-P9	2	P2-P3-P9
PГ10 (H1)	2	P2-P3-P10	2	P2-P3-P10
P5	-	-	2	P2-P3-P5
P6	2	P2-P4-P6	3	P2-P3-P5-P6
P7	2	P2-P4-P7	4	P2-P3-P5-P6-P7
P11 (H2)	3	P2-P4-P6-P11	4	P2-P3-P5-P6-P11
P12 (H3)	3	P2-P4-P6-P12	4	P2-P3-P5-P6-P12
P13 (H4)	3	P2-P4-P7-P13	5	P2-P3-P5-P6-P7-P13
P14 (H5)	3	P2-P4-P7-P14	5	P2-P3-P5-P6-P7-P14
P15 (PГ3)	3	P2-P4-P7-P15	5	P2-P3-P5-P6-P7-P15

Каждый раз, когда структура изменяется из-за разъединения или расширения распределительной сети для определения последовательности срабатывания защиты достаточно знания начального и конечных пунктов (нагрузка, генераторы или устройства хранения электроэнергии).

На рисунке 3.13 исследован результат работы алгоритма в случае расширения распределительной сети и добавления новых устройств, например, нагрузка $P18$, генератор $P19$ и выключатель $P16$.

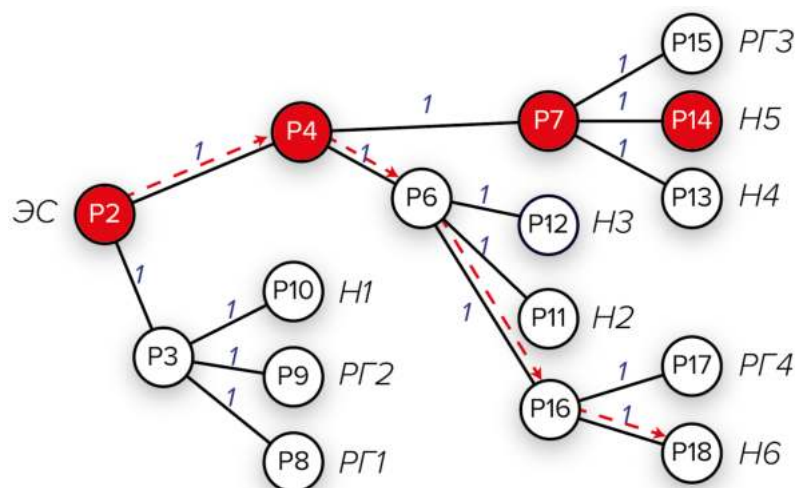


Рисунок 3.13 – Кратчайший путь для новых устройств в сети

После запуска алгоритма новые устройства успешно идентифицируются в последовательности срабатывания защиты [31]. При подобной простой схеме путь от известных источников к известным адресатам может быть найден для любой возможной сетевой структуры. Достаточно отследить соединение вершин с последующими и предыдущими вершинами. Благодаря этой функции не требуется централизованный мониторинг. Кратчайшие пути и расстояния, обновленные после расширения структуры электросети представлены в таблице 3.3.

Объектно-ориентированное моделирование и автоматическая идентификация структуры сети могут реализовываться внутри центрального блока управления, который связан со всеми компонентами распределительной сети. Их параметры и данные, необходимые для объектно-ориентированного моделирования, передаются по линиям связи.

Таблица 3.3 – Кратчайшие пути от P2 до всех конечных пунктов после добавления новых устройств

Вершина	Расстояние	Путь
P3	1	P2-P3
P4	1	P2-P4
P8 (PG1)	2	P2-P3-P8
P9 (PG2)	2	P2-P3-P9
PG10 (H1)	2	P2-P3-P10
P5	-	-

Продолжение таблицы 3.3

P6	2	P2-P4-P6
P7	2	P2-P4-P7
P11 (H2)	3	P2-P4-P6-P11
P12 (H3)	3	P2-P4-P6-P12
P13 (H4)	3	P2-P4-P7-P13
P14 (H5)	3	P2-P4-P7-P14
P15 (PГ3)	3	P2-P4-P7-P15
P16	3	P2-P4-P6-P16
P17 (PГ4)	4	P2-P4-P6-P16-P17
P18 (H6)	4	P2-P4-P6-P16-P18

Как только все компоненты распределительной сети и их соединения отправляют информацию о своих параметрах, запускается алгоритм поиска кратчайшего пути до каждого конечного пункта и автоматически определяет структуру электросети. Учитывая изменяющуюся структуру сетей с распределенной генерацией, эта особенность важна, поскольку для работы не нужны предварительные знания.

3.2 Разработка алгоритма, определяющего взаимное сопротивление между точками в распределительной сети

Для расчета токов короткого замыкания в электросетях с распределенными источниками энергии в условиях меняющейся топологии электросети, необходимо использовать основные приемы эквивалентных преобразований, известные из теории линейных цепей [32]. Основной целью эквивалентных преобразований является определение взаимных сопротивлений между источниками электроэнергии и местом короткого замыкания.

В сетях с динамической структурой, как правильно, используется база данных или таблицы со всеми возможными переключениями и рассчитанными взаимными сопротивлениями для каждой точки короткого замыкания, но в случае расширения распределительной сети, появления новых ответвлений и источников генерации энергии, необходимо пересчитывать взаимные сопротивления, чтобы

правильно определить токи короткого замыкания. Для этого необходимо разработать алгоритм способный производить расчет взаимного сопротивления от источника электроэнергии до места короткого замыкания, а также до любой точки в распределительной сети.

Создание массива данных параметров распределительной сети

Любую распределительную сеть можно представить в виде графа приняв в качестве ребер элементы, сопротивление которых необходимо учесть при расчете эквивалентного сопротивления, а в качестве вершин места их соединения. Это позволяет учитывать различные сопротивления воздушных и кабельных линий на всех участках распределительной сети. Участок с последовательным соединением элементов и эквивалентный граф, представлены на рисунке 3.14.

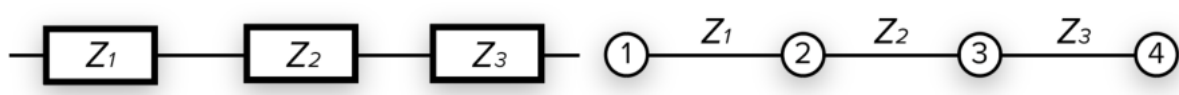


Рисунок 3.14 – Последовательное соединение полных сопротивлений и их эквивалентный граф

Представленный граф необходимо записать в виде массива (3.4):

$$R \begin{bmatrix} Z1 & 1 & 2 \\ Z2 & 2 & 3 \\ Z3 & 3 & 4 \end{bmatrix}, \quad (3.4)$$

где $Z1$, $Z2$, $Z3$ – полное сопротивление участка; второй столбец – начальная вершина; третий столбец – конечная вершина для конкретного соединения. Для расчета взаимного сопротивления необходимо указать вершины, между которыми необходимо осуществить преобразование и общее количество строк в массиве соответствующих количеству кабельных линий, трансформаторов и других элементов распределительной сети, сопротивление которых необходимо учесть при расчете эквивалентного сопротивления до места короткого замыкания. Блок-схема разработанного алгоритма представлена на рисунке 3.15.

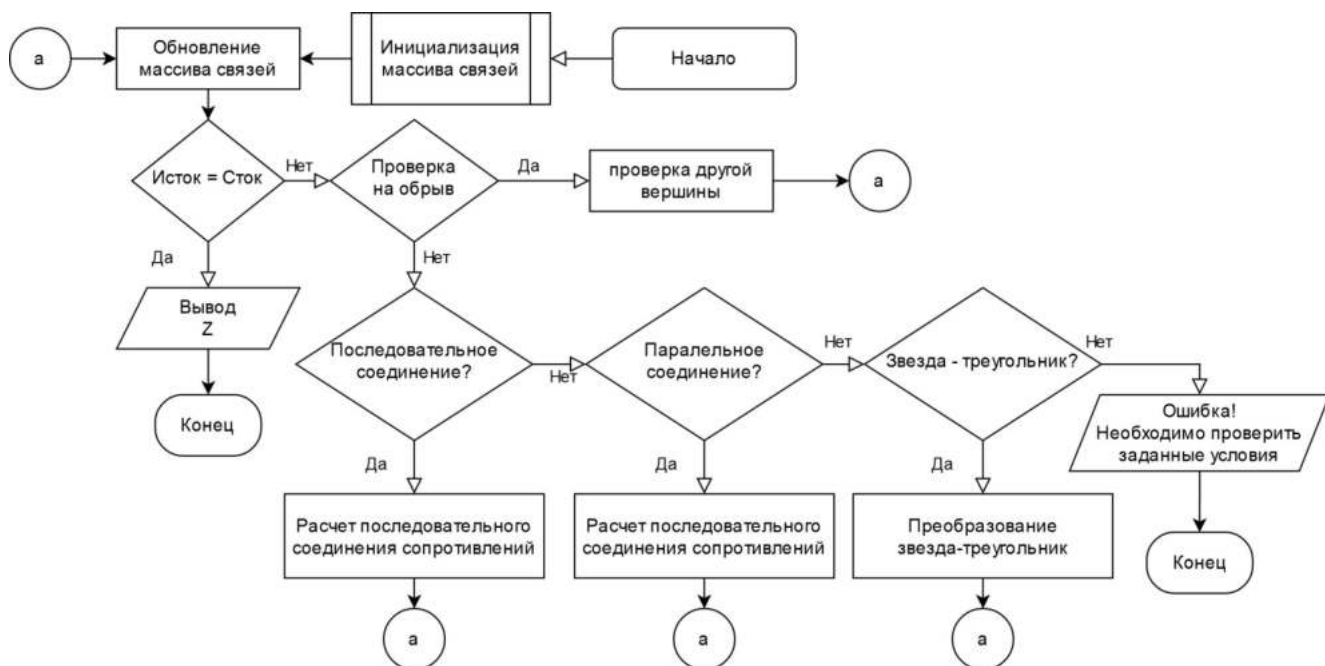


Рисунок 3.15 – Блок-схема алгоритма нахождения эквивалентное сопротивление до места короткого замыкания

Алгоритм сравнивает конечную вершину строки, содержащую исток (начальная вершина) с другими строками в массиве, и если конечная вершина совпадает с начальной вершиной другой строки, а конечная вершина этой строки отлична от истока, то соединение элементов последовательно и значения $Z1$ и $Z2$ складываются (3.5) и алгоритм обновляет конечную вершину первой строки равной конечной вершине второй строки и присваивает новое значение сопротивления:

$$R \begin{bmatrix} Z1 + Z2 & 1 & 3 \\ Z3 & 3 & 4 \end{bmatrix}. \quad (3.5)$$

Далее цикл повторяется до того момента пока в массиве не останется одна строка (3.6), где начальная вершина будет равна заданному истоку, а конечная заданному стоку:

$$R [Z1 + Z2 + Z3 \quad 1 \quad 4]. \quad (3.6)$$

В случае смешанного соединения элементов, на рисунке 3.16, алгоритм обнаруживает вторую вершину в качестве начальной точки в двух строках массива, следовательно, существует вероятность, что это либо параллельное соединение, либо соединение треугольник-звезда и необходимо сделать дополнительную проверку следующих вершин для нахождения общей конечной точки соединения.

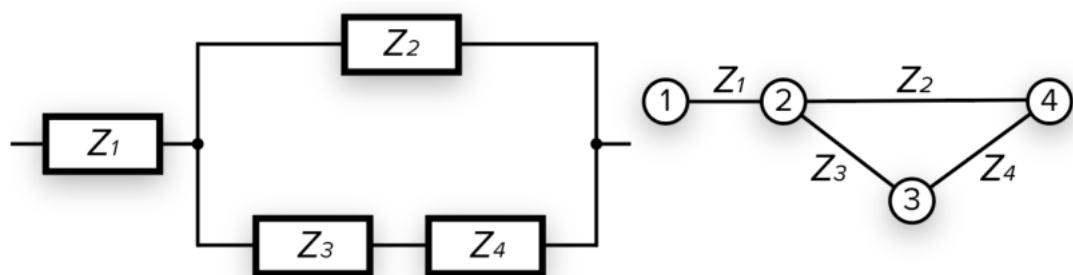


Рисунок 3.16 – Смешанное соединение элементов сети

Массив смешанного соединения (3.7) выглядит следующим образом:

$$R \begin{bmatrix} Z1 & 1 & 2 \\ Z2 & 2 & 4 \\ Z3 & 2 & 3 \\ Z4 & 3 & 4 \end{bmatrix}. \quad (3.7)$$

После обнаружения конечной вершины в данном случае явно выражено параллельное соединение, но одна из ветвей содержит последовательное соединение 2 – 3 – 4, которое преобразуется в результате отработки предыдущего цикла (3.8) и массив приобретает следующий вид:

$$R \begin{bmatrix} Z1 & 1 & 2 \\ Z2 & 2 & 4 \\ Z3 + Z4 & 2 & 4 \end{bmatrix}. \quad (3.8)$$

После преобразования по правилам определения взаимного сопротивления последовательного соединения [7] строка 2 и 3 массива складываются (3.9) и на следующем шаге происходит сложение 1 и 2 строки массива (3.10) по правилам последовательного соединения:

$$R \begin{bmatrix} Z1 & 1 & 2 \\ \frac{1}{Z2} + \frac{1}{Z3 + Z4} & 2 & 4 \end{bmatrix}, \quad (3.9)$$

$$R \begin{bmatrix} Z1 + \frac{1}{Z2} + \frac{1}{Z3 + Z4} & 1 & 4 \end{bmatrix}. \quad (3.10)$$

В случае определения алгоритмом соединения звезда-треугольник (рисунок 3.17) в распределительной сети расчет происходит подобным образом, с тем отличием, что необходимо предварительно преобразовать соединение из

одного вида в другой и рассчитать соответствующим образом взаимное сопротивление.

После каждого преобразования расчет начинается заново пока не останется две строки в массиве определяющие эквивалентное сопротивление между источником и местом короткого замыкания.

Листинг программного кода алгоритма представлен в Приложение Б, а в Приложение В представлено свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

Основным преимуществом разработанного алгоритма является возможность различной интерпретации массива данных для различных условий расчета, например, в качестве задания массива возможно указывать сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности или отдельно рассчитывать активные и индуктивные составляющие полного сопротивления. Поскольку алгоритм разработан по подобию предыдущего алгоритма на основе теории графов, он может использовать такое же задание массива структуры сети и производить расчет токов короткого замыкания.

3.3 Разработка алгоритма адаптивной токовой защиты распределительной сети электротехнического комплекса

Электротехнические комплексы, включающие источники распределенной генерации требуют предварительного знания режимов работы распределительных сетей, чтобы в таблицах событий были предусмотрены определенные меры предосторожности. Поскольку распределительные сети подразумевают расширение и вариативность структуры, то эти схемы не практичны и необходим алгоритм, которые динамически рассчитывает токи повреждения и управляет настройкой параметров защиты в соответствие с новым состоянием сети. В сочетании с подходом автоматического определения структуры сети и взаимного сопротивления, алгоритм адаптивного расчета параметров решает эту задачу. Обнаружение структуры распределительной сети позволяет точно определить и установить две ключевые настройки для защитных устройств, которые имеют решающее значение для безопасной и надежной работы электротехнического

комплекса, а именно величина тока срабатывания реле максимальной токовой защиты и время задержки отключения для обеспечения должной селективности. Разработанные алгоритмы могут быть объединены и реализованы в центральном контроллере системы автоматизации распределительной сети.

Расчет вкладов в ток короткого замыкания распределительной сети

В случае межфазного замыкания, источники распределенной генерации вносят вклад в суммарный ток повреждения и переходные характеристики изменяются [126].

В разработанной системе защиты ток срабатывания для определенного реле рассчитывается (3.11). В этом уравнение учитывается вклад в ток повреждения сети от всех источников распределенной генерации в сети:

$$I_{\text{реле}} = \sum_{i=1}^m \left(PP_{pz(i)} \times k_{(i)p} \times I_{kз_pz(i)} \right) + (PP_{\text{сети}} \times I_{kз_сети}), \quad (3.11)$$

где m – общее число источников распределенной генерации; PP – состояние энергосистемы и генераторов, т.е. включены или выключены; k – коэффициент вклада в ток короткого замыкания от каждого источника; $I_{kз_pг}$ – вклад в ток короткого замыкания от источника распределенной генерации.

Если распределительная сеть работает в автономной режиме, то вклад энергосистемы в ток короткого замыкания умножается на ноль. Аналогично, если источники распределенной генерации отключены их статус становится равен нулю.

Вклад энергосистемы в ток короткого замыкания рассчитывается путем определения эквивалентного сопротивления (3.12), как в традиционных расчетах тока короткого замыкания:

$$I_{kз_сети} = \frac{U_{\text{экв}}}{Z_{\text{экв}}}. \quad (3.12)$$

Как показано на рисунке 3.17, $U_{\text{экв}}$ обозначает эквивалент напряжения для энергосистемы и принимается одинаковым для разных частей распределительной сети.

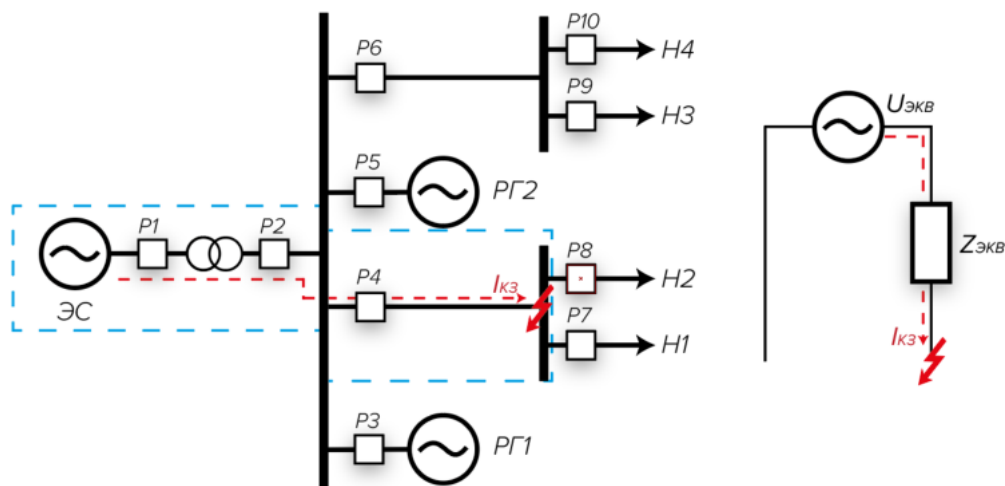


Рисунок 3.17 – Эквивалентное сопротивление до места короткого замыкания

Полное сопротивление между энергосистемой и местом короткого замыкания зависит от расстояния. Следовательно, в вышеприведённом уравнении $U_{экв}$ является постоянным значением, в то время как $Z_{экв}$ является функцией расстояния, т.е. $Z_{экв}(d)$. В этом случае вклад энергосистемы в ток короткого замыкания, также становится функцией расстояния (3.13) и может быть определен как:

$$I_{кз_сети}(d) = \frac{U_{экв}}{Z_{экв}(d)}. \quad (3.13)$$

Сигнал $PP_{pc}(i)$ указывает работает источник распределенной генерации или нет. В зависимости от типа подключения распределенной генерации, а именно, непосредственного подключения к сети или через преобразователь частоты, ток короткого замыкания может значительно отличаться. Вклад в ток короткого замыкания от распределенной генерации с преобразователями частоты может превышать номинальные токи в 1,2-2 раза [78]. В то время как, вращающиеся машины при не посредственном подключение в сеть могут обеспечивать ток короткого замыкания в 5 раз превышающий номинальный ток [110] и зависящий от текущего значения вырабатываемой мощности.

Коэффициент воздействия k введен для расчета вклада в суммарный ток короткого замыкания от источников распределенной генерации находящихся в различных местах распределительной сети. Он принимает значение от 0 до 1 и

представляет собой изменение тока КЗ из-за изменения полного сопротивления линий. Коэффициент воздействия вклада в ток КЗ определенного источника уменьшается по мере того, как увеличивается расстояние между местом КЗ и источником. Таким образом реле, расположенные ближе к рассматриваемому источнику электроэнергии, будут иметь более высокое значение « k » и чем дальше реле от источника, тем меньше этот коэффициент. Таким образом, может быть принято во внимание не только влияние распределительных линий, но и может быть разработана более гибкая и универсальная система защиты, что желательно для расширяющихся распределительных сетей с потенциальным внедрением новых источников распределенной генерации.

Токи короткого замыкания источников с подключением к сети через преобразователь частоты не зависят от расстояния, но зависят от контуров их управления [147]. Расчеты коэффициента воздействия от преобразователей частоты могут быть скорректированы для более точной настройки, это будет вносить дополнительную гибкость в систему, если дополнительно учитывать различные топологии и схемы управления инверторов.

На рисунке 3.18 показан участок распределительной сети, где генератор и реле разделены расстоянием « x ». Точке « A », которая является точкой подключения $PG1$, определяет максимальный ток короткого замыкания от источника. На расстояние « X » от $PG1$ в точке « B » этот ток уменьшается до $k_{14} \cdot I_{K3_PG1}$.

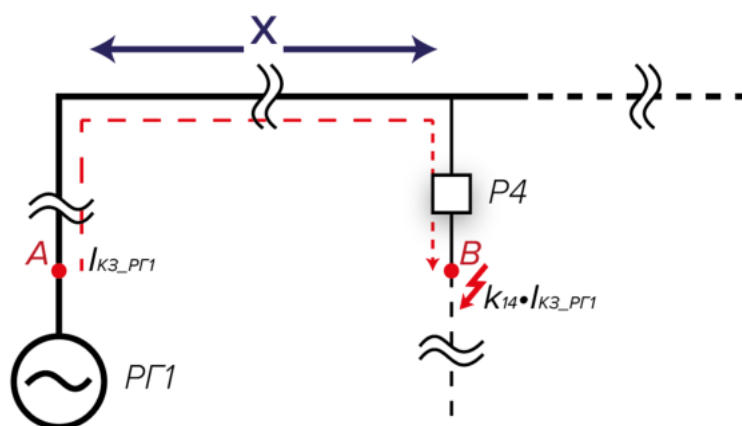


Рисунок 3.18 – Участок электросети для определения влияния $PG1$ на ток короткого замыкания

Чтобы рассчитать коэффициент « k », рассмотрим однофазную эквивалентную схему этой системы при коротком замыкании, представленную на рисунке 3.19. Это представление основано на расчетах симметричных составляющих [7].

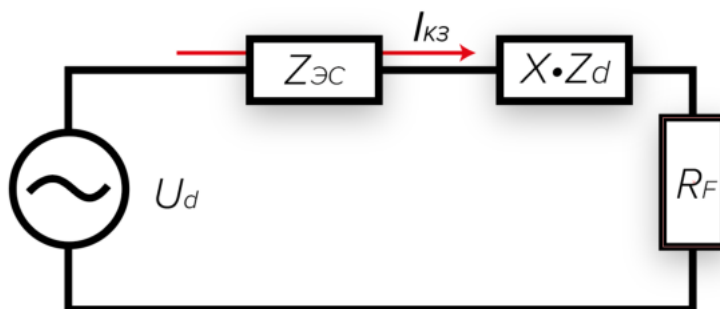


Рисунок 3.19 – Однофазная эквивалентная схема

Поскольку моделируемые короткие замыкания являются металлическими и устойчивыми короткими замыканиями, то R_F принимается равным нулю. Для схемы замещения на рисунке 3.19 можно записать следующее уравнение (3.14) для напряжения:

$$U_d = I_{кз} (Z_{\text{вн}} + Z_d \cdot x), \quad (3.14)$$

где U_d – это выходное напряжение источника распределенной генерации; $Z_{\text{вн}}$ – внутреннее сопротивление источника; $I_{кз}$ – ток короткого замыкания; Z_d – сопротивление линии электропередачи; x – расстояние между источником и рассматриваемым реле.

Максимально допустимый ток короткого замыкания зависит от внутреннего сопротивления источника. Выразив ток короткого замыкания из уравнения (3.14) можно записать уравнение (3.15), зависящее от полного сопротивления и расстояния до точки соединения распределенной генерации и рассматриваемого реле:

$$I_{кз} = \frac{U_d}{(Z_{\text{вн}} + Z_d \cdot x)}. \quad (3.15)$$

Таким способом можно рассчитать вклад распределенной генерации в ток повреждения на расстоянии « x ».

Влияние распределенной генерации на токи короткого замыкания различно и зависит от типа генератора и от того, как эти генераторы подключены к сети. В

случае вращающихся генераторов, непосредственно связанных с сетью, полное сопротивление генератора $Z_{\text{вн}} = R + jX$ можно определить следующим образом (3.16) [6; 88; 132]:

- Для синхронных генераторов активное сопротивление будет $R=0,15X$;
- Для асинхронных генераторов $R=0,1X$.

$$X = \frac{x_d''}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}, \quad (3.16)$$

где x_d'' – сверхпроводное сопротивление генератора; U_n – номинальное выходное напряжение; S_n – Номинальная полная мощность генератора.

Поскольку выходная мощность распределенной генерации изменяется в зависимости количества включенных генерирующих установок в общую шину, от скорости и плотности потока воздуха, если в качестве генерирующей установки используются ветрогенераторы.

В таблице 3.3 указана выдержка из паспортной характеристики ветрогенератора SWT-6.0-154 [44].

Таблица 3.3 – Паспортные данные ветрогенератора SWT-6.0-154

Параметры сети (LV)	
Номинальная мощность, кВт	6000
Напряжение, В	690
Эксплуатационные параметры	
Минимальная скорость ветра, м/с	3...5
Скорость ветра для работы с номинальной мощностью, м/с	12...14
Максимальная скорость ветра, м/с	25
Предельная скорость ветра, м/с	70(версия IES)
Мощность при скорости ветра 3..5м/с, кВт	925
Мощность при скорости ветра 7м/с, кВт	2900
Мощность при скорости ветра 10м/с, кВт	4500

Как видно из паспортных параметров ветрогенератора, выходная мощность может значительно отличаться от номинальной, что в свою очередь влияет на вклад в ток короткого замыкания, и на чувствительность токовой защиты, что подробно описано во второй главе.

Коэффициент вклада источника распределенной генерации может быть выражен (3.17), как отношение тока КЗ $I'_{кз}$ от энергосистемы без распределенной генерации на ток КЗ $I_{кз}$ с распределенной генерацией:

$$k_{rt} = \frac{I'_{кз}}{I_{кз(i)}}, \quad (3.17)$$

где i и r обозначают источник распределенной генерации и рассматриваемое реле. Таким образом система защиты создает матрицу K (3.18), рассчитав коэффициенты вкладов i на различные реле r :

$$K = \begin{bmatrix} k_{11} & k_{11} & k_{13} & \dots & k_{1r} \\ k_{21} & k_{22} & k_{23} & \dots & k_{2r} \\ k_{31} & k_{32} & k_{33} & \dots & k_{3r} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ k_{i1} & k_{i2} & k_{i3} & \dots & k_{ir} \end{bmatrix}. \quad (3.18)$$

Измеряя параметры выходной мощности в данный момент возможно рассчитать максимальные вклады в ток короткого замыкания от каждого источника в вектор $I_{кз_ПГ}$, имеющий размеры $[1, i]$, который можно представить в виде массива (3.19):

$$\vec{I_{кз_ПГ}} = \begin{bmatrix} I_{кз_ПГ(1)} \\ I_{кз_ПГ(2)} \\ I_{кз_ПГ(3)} \\ \dots \\ I_{кз_ПГ(i)} \end{bmatrix}. \quad (3.19)$$

Пороговые значения максимальной токовой защиты, которые представляют собой ток срабатывания реле, могут быть рассчитаны по перекрестному произведению матрицы K^T и вектора тока короткого замыкания $I_{кз_ПГ}$, результатом будет матрица токов срабатывания (3.20) для каждого реле $I_{с.з.(r)}$

$$\vec{I}_{c.з.} = \begin{bmatrix} I_{c.з.(1)} & I_{c.з.(2)} & I_{c.з.(3)} & \dots & I_{c.з.(r)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_{11} & k_{11} & k_{13} & \dots & k_{1r} \\ k_{21} & k_{22} & k_{23} & \dots & k_{2r} \\ k_{31} & k_{32} & k_{33} & \dots & k_{3r} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ k_{i1} & k_{i2} & k_{i3} & \dots & k_{ir} \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} I_{кз_ПГ(1)} \\ I_{кз_ПГ(2)} \\ I_{кз_ПГ(3)} \\ \dots \\ I_{кз_ПГ(i)} \end{bmatrix}. \quad (3.20)$$

На рисунке 3.20 представлена блок-схема разработанного алгоритма токовой защиты. Алгоритм осуществляет проверку состояния и параметров устройств токовой защиты и распределенной генерации в сети. Если изменяются только параметры генераторов, то осуществляется запуск алгоритма расчета токов короткого замыкания. Если же изменяются состояния реле, то перед расчетом токов короткого замыкания необходимо определить новую структуру сети.

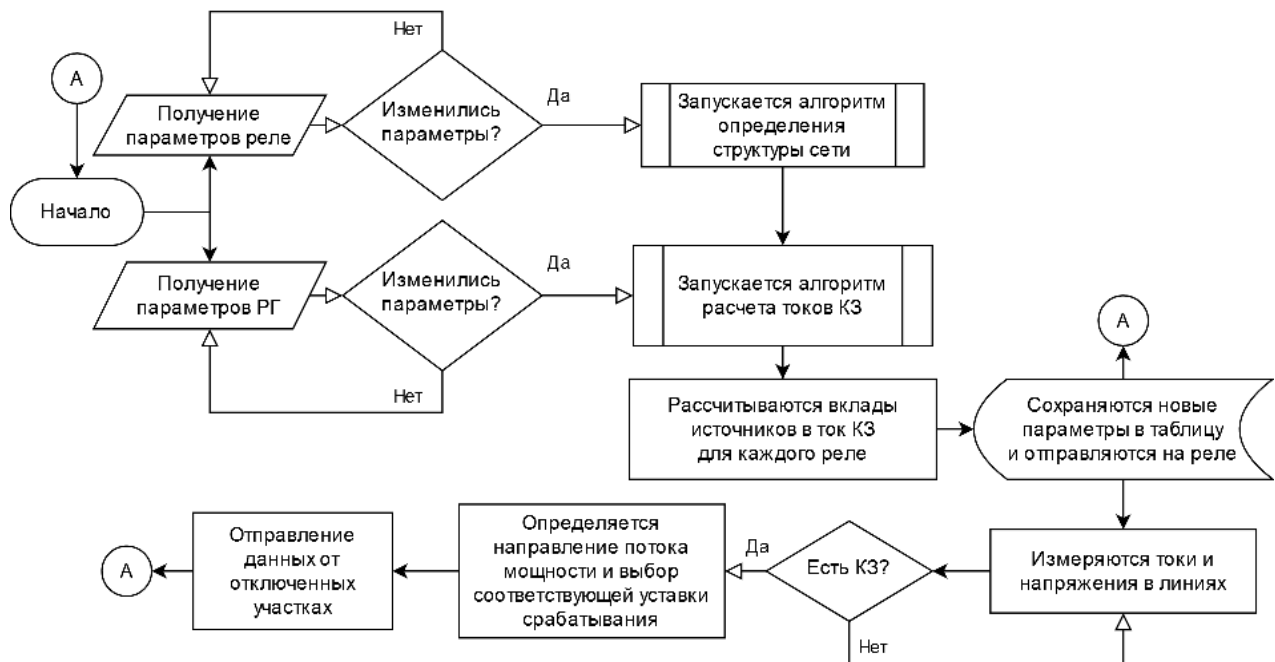


Рисунок 3.20 – Блок-схема алгоритма адаптивной токовой защиты

После чего назначается каждая строка вектора $I_{c.з.}$ соответствующему реле в распределительной сети, сохраняется и с помощью линий связи контролируется сеть, пересчитывая и обновляя параметры в зависимости от их изменения. Разработанный алгоритм определяет параметры срабатывания защиты до возникновения аварийного режима благодаря чему не предъявляются строгие требования к линиям связи. Алгоритм можно использовать при различных расстояниях между устройствами и центральным блоком управления, т.к. нет

необходимости учитывать задержку по времени на передачу данных и их обработку.

3.4 Выводы по третьей главе

Предложена инновационная, полностью централизованная, система адаптивной токовой защиты, ориентированная на фидер, которая способна решить текущие проблемы защиты, с которыми сталкиваются сети с распределенной генерацией энергии.

Разработанный алгоритм определения последовательности срабатывания реле и выбор ступеней селективности идентифицирует электросеть в соответствии с теорией графов для любой структуры сети. Алгоритм учитывает расширения сети (добавление новых источников или нагрузок) и автоматически включает их в расчеты.

Разработан алгоритм для расчета токов короткого замыкания в электросетях с распределенными источниками энергии в условиях меняющейся структуры электросети. Определяются взаимные сопротивления до места короткого замыкания путем пересчета матрицы начальной структуры электросети для каждого источника, на основании которых рассчитывается суммарный вклад каждого источника в ток короткого замыкания.

Представлен расчёт коэффициента воздействия распределенной генерации, который важен для точного прогнозирования вкладов в ток короткого замыкания. Расчет коэффициента включает параметры, которые определяются до возникновения аварийной ситуации, следовательно, нет необходимости учитывать задержки связи при большом расстоянии между устройствами. Разработанная система может работать автономно, в случае если, возможные сетевые структуры и соответствующие последовательности срабатывания защиты представлены в карте селективности, а также использовать алгоритм автоматического определения последовательности срабатывания реле и расчета токов короткого замыкания, что делает систему защиты более надежной и независимой.

Таким образом, основным интеллектуальным вкладом работы, представленной в этой главе, была разработка алгоритма адаптивной токовой

защиты, который вычисляет и назначает настройки срабатывания направленной токовой защиты до возникновения аварийной ситуации. Разработанная адаптивная система способна следить за изменениями, происходящими в распределительной сети, приспосабливаться к расширениям сети и корректировать необходимые настройки.

ГЛАВА 4 ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

В главе подробно описываются работы по моделированию, предпринятые для проверки и подтверждения интеллектуального вклада, сделанного в предыдущих главах. Чтобы понять поведение распределительных сетей при параллельной работе и в автономном режиме, необходимо построить модель сети и провести углубленные исследования и моделирование с использованием этой модели для определения ее эксплуатационного поведения. Все моделирование и симуляции, представленные в этом разделе, были осуществлены с помощью пакета программного обеспечения *Matlab/Simulink*.

4.1 Моделирование работы распределительной сети

Разработанные топологии распределительных сетей, используемых при моделировании изображены на рисунках 4.1 и 4.2. Параметры имитационных моделей идентичны за исключением связи шины, которая соединяет нагрузку *H2* с вышестоящей системой. Соединение с центральной энергосистемой для *B6* и *B8* происходит через *Relay_8* на рисунке 4.1 и *Relay_7* на рисунке 4.2.

Разработанные модели имитируют изменение структуры распределительной сети и рассматриваются, как два возможных способа подключения нагрузки *H2* к электросети. Причина подобного тестирования и моделирования двух структур заключается в том, что в случае неисправности или технического обслуживания, выполняемого, например, на участке *B4*, основной линией питания для нагрузки *H2* станет участок *B7*, обеспечивающий резервное питание подстанции. Эти две сети ведут себя по-разному, изменяя путь, по которому мощность течет из разных участков сети.

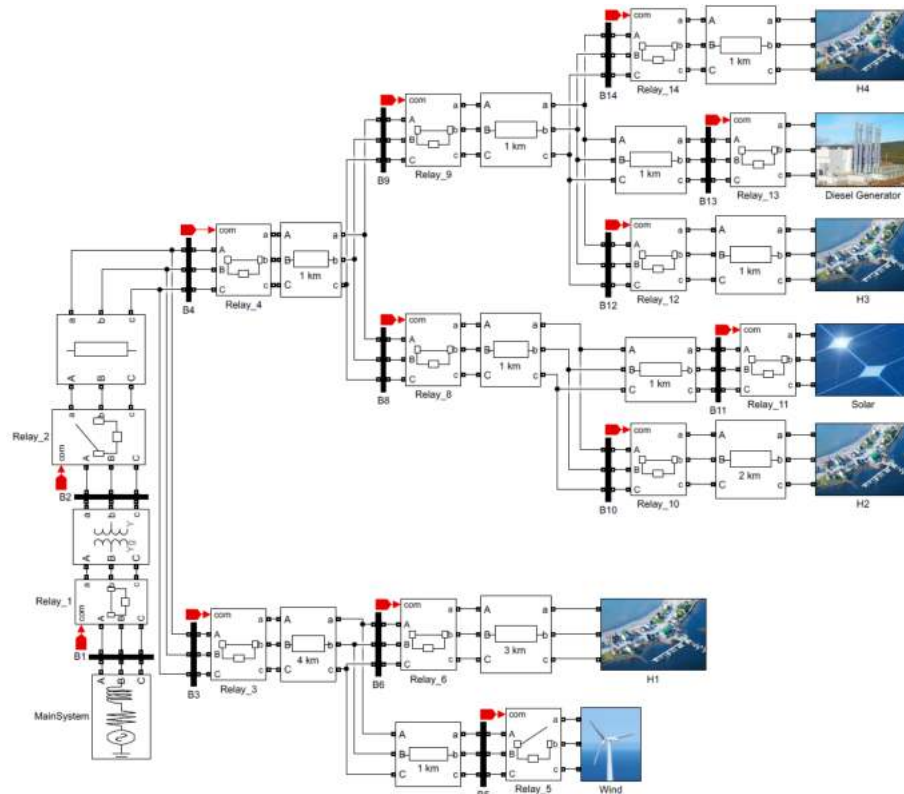


Рисунок 4.1 – Имитационная модель подключения нагрузки $H2$ к центральной энергосистеме через подстанцию $B8$

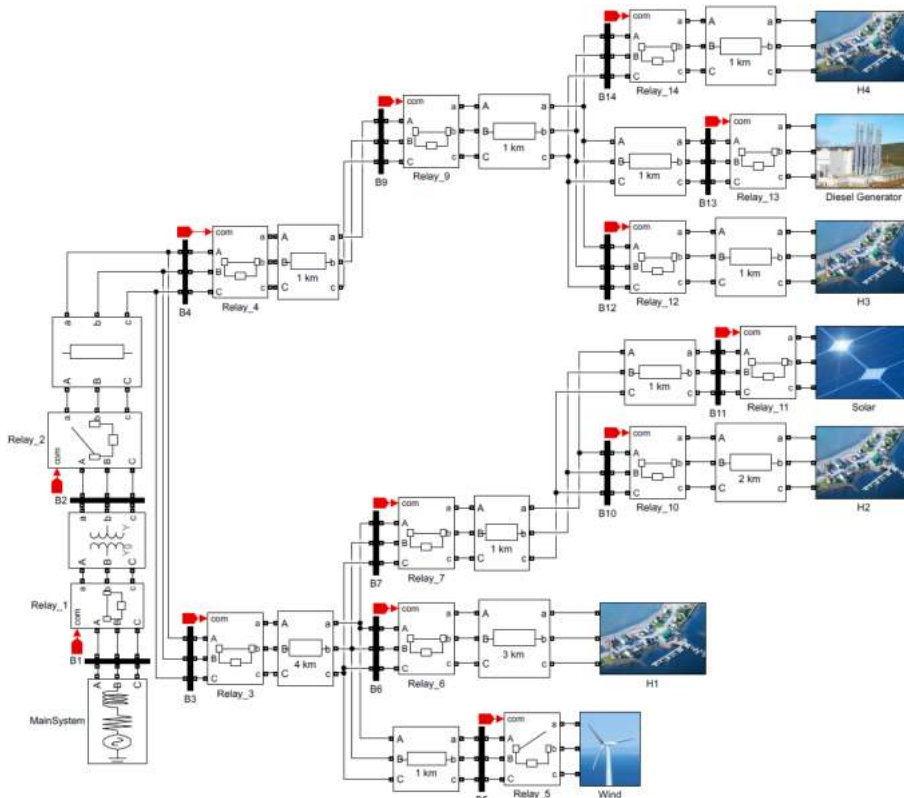


Рисунок 4.2 – Имитационная модель подключения нагрузки $H2$ к центральной энергосистеме через подстанцию $B7$

Распределительная сеть состоит из постоянных нагрузок и источников распределенной генерации, подключенных к сети среднего напряжения 6 кВ. Схема загрузки сети приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Потребляемая мощность нагрузок

Название	Потребляемая мощность	
	МВт	МВар
Нагрузка Н1	7.0	0.25
Нагрузка Н2	3.5	0.25
Нагрузка Н3	2.0	0.25
Нагрузка Н4	1.5	0.25

Источники распределённой генерации подключены параллельно с центральной энергосистемой непосредственно в сеть через повышающий трансформатор. Подстанция 1 подключается к основной сети через трансформатор и выключатель, который используется для подключения/отключения от энергосистемы для реализации режима автономной работы распределительной сети. Блоки *Relay_3 – Relay_14* используются для изоляции секции или нескольких секций распределительной сети.

Ветрогенератор, подключенный к *B5*, был смоделирован с использованием стандартного блока *SimPowerSystem*. Решение об использовании в моделировании фотоэлектрической панели было принято из-за того, что и фотоэлектрическая панель, и аккумуляторные батареи подключаются к распределительной сети через инвертер, который ограничивает ток короткого замыкания. В таблице 4.2 приведен полный список всех источников распределенной генерации сети и их величины.

Таблица 4.2 – Параметры источников распределенной генерации

Название	Потребляемая мощность	
	Тип электростанции	МВт
РГ 1	Ветрогенератор	6.0
РГ 2	Солнечная электростанция	2.5
РГ 3	Дизель генератор	4.0

4.1.1 Имитация работы сети в автономном режиме

Работа в автономном режиме достигается при размыкании выключателя *Relay_1* и *Relay_2*. При работе в автономном режиме источники распределенной генерации отвечают за поддержание напряжения и частоты для потребителей. Дизель генератор наряду с ветровой электростанцией обеспечивает электросеть еще и реактивной мощностью.

Несмотря на стабильность сети, параллельные ветви, соединенные через общую шину *B3* и *B4*, взаимосвязаны для подачи достаточной мощности и поддержания стабильной работы в автономном режиме.

Рассматривая рабочие характеристики двух распределительных сетей, изображенных на рисунках 4.1 и 4.2, токи, присутствующие в двух основных линиях *B3* и *B4* во второй конфигурации, значительно выше, чем токи в первой, что представлено в результатах моделирования таблица 4.3 и таблица 4.4. Разница в величине тока приводит к выводу, что подстанции во второй конфигурации электросети намного больше зависят от мощности, передаваемой друг другу, чем в первой конфигурации.

Таблица 4.3 – Измеренные значения потоков мощности для первой конфигурации сети на рисунке 4.1 в автономном режиме работы электросети

Название шины	Присоединенные элементы	Ток, А	Мощность, МВт
B2	B3	15.06	0.11
	B4	15.06	-0.11
B3	B5 (PГ1)	859.2	-6.21
	B6 (H1)	874.2	6.33
B4	B8	91.8	0.65
	B9	106.3	-0.76
B8	B10 (H2)	465.4	3.37
	B11 (PГ2)	377.3	-2.71
B9	B12 (H3)	270.2	1.95
	B13 (PГ3)	577.2	-4.19
	B14 (H4)	204.2	1.45

Таблица 4.4 – Измеренные значения потоков мощности для второй конфигурации сети на рисунке 4.2 в автономном режиме работы электросети

Название шины	Присоединенные Элементы	Ток, А	Мощность, МВт
B2	B3	86.65	0.61
	B4	86.65	-0.61
B3	B5 (PГ1)	871.0	-6.29
	B6 (H1)	872.7	6.31
	B7	84.28	0.59
B4	B9	86.65	-0.61
B7	B10 (H2)	463.7	3.34
	B11 (PГ2)	385.0	-2.75
B9	B12 (H3)	271.4	1.97
	B13 (PГ3)	557.1	-4.07
	B14 (H4)	205.1	1.48

4.1.2 Режим параллельной работы с сетью

Распределительная сеть на рисунке 4.1 и 4.2 подключена к центральной энергосистеме через понижающий трансформатор 35/6 кВ. Как упоминалось ранее, схемы загрузки, используемые обеими конфигурациями сети, являются одинаковыми, и объем мощности подаваемый от центральной энергосистемы в распределительную сеть составляет приблизительно 3.2 МВт с учетом сопротивления линий электропередач. Добавленная мощность, обеспечиваемая центральной энергосистемой, значительно уменьшает количество необходимой энергии от некоторых источников распределенной генерации (таблица 4.5 и таблица 4.6), что уменьшает нагрузку на них по сравнению с автономной работой сети. Уменьшена зависимость от мощности, переходящей от соседних участков. Кроме того, в отличие от автономной работы, за поддержание требуемой частоты отвечает теперь центральная энергосистема, а не дизель генератор. Устранение зависимости от мощности, подаваемой от источников распределенной генерации в пределах сети, улучшает стабильность системы и чувствительность системы токовой защиты на короткие замыкания. Повышение стабильности достигается за счет того, что распределительная сеть может быть сегментирована на участки в

случае коротких замыканий. Затем отделенный участок обеспечивает нагрузку необходимым питанием от источника распределенной генерации в пределах собственной зоны. Таким образом, электросеть может функционировать даже после того, как была разделена на части от главной подстанции.

Таблица 4.5 – Измеренные значения потоков мощности для первой конфигурации сети на рисунке 4.1 при параллельной работе с центральной энергосистемой

Название шины	Присоединенные элементы	Ток, А	Мощность, МВт
В2	Энергосистема	564.6	3.61
	В3	247.5	1.40
	В4	317.4	1.90
В3	В5 (РГ1)	697.1	-4.69
	В6 (Н1)	855.1	6.05
В4	В8	216.6	1.43
	В9	114.4	0.45
В8	В10 (Н2)	456.1	3.24
	В11 (РГ2)	280.5	-1.81
В9	В12 (Н3)	264.5	1.87
	В13 (РГ3)	429.4	-2.84
	В14 (Н4)	200	1.41

Таблица 4.6 – Измеренные значения потоков мощности для второй конфигурации сети на рисунке 4.2 при параллельной работе с центральной энергосистемой

Название шины	Присоединенные Элементы	Ток, А	Мощность, МВт
В2	Энергосистема	521.2	3.27
	В3	384.8	2.25
	В4	136.5	0.76
В3	В5 (РГ1)	729.3	-4.92
	В6 (Н1)	853.3	6.03
	В7	167.6	1.03
В4	В9	136.5	0.76
В7	В10 (Н2)	453.0	3.19
	В11 (РГ2)	328.7	-2.17
В9	В12 (Н3)	266.2	1.89
	В13 (РГ3)	388.5	-2.56
	В14 (Н4)	201.2	1.43

В отличие от распределительной сети, работающей в автономном режиме, наблюдается уменьшение зависимости от соседних источников генерации и увеличению передаваемой мощности в некоторых линиях, в то время как в других происходит уменьшение. Это изменение в потоках мощности связано с несбалансированным распределением потребителей.

4.2 Описание структурных блоков релейной защиты в имитационной модели

Анализ трехфазного тока короткого замыкания, выполненный для разных конфигураций сетей, показывает, что величина тока варьируется для каждой рабочей операции и, следовательно, должна контролироваться. Для проверки разработанной процедуры настройки параметров токовых реле в отношении изменений, происходящих в распределительной сети произведено компьютерное моделирование с использованием вычислительного программного обеспечения *Matlab/Simulink*. Алгоритмы и параметры, которые представлены и объяснены в третьей главе реализованы при моделировании. Система токовой защиты и распределенная генерация смоделированы с модулями связи необходимыми для реализации адаптивного изменения параметров сети. На рисунке 4.3 показан блок *Relay_logic*, разработанный для реализации работы токового реле, а на рисунке 4.4 подробно показан модуль связи и управления.

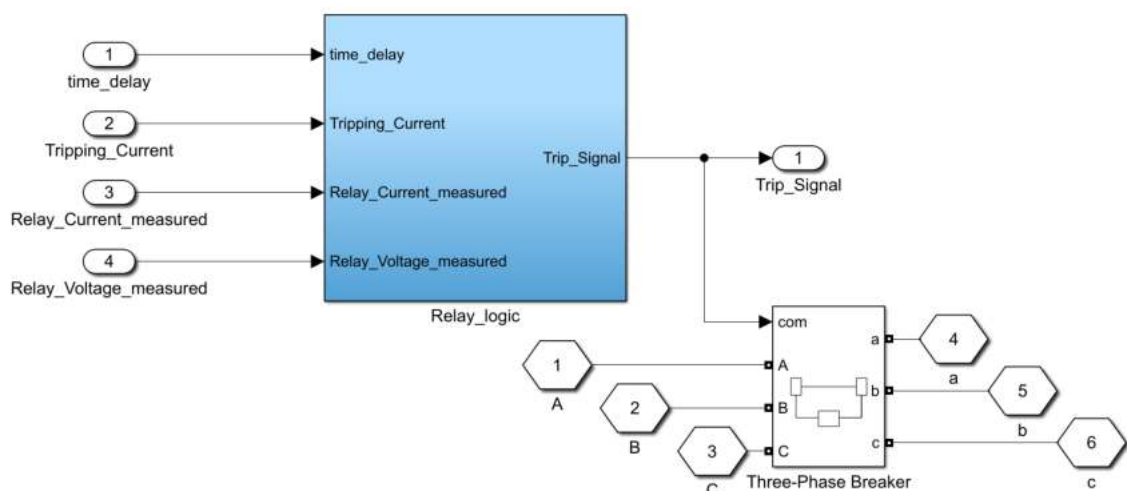


Рисунок 4.3 – Блок управления токовым реле

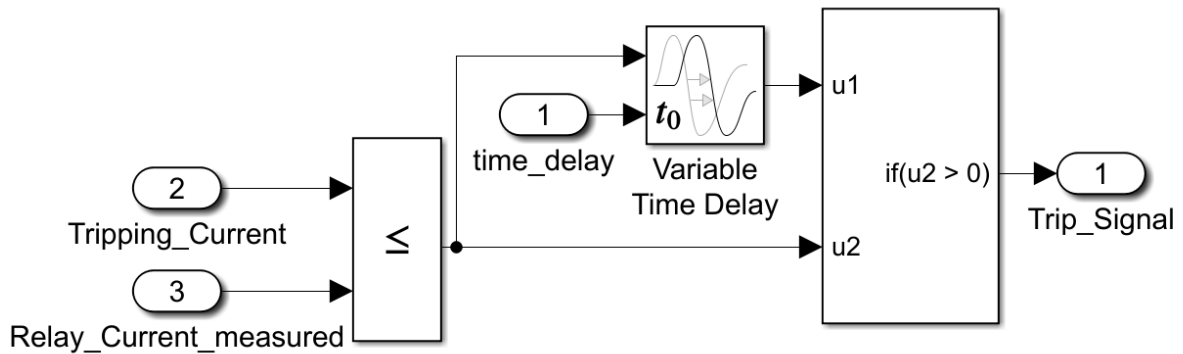


Рисунок 4.4 – Блок модуля связи и управления

На модуль связи и управления поступают три различных сигнала:

- *Time_Delay* – временная задержка, применяемая для реализации селективности между реле;
- *Tripping_Current* – величина тока срабатывания релейной защиты, которая рассчитывается в центральном блоке управления системой защиты;
- *Relay_Current_measurement* – величина тока проходящего, через измерительный блок реле.

Временная задержка может быть определена двумя разными способами. Во-первых, в зависимости от конфигурации сети подходящие временные задержки для осуществления селективности могут быть рассчитаны и указаны в модуле связи и управления. Во качестве альтернативы, временные задержки могут быть вычислены автоматически на основе алгоритма, предложенного в третьей главе и переданы в качестве входного сигнала *Time_delay* на реле, что сделает систему универсальной при изменениях структуры и расширении распределительной сети.

Блок связи и управления сравнивает величину тока срабатывания и измеренного тока и устанавливает сигнал «Обнаружение неисправности», если измеренный ток больше. Сигнал отключения задерживается на интервал, определяемый, как задержка по времени. Если после этой задержки неисправность не устранена каким-либо другим реле, имеющим более высокий приоритет, то блок сравнения выдает «сигнал отключения».

Для обеспечения надлежащей связи сети с распределенной генерацией должны быть оснащены модулем связи, который будет сообщать в центральный

блок управления, такие параметры, как состояние, номинальный ток, мощность, тип генератора и другие. Например, это может осуществлено по протоколу GOOSE, предназначенному для обмена сигналами между устройствами токовой защиты в цифровом виде. На рисунке 4.5 представлен модуль связи, отправляющий необходимую информацию о работе генераторов в центральный блок управления токовой защиты.

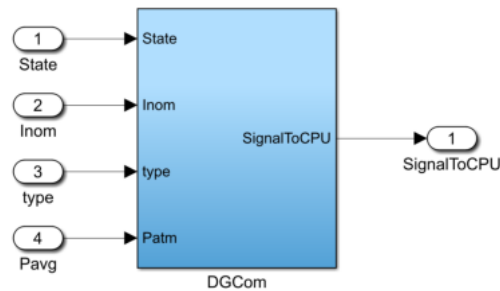


Рисунок 4.5 – Общий вид модуля связи источников распределенной генерации

- *State* – отображает рабочее состояние генератора (вкл/откл);
- *Inom* – номинальный ток генератора;
- *Type* – отображает конкретный тип генератора, а именно вращающаяся машина, например, дизель генератор или ветротурбина, подключенная напрямую в сеть или фотоэлектрическая панель, содержащая инвертер;
- *Pavg* – Средняя мощность в определенный интервал времени, которую вырабатывает генератор.

Параметр K , расчет которого описан в третьей главе, рассчитывается в центральном блоке управления токовой защитой и обозначает величину вклада генератора в ток короткого замыкания для каждого реле. Генератор выдает максимальный ток при повреждении, тем не менее, этот ток уменьшается, если повреждение происходит дальше от генератора из-за сопротивления линии или из-за величины вырабатываемой мощности. То есть любой конкретный источник генерации электроэнергии будет иметь различные значения K для каждого реле в распределительной сети. Коэффициент K_{12} имеет два индекса, первый определяет номер источника генерации, а второй номер реле, для которого он рассчитывается. Таким образом рассчитывается не только влияние распределительных линий, но и

создается гибкая и универсальная система защиты, что особенно важно для расширяющихся электросетей с потенциально новыми нагрузками и источниками распределенной генерации.

Резюмируя, блок связи и управления распределённой генерации рассчитывает максимальный ток короткого замыкания, исходя из его зависимости от вырабатываемой мощности и типа генератора и падает соответствующие сигналы в центральный блок управления, который отвечает за расчет токов срабатывания, задержки по времени и обновления рабочих параметров токовой защиты. Центральный блок управления также получает сигнал о вкладе в ток короткого замыкания от энергосистемы $I_{K3_ЭС}$ и режим работы $PP_{ЭС}$.

Центральный блок управления состоит из элементов, представленных на рисунке 4.6.

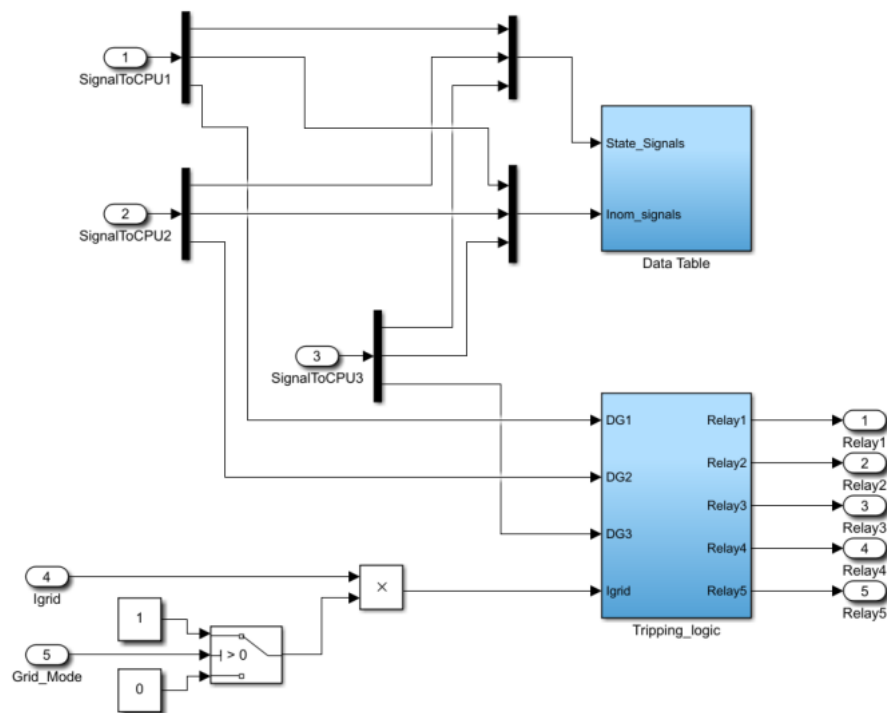


Рисунок 4.6 – Общий вид центрального блока управления токовой защитой

Сигналы величины номинальных токов передаются в таблицу данных «*Data table*» для мониторинга текущего состояния электросети. Они также могут использоваться для дальнейшей обработки, например, в алгоритмах, определяющих ток короткого замыкания или для повышения качества обслуживания в сочетании с системой управления питанием.

Особенность такой модели в ее способности принимать новые устройства, такие как реле, выключатели и источники распределенной генерации, для этого потребуется только добавить дополнительные входы в блок «*Tripping_logic*», отвечающий за реализацию алгоритма адаптивной токовой защиты, и в блок таблицы данных. Новые вклады в ток короткого замыкания будут учтены автоматически, точно также подключение токовых реле, защищающих новую нагрузку в распределительной сети.

4.3 Работа алгоритма без учета селективности защиты

Для обоснования работы спроектированных блоков и предлагаемой системы адаптивной токовой защиты смоделирована модель распределительной сети на рисунке 4.7. Система включает в себя солнечную панель с преобразователем частоты, ветрогенератор и дизель-генератор для поддержания частоты и напряжения в автономном режиме. Параметры источников и нагрузок представлены в таблице 4.1 и таблице 4.2.

Для демонстрации различных режимов работы системы токовой защиты был разработан и применен сценарий моделирования:

1. Система начинает работу с полной нагрузкой, все источники распределенной генерации и энергосистема подключены к энергосистеме;
2. При $t = 0,2 \text{ с}$ отключается нагрузка *Н1* и по причине уменьшения энергопотребления в системе отключается солнечная электростанция;
3. При $t = 0,5 \text{ с}$ отключается центральная энергосистема по причине технического обслуживания, и распределительная сеть работает в автономном режиме;
4. При $t = 0,65 \text{ с}$, когда сеть работает в автономном режиме, происходит трехфазное короткое замыкание у нагрузки *Н4* и срабатывает *Relay_7*;
5. При $t = 0.75 \text{ с}$ соединение с центральной энергосистемой восстанавливается и сеть работает параллельно с сетью;

6. При $t = 1$ с нагрузка $H1$ повторно подключается к распределительной сети и в связи с повышением энергопотребления солнечная электростанция вводится в эксплуатацию.

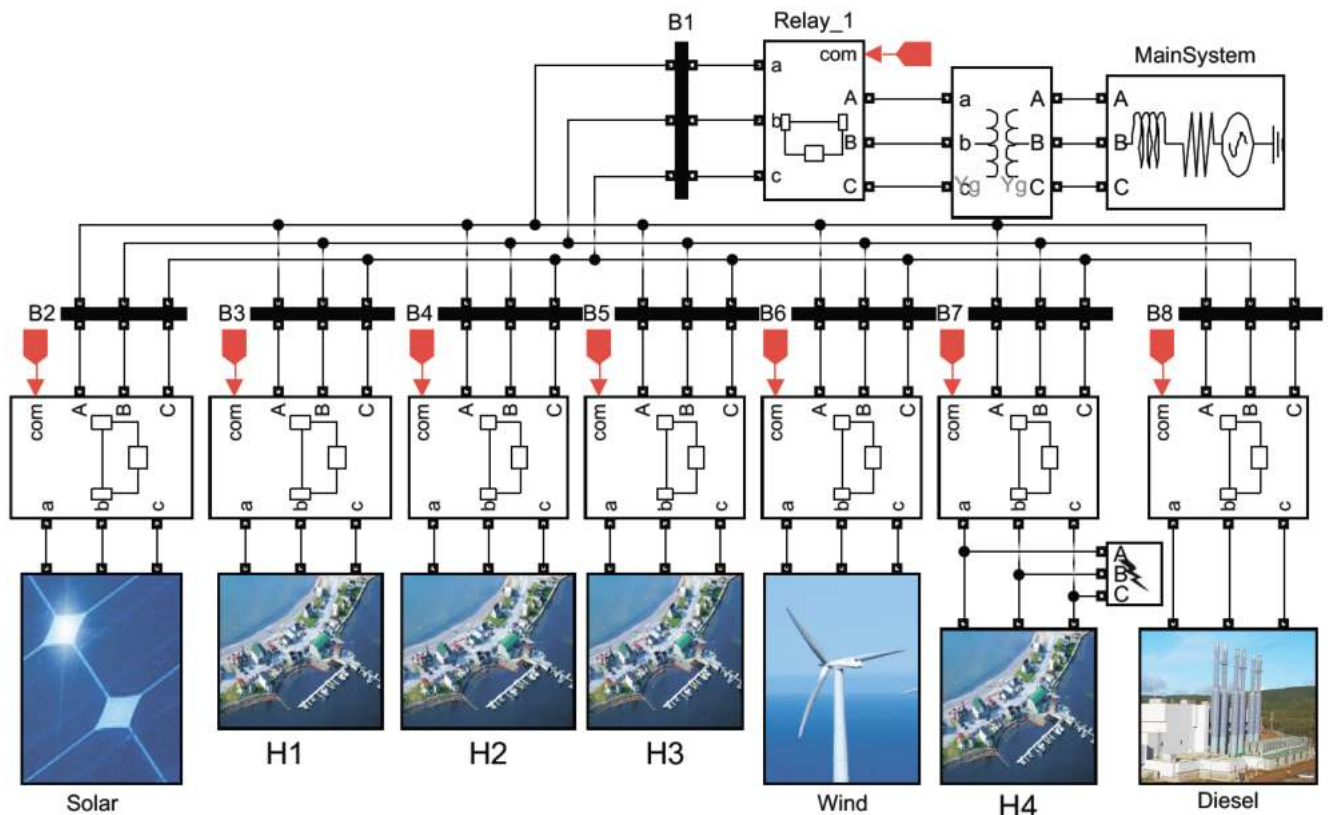


Рисунок 4.7 – Имитационная модель распределительной сети с одной ступенью селективности в *Matlab/Simulink*

Благодаря одноуровневой иерархии сети в этом моделировании, селективность в работе реле может не учитываться, следовательно, может применяться нулевая задержка времени. Предполагая небольшую удаленность объектов и маленькое сопротивление линий электропередачи, сделано допущение, что источники распределенной генерации обеспечивают максимальный вклад в ток короткого замыкания для любого участка в распределительной сети.

Результаты моделирования по разработанному сценарию для центральной энергосистемы и источников распределенной генерации представлены на рисунках 4.8 – 4.11.

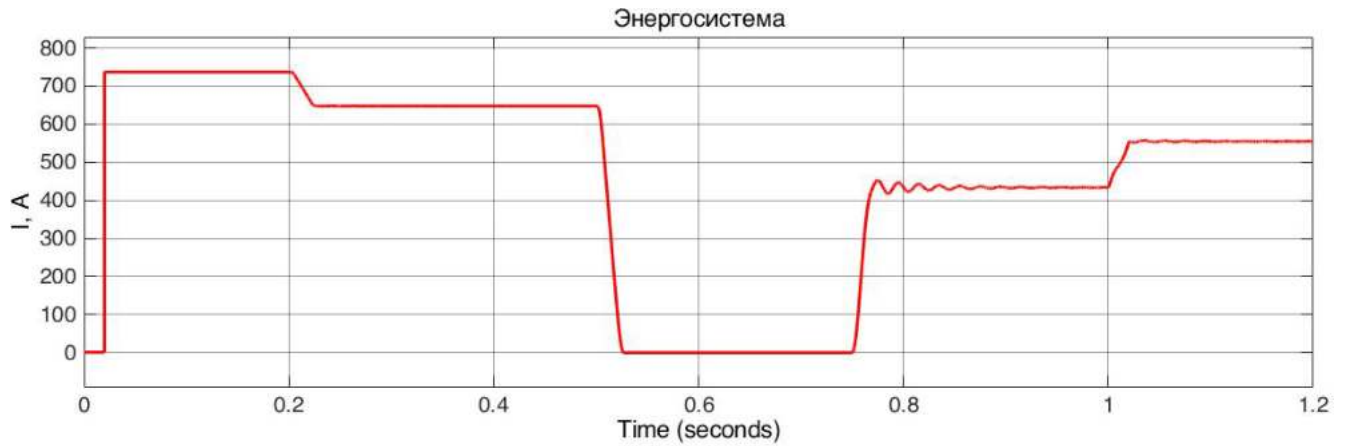


Рисунок 4.8 – Изменение тока от центральной энергосистемы при различных режимах работы электросети

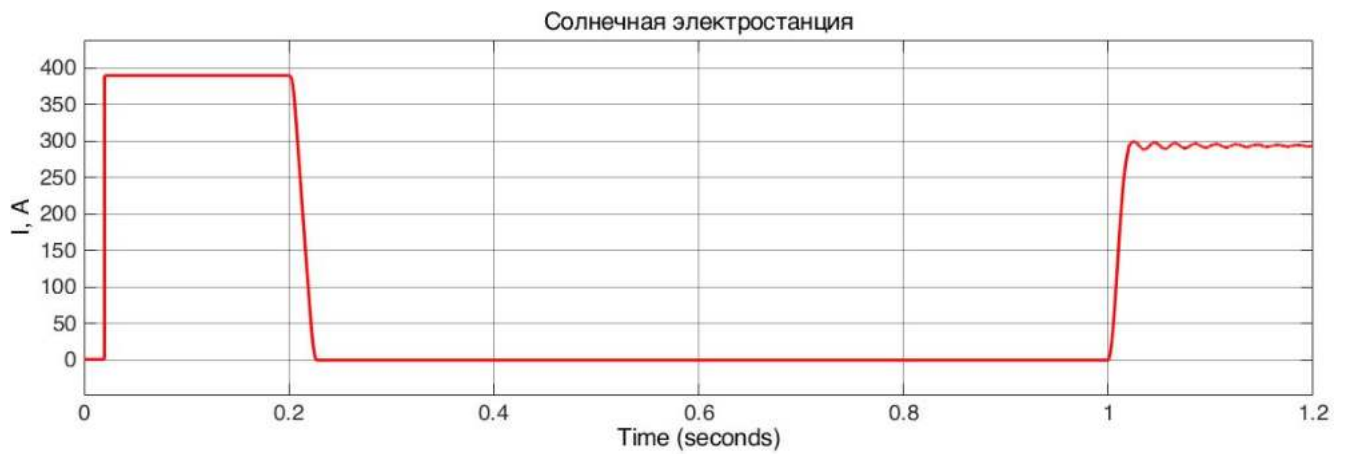


Рисунок 4.9 – Изменение тока от солнечной электростанции при различных режимах работы электросети

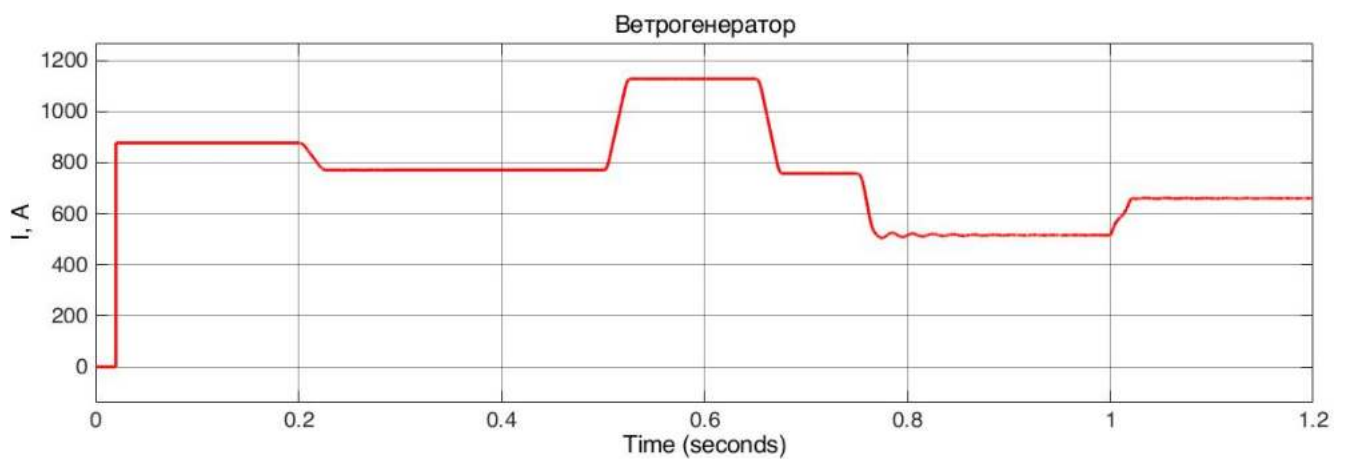


Рисунок 4.10 – Изменение тока от ветрогенератора при различных режимах работы электросети

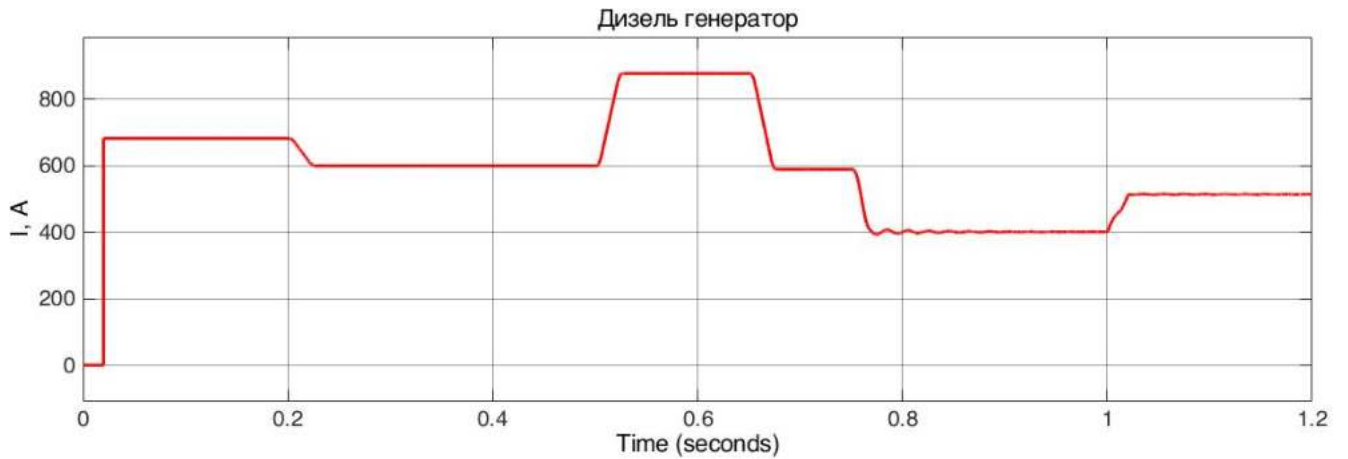


Рисунок 4.11 – Изменение тока от дизель-генератора при различных режимах работы электросети

Соответствующий уровень тока срабатывания релейной защиты, рассчитанный центральным блоком управления представлен на рисунке 4.12. Влияние работы источников распределенной генерации и режим работы электросети, наблюдается в токе срабатывания, обновляемом для токовой защиты нагрузки *H4*.

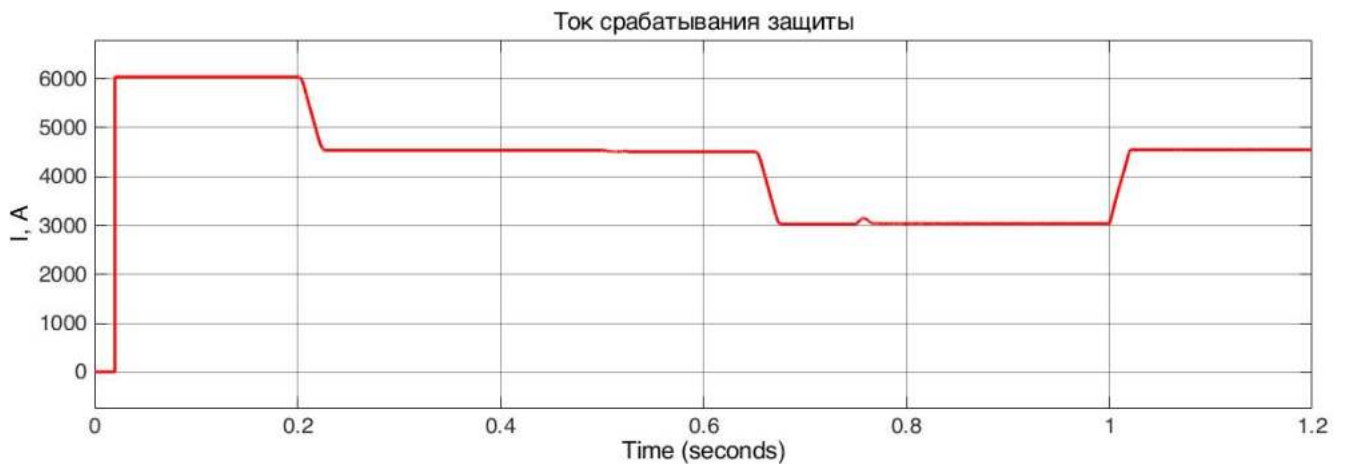


Рисунок 4.12 – Изменение рассчитанного алгоритмом тока срабатывания токовой защиты нагрузки *H4*

На рисунке 4.13 представлен график тока, потребляемого нагрузкой *H4* и момент возникновения короткого замыкания. Сравнивая величину тока срабатывания защиты на рисунке 4.12 и ток короткого замыкания в момент времени 0.65 с подтверждается адекватность работы алгоритма и отключение поврежденного участка. Ток срабатывания изменяется в соответствии с общей мощностью распределенной генерации в энергосистеме.

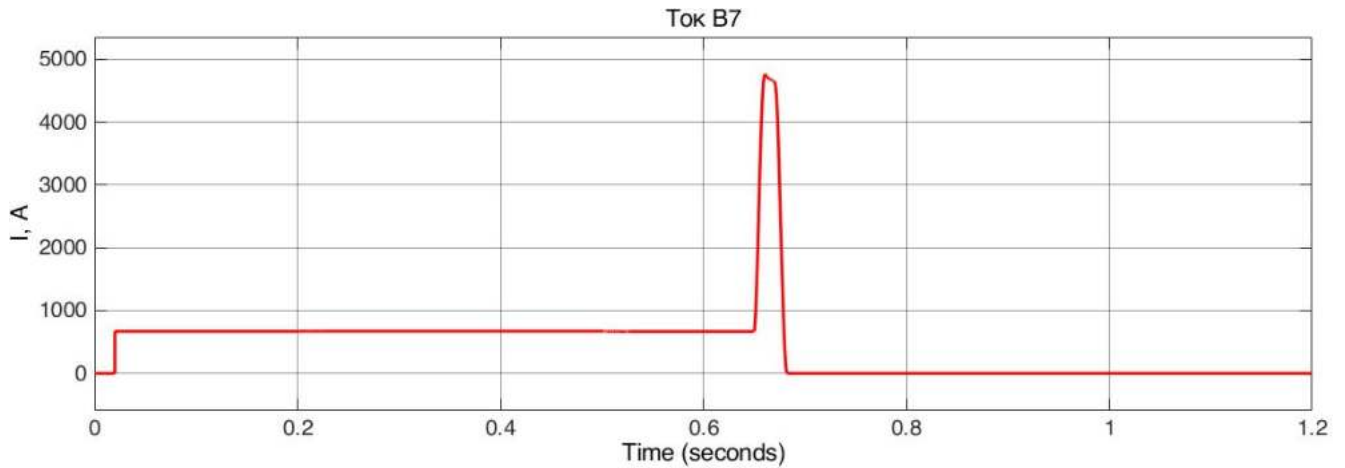


Рисунок 4.13 – Ток нагрузки $H4$ при возникновении короткого замыкания

4.4 Работа алгоритма адаптивной токовой защиты

Смоделированная распределительная сеть, представленная на рисунке 4.15 отличается от предыдущего моделирования тем, что токи короткого замыкания могут протекать в обоих направлениях и необходимым условием селективности защиты является определение потока мощности. Кроме того, необходим периодический опрос устройств с целью предварительного обнаружения изменений состояния устройств. Для этого центральный блок управления использует простой алгоритм, показанный на рисунке 4.14.

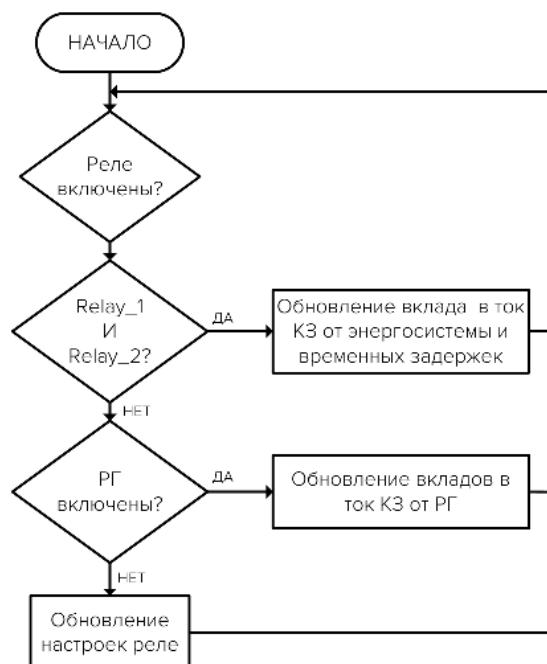


Рисунок 4.14 – Блок-схема предварительной проверки состояния устройств в распределительной сети

Особое внимание уделено выключателям *Relay_1* и *Relay_2*, так как эти выключатели определяют работает распределительная сеть автономно или параллельно с центральной энергосистемой и требуется ли перераспределение ступеней селективности токовой защиты.

Работа предложенной схемы защиты проверяется на смоделированной распределительной сети, представленной на рисунке 4.15, которая работает по заранее определенному сценарию.

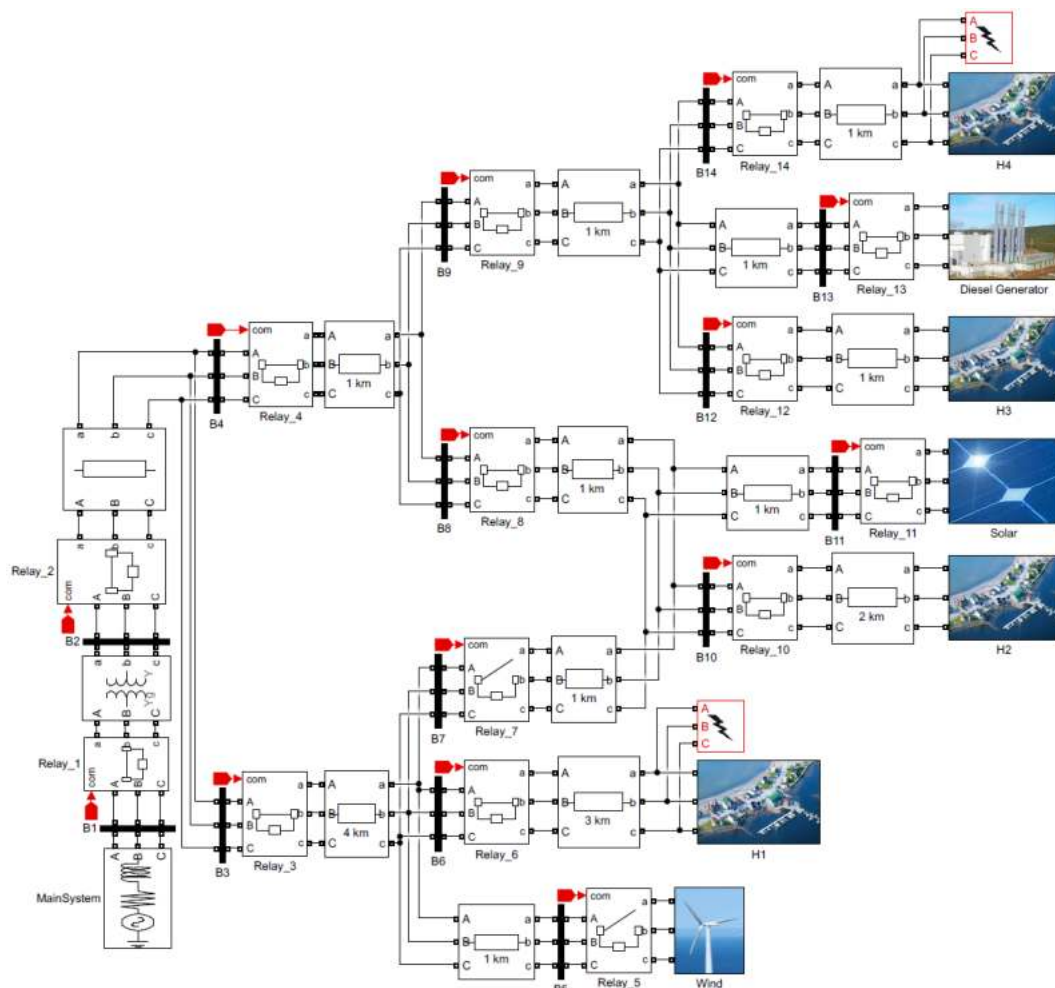


Рисунок 4.15 – Имитационная модель электросети с несколькими источниками распределенной генерации в *Matlab/Simulink*

Смоделированная имитационная модель распределительной сети включает в себя дизель и ветрогенератор подключенные к сети 6 кВ с изолированной нейтралью через повышающий трансформатор и солнечную электростанцию, подключенную через преобразователь частоты. Источники распределенной

генерации работают с контролем снижения нагрузки и отключаются, когда энергопотребление значительно снижается.

Электрическое сопротивление смоделированной линии $R=0.051 \text{ Ом/км}$ и индуктивное сопротивление $L=0.083 \text{ Ом/км}$ выбрано для всех участков, представленной имитационной модели, что соответствует одножильному медному кабелю с сечением жилы 500 мм^2 и длительно допустимому току нагрузки 1025 А .

Специально определенный сценарий применяется для демонстрации различных аспектов работы токовой защиты:

1. Распределительная сеть начинает работу с полной нагрузкой, все источники включены, и сеть работает в режиме подключения к центральной энергосистеме.
2. При $t = 0,2 \text{ с}$ происходит трехфазное короткое замыкания у нагрузки $H1$ и срабатывает токовая защита $Relay_6$ и отключает нагрузку. Из-за меньшего энергопотребления в системе ветрогенератор отключается.
3. При $t = 0,5 \text{ с}$ центральная энергосистема отключается по причине технического обслуживания, и распределительная сеть работает в автономном режиме.
4. При $t = 0,65 \text{ с}$, когда сеть работает в автономном режиме, происходит короткое замыкание у нагрузки $H4$ и срабатывает защита $Relay_14$.
5. При $t = 0, \text{ с}$ восстанавливается параллельная работа с центральной энергосистемой.
6. При $t = 1 \text{ с}$ короткие замыкания у нагрузок $H1$ и $H4$ устранены. В связи с повышенным энергопотреблением в сети ветрогенератор начинает работу.

Разработанная модель может принимать разные структуры в зависимости от состояния $Relay_7$ и $Relay_8$. В моделируемом сценарии работы $Relay_7$ разомкнут и нагрузки $H2$ подключена к вышестоящей сети через $Relay_8$. Следовательно, распределительная сеть имеет две параллельные ветви в своей структуре. Результаты изменения токов источников распределенная генерации представлены на рисунках 4.16 – 4.19.

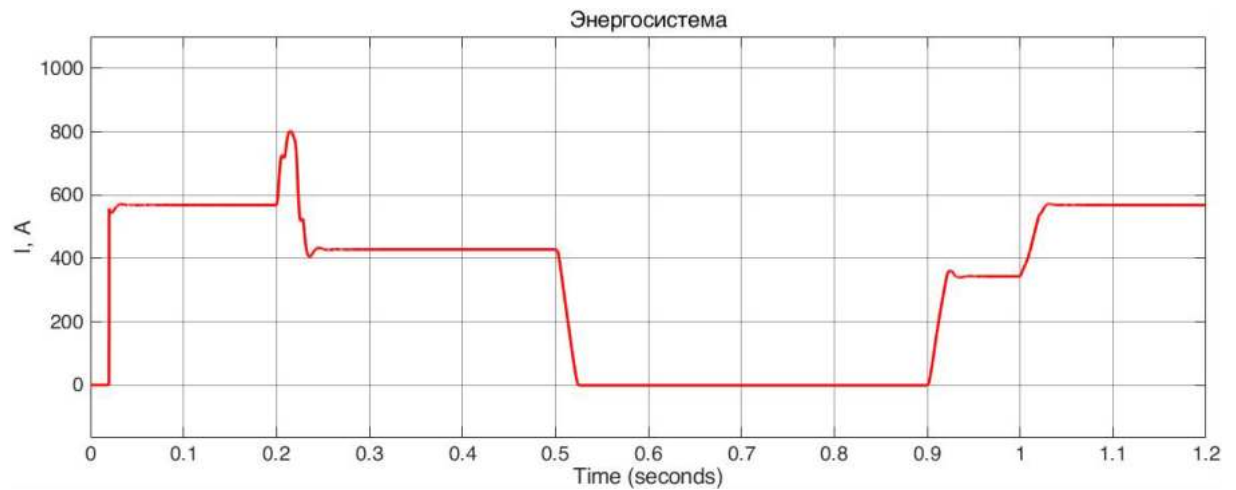


Рисунок 4.16 – Изменение тока энергосистемы согласно разработанному режиму работы электросети

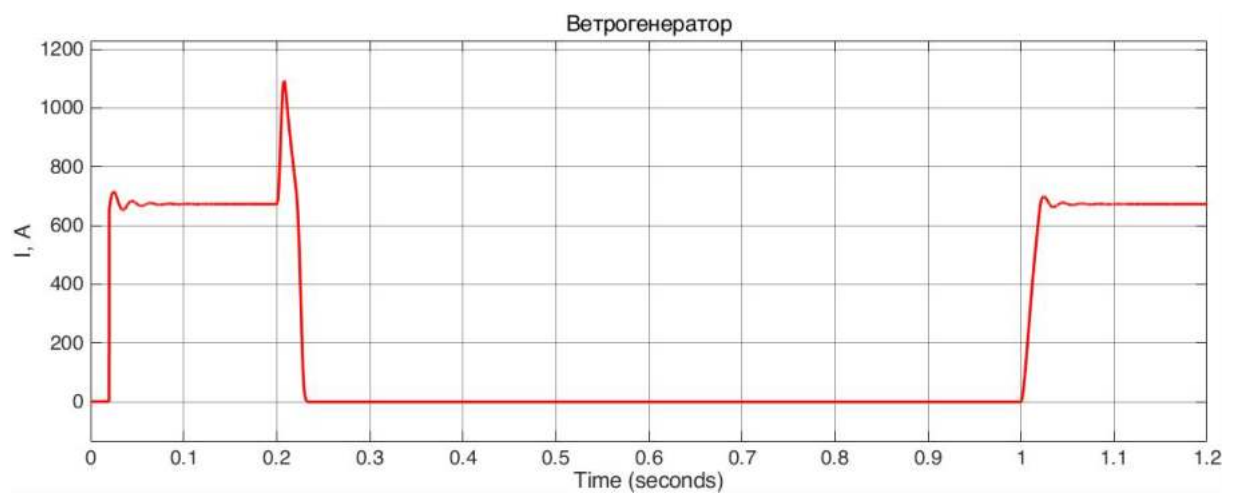


Рисунок 4.17 – Изменение тока ветрогенератора согласно разработанному режиму работы электросети

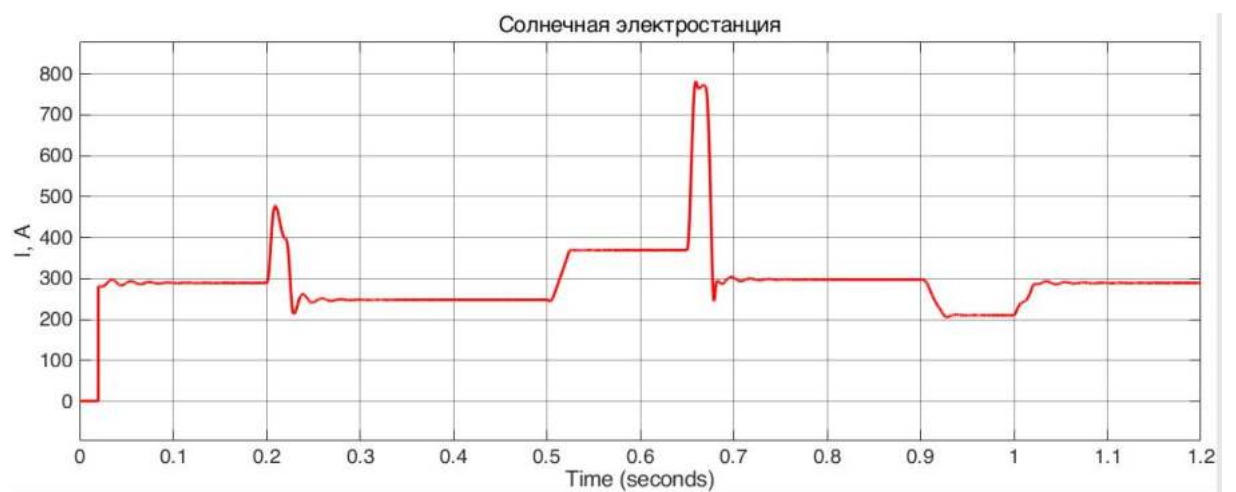


Рисунок 4.18 – Изменение тока солнечной электростанции согласно разработанному режиму работы электросети

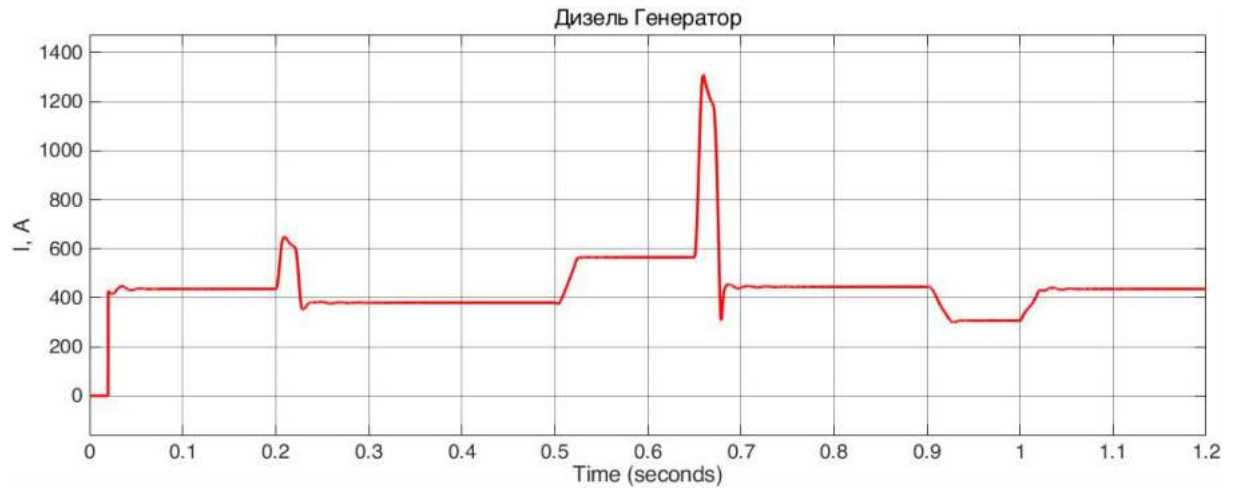


Рисунок 4.19 – Изменение тока дизель генератора согласно разработанному режиму работы электросети

На полученных графиках источников распределенной генерации наблюдается изменение токов, протекающих на различных участках электросети при изменении режима работы, что непосредственно влияет на чувствительность токовой защиты. Результаты моделирования на рисунках 4.20 и 4.21 отображают обеспечение отключения токов короткого замыкания при изменении вырабатываемой мощности за счет разработанных алгоритмов адаптивной токовой защиты.

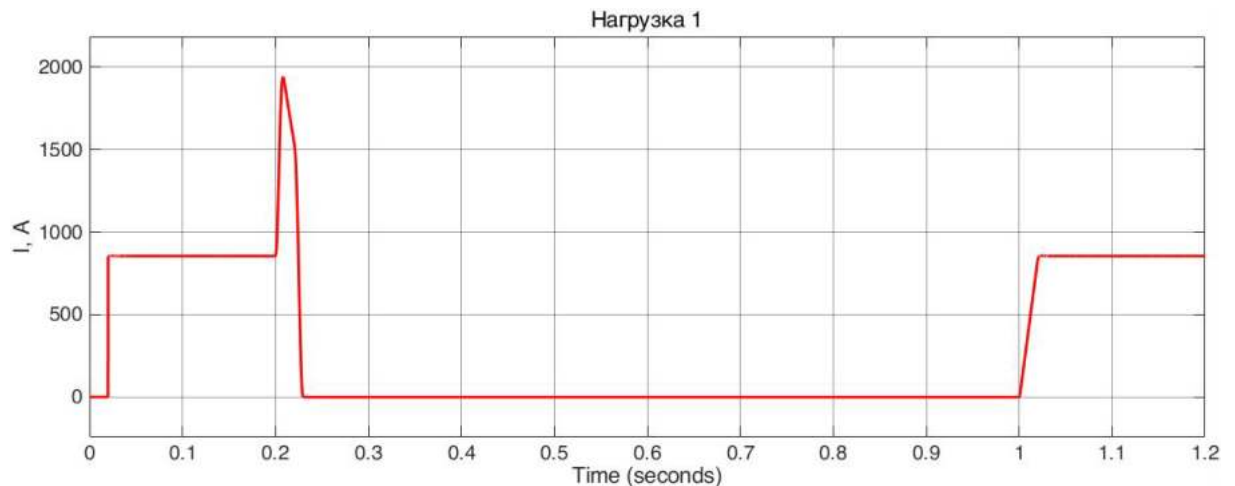


Рисунок 4.20 – Срабатывание *Relay_6* при коротком замыкании у нагрузки *H1*

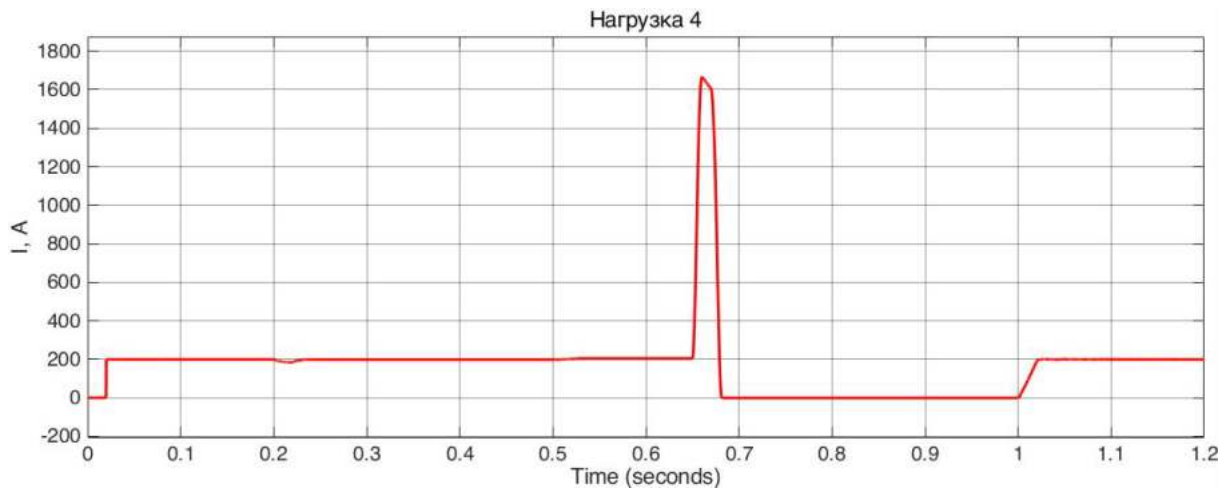


Рисунок 4.21 – Срабатывание *Relay_14* при коротком замыкании у нагрузки *H4*

Ток срабатывания максимальной токовой защиты на рисунке 4.22 при коротком замыкании у нагрузок *H1* и *H4* приблизительно одинаковый из-за небольшого отличия в параметрах линии, а, следовательно, и взаимном сопротивлении. В результате отключения ветрогенератора в момент времени 0.2с видно заметное снижение тока срабатывания, что снижает чувствительной токовой защиты для конкретного режима приблизительно на 18% по отношению к обычной системе защиты.

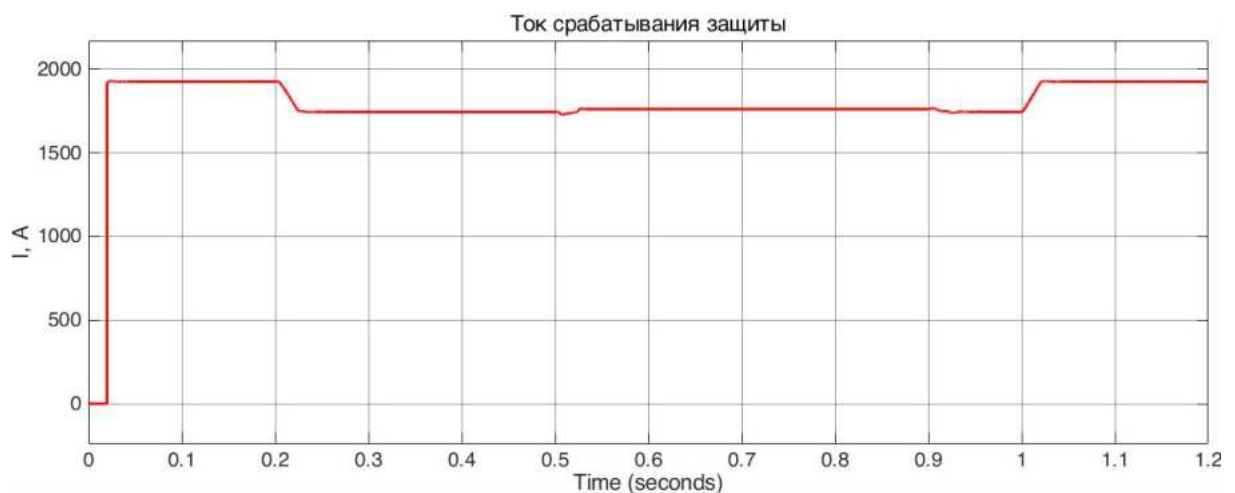


Рисунок 4.22 – Изменение тока срабатывания в соответствии с изменениями в исследуемой распределительной сети

Второй сценарий моделирования предполагает проверку определения селективности при изменении структуры распределительной сети. Для этого замыкается выключатель *Relay_7* и размыкается *Relay_4* для создания одной питающей линии.

Изменение уровней селективности реле показаны в таблице 4.7 для $t = 0с$ и в таблице 4.8 для $t = 0.5с$. Сравнение ступеней селективности конкретного реле для разных структур показывает необходимость координации селективности.

Таблица 4.7 – Определенные алгоритмом уровни селективности для первой структуры распределительной сети

	Relay_1	Relay_2	Relay_3	Relay_4	Relay_5	Relay_6	Relay_7
Статус реле	on	on	on	on	on	on	off
Уровень селективности	1	2	3	3	4	4	-
	Relay_8	Relay_9	Relay_10	Relay_11	Relay_12	Relay_13	Relay_14
Статус реле	on	on	on	on	on	on	on
Уровень селективности	4	4	5	5	5	5	5

Таблица 4.8 – Определенные алгоритмом уровни селективности для второй структуры распределительной сети

	Relay_1	Relay_2	Relay_3	Relay_4	Relay_5	Relay_6	Relay_7
Статус реле	on	on	on	off	on	on	on
Уровень селективности	1	2	3	-	4	4	4
	Relay_8	Relay_9	Relay_10	Relay_11	Relay_12	Relay_13	Relay_14
Статус реле	on	on	on	on	on	on	on
Уровень селективности	5	6	5	5	7	7	7

4.5 Выводы по четвертой главе

В главе было исследовано влияние распределенной генерации, а также различных структур и условий эксплуатации электросети. Разработанная система адаптивной токовой защиты была реализована в программной среде *Matlab/Simulink*. Работа распределительной сети выполнена с заранее

определенным сценарием, который выделяет различные аспекты предложенной схемы защиты. Полученные на модели результаты подтверждают успешную работу при различных режимах работы электросети.

В первой части главы проведено исследование изменения структуры электросети в автономном режиме и параллельной работе с центральной энергосистемой. Установлено, что мощность, обеспечиваемая центральной энергосистемой, улучшает стабильность распределительной сети при изменении её структуры, снижает нагрузку на источники распределенной генерации и отвечает за поддержание частоты сети. Кроме того, уменьшение зависимости от мощности, переходящей от генераторов соседних участков при несбалансированной нагрузке распределительной сети, позволяет обеспечивать чувствительность системы токовой защиты от коротких замыканий в требуемых пределах.

Установлено, что сбалансированное распределение потребляемой мощности между параллельными участками позволяет уменьшить влияние распределенной генерации на электросеть при работе в автономном режиме.

Разработаны блоки реализации адаптивной токовой защиты в программной среде *Matlab/Simulink* на основании алгоритмов, представленных в третьей главе.

Произведена проверка адекватности работы адаптивной токовой защиты на имитационных моделях двух топологий электросети, где осуществлялось изменение режимов работы источников электроэнергии и структуры сети.

На основании представленных результатов срабатывания токовой защиты при достижении тока уставки, изменяющегося в зависимости от относительной суммарной мощности источников электроэнергии, можно утверждать о правильной работе алгоритма. В условиях проведенного моделирования адаптивность настроек токовой защиты предотвращает снижение её чувствительности на 18% по причине снижения вырабатываемой мощности распределенной генерации. Таким образом логично утверждать, что предотвращение снижения чувствительности будет иметь место при любых параметрах в сетях с распределенной генерацией.

Эффективность применения разработанных алгоритмов адаптивной токовой защиты в составе электротехнического комплекса доказывается результатами имитационного моделирования, адекватно отражающими срабатывание токовой защиты от коротких замыканий в различных режимах работы электросети.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате решения актуальной научно-технической задачи по обеспечению чувствительности и селективности токовой защиты электротехнического комплекса в сетях с распределенной генерацией энергии малой мощности решены следующие задачи:

1. Анализ методик построения токовой защиты традиционных электросетей показал, что внедрение распределенной генерации оказывает существенное влияние на основную и резервную защиту электросети. На основе имитационного моделирования выявлено снижение чувствительности токовой защиты дальнего резервирования, ложное срабатывание защиты при коротком замыкании на параллельном участке, нарушение селективности при изменении топологии электросети. Для конкретного примера снижение чувствительности достигает 73% в диапазоне мощности от 1 до 3 МВт и ещё на 27% при увеличении мощности до 6 МВт по отношению к настройкам срабатывания токовой защиты без распределенной генерации.

2. Определена зона подключения источника распределенной генерации к фидеру, в которой осуществляется максимальное влияние на токовую защиту дальнего резервирования. Предложены рекомендации по определению относительного местоположения распределенной генерации, позволяющие минимизировать ложные срабатывания защиты исправного участка.

3. Получена зависимость вклада в ток короткого замыкания центральной энергосистемы от изменения мощности распределенной генерации, возникающей по причине изменения режима работы возобновляемых источников электроэнергии.

4. Разработаны компьютерные модели токовой защиты и распределительной электросети с изолированной нейтралью в программной среде *Matlab/Simulink* для исследования аварийных режимов работы электротехнического комплекса на основе энергосистемы с распределенной генерацией электроэнергии.

5. Разработан алгоритм определения последовательности срабатывания реле и назначения ступеней селективности, который анализирует электросеть в соответствии с теорией графов. Алгоритм определяет кратчайшие пути от источника к нагрузке для любой структуры сети, учитывает добавление новых устройств и автоматически рассчитывает задержку времени срабатывания токовых реле.

6. Разработан алгоритм для расчета токов короткого замыкания в электросетях с распределенными источниками электроэнергии в условиях вариативной структуры электросети, определяющий взаимные сопротивления до места короткого замыкания, на основании которых, рассчитывается суммарный вклад каждого источника в ток короткого замыкания путем пересчета матрицы начальной структуры электросети для каждого источника. Разработана программа для ЭВМ и получено свидетельство о ее государственной регистрации № 2020613822 «Программа для расчета токов короткого замыкания в сетях с распределенными источниками энергии».

7. Разработана адаптивная система токовой защиты способная следить за изменениями, происходящими в распределительной сети, приспосабливаться к расширению сети и корректировать необходимые настройки. В условиях проведенного моделирования адаптивность настроек токовой защиты предотвращает снижение её чувствительности на 18% по причине снижения вырабатываемой мощности распределенной генерации.

8. Получен акт о внедрении результатов исследований в образовательный процесс Санкт-Петербургского горного университета и справка о применение результатов исследований в производственную деятельность ООО «Невский машиностроитель».

9. Перспективы дальнейших исследований состоят: в расширение знаний о влиянии распределенной генерации на качество электроэнергии; согласованности разработанных алгоритмов с другими видами защит; разработка алгоритмов частичной децентрализации адаптивной защиты электротехнических комплексов с распределенной генерацией.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович, Б.Н. Токовая защита электрических сетей от однофазных замыканий на землю инвариантного действия [Электронный ресурс] / Б.Н. Абрамович, А.Е. Козярук, Д.Н. Пеленев. – Санкт-Петербургский горный университет, 2017. – С. 206–212. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=36507172> (дата обращения: 17.08.2020).
2. Абрамович, Б.Н. Устройство защиты электрических сетей от однофазных замыканий на землю [Электронный ресурс] / Б.Н. Абрамович, Ю.Л. Жуковский, Д.Н. Пеленев. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37388427> (дата обращения: 17.08.2020).
3. Беляев, А.В. Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики (Часть 1) / А.В. Беляев. – 6-е изд. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2010. – 84 с.
4. Беркович, М.А. Автоматика энергосистем: Учеб. для техникумов / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.
5. Богдан, А. Адаптивная резервная токовая защита тупиковых линий с ответвлениями / А. Богдан, М. Клецель, К. Никитин // Электричество. – 1991. – Т. 2 – С. 51–55.
6. Вольдек, А.И. Электрические машины. Машины переменного тока: по направлению подгот. «Электротехника, электромеханика и электротехнологии» и «Электроэнергетика» / А.И. Вольдек, В.А. И. – Издательский дом «Питер», 2008. – 350 с.
7. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ, ГОСТ от 21 октября 1993 года №28249-93 [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200004630> (дата обращения: 10.12.2018).
8. ГОСТ ИЕС 60255-1-2014 Реле измерительные и защитное оборудование. Часть 1. Общие требования (с Поправкой), ГОСТ от 30 октября 2014 года

- №IEC 60255-1-2014 [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200114178> (дата обращения: 18.08.2020).
9. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя [Электронный ресурс] / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. – Электс-КМ, 205н. э. – 408 с. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=19573782> (дата обращения: 17.08.2020).
 10. Дьяков, А.Ф. Приоритеты расставлены / А.Ф. Дьяков // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2010. – № №1 – С. 16–22.
 11. Илюшин, П. Подходы к решению задач РЗА и ПА при подключении к электрической сети объектов распределенной генерации / П. Илюшин // Релейщик. – 2014. – № 4 – С. 52.
 12. Илюшин, П.В. Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей / П.В. Илюшин, П.В. Чусовитин // Релейная защита и автоматизация. – Общество с ограниченной ответственностью "Рекламно-издательский центр ...", 2014. – № 4 – С. 16–23.
 13. Клецель, М. Резервная защита линий, реагирующая на разность модулей токов фаз и их приращения / М. Клецель, К. Никитин // Электричество. – 1993. – Т. 10 – С. 23–26.
 14. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. Приложение №1 к протоколу Правления ПАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр // Релейщик. – 2015. – С. 49.
 15. Лямец, Ю. Распознаваемость повреждений электропередачи. Ч. 1. Распознаваемость места повреждения / Ю. Лямец, Г. Нудельман, А. Павлов, Е. Ефимов, Я. Законьшек // Электричество. – 2001. – № 2 – С. 16–23.
 16. Миролубова, Е. Тенденции генерирующего сектора энергетики / Е. Миролубова // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2010. – № №2(12) – С. 12–14.
 17. Нагай, В.И. Совершенствование направленных максимально-токовых защит для дальнего резервирования радиальных воздушных линий с

- трансформаторами на ответвлениях / В.И. Нагай, К.В. Чижов, С.В. Сарры, М.М. Котлов, Г.Г. Олышанский // Электрические Станции. – Научно-техническая фирма «Энергопрогресс», 1998. – № 11 – С. 39–43.
18. Нагай, В.И. Защиты дальнего резервирования промежуточных подстанций радиальных воздушных линий / В.И. Нагай // Электричество. – 2002. – № 4 – С. 2–7.
 19. Нагай, В.В. Оценка селекции режимов продольно-поперечной несимметрии в электрических распределительных сетях с эффективно-заземленной нейтралью / В.В. Нагай // Известия Высших Учебных Заведений. Электромеханика. – Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2004. – № 3 – С. 51–54.
 20. Нагай, В. Адаптивные измерительные органы аварийных составляющих резервных защит электрических распределительных сетей / В. Нагай, В. Нагай, И. Нагай // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: материалы междунар. науч.-техн. конф./Науч.-инж. инф. агенство. М. – 2009. – С. 134–140.
 21. Нагай, В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей [Электронный ресурс] / В.И. Нагай. – Энергоатомиздат. – 312 с. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=35381506> (дата обращения: 17.08.2020).
 22. Новосёлова, О. Малая генерация – путь к «интеллектуальным» энергосистемам / О. Новосёлова. – 2011. – № 5 – С. 20–21.
 23. Нудельман, Г.С. Направления научных исследований в области релейной защиты и автоматики / Г.С. Нудельман, А.В. Жуков, Д.Б. Гвоздев // Релейщик. – 2014. – № №4(20) – С. 16–18.
 24. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году. – М.: ОАО «СО ЕЭС». – С. 36.
 25. Пеленев, Д.Н. Система автоматической коррекции селективности действия защиты от однофазных замыканий на землю распределительных сетей 6-35 кВ предприятий минерально-сырьевого комплекса [Электронный ресурс] / Д.Н. Пеленев, Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев // Горное Оборудование И

- Электромеханика. – Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 2017. – № 1 (128). URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=28383908> (дата обращения: 17.08.2020).
26. Перминов, Э.М. Возобновляемая энергетика неисчерпаема и необходима / Э.М. Перминов // Энергия единой сети. – 2010. – № №3 – С. 56–63.
 27. Постановление Правительства РФ от 27.09.2018 N 1145 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=307870&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.6867528641118181#07852402309797871> (дата обращения: 12.07.2020).
 28. Правила устройства электроустановок. – 6-е, 7-е изд. – СПб.: ДЕАН, 2015.
 29. Смирнов, А.И. Мониторинг оценки показателей качества электрической энергии [Электронный ресурс] / А.И. Смирнов, Я.Э. Шклярский // Современная Наука И Практика. – Бельский Алексей Анатольевич, 2016. – № 8 (13). URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=27173752> (дата обращения: 10.10.2020).
 30. Смирнов, А.И. Влияние распределенной генерации на чувствительность токовой защиты [Электронный ресурс] / А.И. Смирнов // Известия Тульского Государственного Университета. Технические Науки. – Тульский государственный университет, 2020. – № 6. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43145663> (дата обращения: 28.08.2020).
 31. Смирнов, А.И. Структура токовой защиты распределительной сети на основе алгоритма поиска кратчайшего пути [Электронный ресурс] / А.И. Смирнов, Я.Э. Шклярский // Известия Тульского Государственного Университета. Технические Науки. – Тульский государственный университет, 2020. – № 5. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=42983111> (дата обращения: 28.08.2020).
 32. Улахович, Д.А. Основы теории линейных электрических цепей / Д.А. Улахович. – БХВ-Петербург, 2009. – 794 с.

33. Файбисовича, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
34. Федеральный закон от 27.12.2019 N 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон „Об электроэнергетике“ в части развития микрогенерации» - КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=341801&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.374098180878208#048916544210471824> (дата обращения: 12.07.2020).
35. Хачатуров, А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах / А.А. Хачатуров. – Энергия, 1977. – 176 с.
36. Шабад, М.А. Максимальная токовая защита / М.А. Шабад // Энергоатомиздат. – 1991. – С. 96.
37. Шклярский, А.Я. Диагностика электродвигателей в нестационарных условиях работы [Электронный ресурс] / А.Я. Шклярский, А.И. Смирнов. – Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 2018. – С. 336.1-336.4. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36931947> (дата обращения: 28.08.2020).
38. Шуин, В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков // НТФ «Энергопресс», «Энергетик». – 2001. – С. 104.
39. Abarrategui, O. Comparative Analysis of Islanding Detection Methods in Networks with DG / O. Abarrategui, I. Zamora, M.D. Larruskain // CIRED. – 2007.
40. Ackermann, T. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects / T. Ackermann, V. Knyazkin // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. – Yokohama: IEEE, 2002. – Vol. 2 – P. 1357–1362. DOI:10.1109/TDC.2002.1177677.
41. Al-Emadi, N.A. Synchrophasor-based backup distance protection of multi-terminal transmission lines / N.A. Al-Emadi, A. Ghorbani, H. Mehrjerdi // IET Generation,

- Transmission & Distribution. – IET Digital Library, 2016. – Vol. 10 – № 13 – P. 3304–3313. DOI:10.1049/iet-gtd.2016.0223.
42. Anderson, P.M. Power System Control and Stability / P.M. Anderson, A.A. Fouad. – Iowa State, 1977.
 43. Anderson, P.M. Power system protection / P.M. Anderson. – Wiley, 1998.
 44. Andrade, V.D. Typical expected values of the fault resistance in power systems / V.D. Andrade, E. Sorrentino // 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA). – IEEE, 2010. – P. 602–609. DOI:10.1109/TDC-LA.2010.5762944.
 45. Baran, M. Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators / M. Baran, I. El-Markabi // IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004. – IEEE, 2004. – P. 1399–1403. DOI:10.1109/PSCE.2004.1397672.
 46. Barker, P.P. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems / P.P. Barker, R.W. De Mello // 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134). – IEEE, 2000. – Vol. 3 – P. 1645–1656. DOI:10.1109/PESS.2000.868775.
 47. Barnes, M. Real-World MicroGrids-An Overview / M. Barnes, J. Kondoh, H. Asano, J. Oyarzabal, G. Ventakaramanan, R. Lasseter, N. Hatziaargyriou, T. Green // 2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering. – IEEE, 2007. – P. 1–8. DOI:10.1109/SYSOSE.2007.4304255.
 48. Bauer, L. Siemens SWT-6.0-154 - 6,00 MW - Wind turbine [Электронный ресурс] / L. Bauer. URL: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/657-siemens-swt-6.0-154> (accessed: 18.08.2020).
 49. Biswas, S. A communication based infeed correction method for distance protection in distribution systems / S. Biswas, V. Centeno // 2017 North American Power Symposium. – IEEE, 2017. – P. 1–5. DOI:10.1109/NAPS.2017.8107226.
 50. Bo, Z. Overcurrent Relay based Integrated Protection Scheme for Distribution Systems / Z. Bo, J. He, X. Dong, B. J Counce, A. Klimek // 2006 International

- Conference on Power System Technology. – IEEE, 2006. – P. 1–6. DOI:10.1109/ICPST.2006.321440.
51. Bolandi, T.G. Impedance-Differential Protection: A New Approach to Transmission-Line Pilot Protection / T.G. Bolandi, H. Seyedi, S.M. Hashemi, P.S. Nezhad // IEEE Transactions on Power Delivery: IEEE Transactions on Power Delivery. – 2015. – T. 30 – № 6 – C. 2510–2518. DOI:10.1109/TPWRD.2014.2387689.
 52. Boljevic, S. Fault current level issues for urban distribution network with high penetration of distributed generation / S. Boljevic, M. Conlon // 2009 6th International Conference on the European Energy Market. – IEEE, 2009. – P. 1–6. DOI:10.1109/EEM.2009.5311425.
 53. Brahma, S.M. Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation / S.M. Brahma, A.A. Girgis // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2004. – Vol. 19 – № 1 – P. 56–63. DOI:10.1109/TPWRD.2003.820204.
 54. Casagrande, E. Data mining approach to fault detection for isolated inverter-based microgrids / E. Casagrande, W.L. Woon, H.H. Zeineldin, N.H. Kan'an // IET Generation, Transmission & Distribution. – IET Digital Library, 2013. – Vol. 7 – № 7 – P. 745–754. DOI:10.1049/iet-gtd.2012.0518.
 55. Celli, G. An innovative transient-based protection scheme for mv distribution networks with distributed generation / G. Celli, F. Pilo, F. Pilo. – IET Digital Library, 2008. – P. 285–290. DOI:10.1049/cp:20080051.
 56. Chen Zhongren Single-phase grounding fault identification and fault line selection for compensation grid / Chen Zhongren, Li Weibo, Huang Jian // Proceedings of The 7th International Power Electronics and Motion Control Conference: Proceedings of The 7th International Power Electronics and Motion Control Conference. – 2012. – T. 3 – C. 2290–2293. DOI:10.1109/IPEMC.2012.6259205.
 57. Chilvers, I.M. The use of 11 kV distance protection to increase generation connected to the distribution network / I.M. Chilvers // Eighth IEE International

- Conference on Developments in Power System Protection. – IEE, 2004. – Vol. 2004 – P. 551–554. DOI:10.1049/cp:20040183.
58. Chilvers, I. Distance relaying of 11 kV circuits to increase the installed capacity of distributed generation / I. Chilvers, N. Jenkins, P. Crossley // IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution. – 2005. – Vol. 152 – № 1 – P. 40. DOI:10.1049/ip-gtd:20041205.
 59. Coster, E.J. Distribution grid operation including distributed generation / E.J. Coster // Eindhoven University of Technology, Netherlands. – 2010.
 60. Currie, R.A.F. Fundamental research challenges for active management of distribution networks with high levels of renewable generation / R.A.F. Currie, G.W. Ault, C.E.T. Foote, G.M. Burt, J.R. McDonald // 39th International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2004 - Conference Proceedings. – 2004.
 61. Dao Van Tu Maintaining the reach of protective devices in distribution system with penetration of distributed generation / Dao Van Tu, S. Chaitusaney // The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011: The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011. – 2011. – C. 696–699. DOI:10.1109/ECTICON.2011.5947935.
 62. Dewadasa, M. Line protection in inverter supplied networks / M. Dewadasa, A. Ghosh, G. Ledwich // 2008 Australasian Universities Power Engineering Conference: 2008 Australasian Universities Power Engineering Conference. – 2008. – P. 1–6.
 63. Dewadasa, M. An inverse time admittance relay for fault detection in distribution networks containing DGs / M. Dewadasa, A. Ghosh, G. Ledwich // TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference: TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference. – 2009. – P. 1–6. DOI:10.1109/TENCON.2009.5396204.

64. Dewadasa, M. Protection of microgrids using differential relays / M. Dewadasa, A. Ghosh, G. Ledwich // 2011 21st Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2011. – 2011.
65. Divya, K.C. Battery energy storage technology for power systems—An overview / K.C. Divya, J. Østergaard // Electric Power Systems Research. – 2009. – Vol. 79 – № 4 – P. 511–520. DOI:10.1016/j.epsr.2008.09.017.
66. Doyle, M.T. Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection / M.T. Doyle // IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. – IEEE, 2002. – Vol. 1 – P. 103–105. DOI:10.1109/PSS.2002.1043186.
67. Druml, G. Fast selective earth fault localization using the new fast pulse detection method / G. Druml, C. Raunig, P. Schegner, L. Fickert. – IET Digital Library, 2013. – P. 1092–1092. DOI:10.1049/cp.2013.1068.
68. Eissa, M.M. Ground Distance Relay Compensation Based on Fault Resistance Calculation / M.M. Eissa // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2006. – Vol. 21 – № 4 – P. 1830–1835. DOI:10.1109/TPWRD.2006.874621.
69. Ei-Tamaly, H.H. A new technique for setting calculation of digital distance relays / H.H. Ei-Tamaly, A.H.M. El-sayed // Proceedings of the 11th International Middle East Power Systems Conference, MEPCON'2006. – 2006.
70. Elkhatib, M.E. Communication-assisted impedance-based microgrid protection scheme / M.E. Elkhatib, A. Ellis // 2017 IEEE Power Energy Society General Meeting: 2017 IEEE Power Energy Society General Meeting. – 2017. – C. 1–5. DOI:10.1109/PESGM.2017.8274206.
71. Etxegarai, A. Analysis of remote islanding detection methods for distributed resources / A. Etxegarai, P. Eguía, I. Zamora // Renewable Energy and Power Quality Journal. – 2011. – P. 1142–1147. DOI:10.24084/repqj09.580.
72. Fan, Q. The Algorithm Research of Detecting Single-Phase-to-Ground Fault Line on Distribution Network with Distributed Generation / Q. Fan, K. Huang, Y. Xiao, M.-M. Xu, J.-G. Chen, W. Gu // 2015 International Conference on Computer Science and Applications (CSA): 2015 International Conference on Computer

- Science and Applications (CSA). – 2015. – C. 99–104. DOI:10.1109/CSA.2015.50.
73. Filomena, A.D. Ground Distance Relaying With Fault-Resistance Compensation for Unbalanced Systems / A.D. Filomena, R.H. Salim, M. Resener, A.S. Bretas // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2008. – Vol. 23 – № 3 – P. 1319–1326. DOI:10.1109/TPWRD.2007.909210.
 74. Funmilayo, H.B. An approach to mitigate the impact of distributed generation on the Overcurrent Protection scheme for radial feeders / H.B. Funmilayo, K.L. Butler-Purry // 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. – IEEE, 2009. – P. 1–11. DOI:10.1109/PSCE.2009.4840233.
 75. Gao, J. Fault line detection based on cross correlation coefficient for distribution network with DG / J. Gao, Q. Cheng, X. Wang, F. Tan, Y. Zhang, D. Yu // 2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED). – IEEE, 2016. – P. 1–5. DOI:10.1109/CICED.2016.7576321.
 76. Gilbert, M. Renewable and Efficient Electric Power Systems / M. Gilbert. – 2004. – T. 75 – C. 76.
 77. Hadjsaid, N. Dispersed generation impact on distribution networks / N. Hadjsaid, J.-F. Canard, F. Dumas // IEEE Computer Applications in Power. – 1999. – Vol. 12 – № 2 – P. 22–28. DOI:10.1109/67.755642.
 78. Haj-ahmed, M.A. The Influence of Inverter-Based DGs and Their Controllers on Distribution Network Protection / M.A. Haj-ahmed, M.S. Illindala // IEEE Transactions on Industry Applications: IEEE Transactions on Industry Applications. – 2014. – T. 50 – № 4 – C. 2928–2937. DOI:10.1109/TIA.2013.2297452.
 79. Haron, A.R. Coordination of Overcurrent, Directional and Differential Relays for the Protection of Microgrid System / A.R. Haron, A. Mohamed, H. Shareef // Procedia Technology. – 2013. – Vol. 11 – P. 366–373. DOI:10.1016/j.protcy.2013.12.204.
 80. Hsieh, S.-C. Adaptive Relay Setting for Distribution Systems Considering Operation Scenarios of Wind Generators / S.-C. Hsieh, C.-S. Chen, C.-T. Tsai, C.-

- T. Hsu, C.-H. Lin // IEEE Transactions on Industry Applications: IEEE Transactions on Industry Applications. – 2014. – T. 50 – № 2 – C. 1356–1363. DOI:10.1109/TIA.2013.2274613.
81. Hu, Y. Analysis of the Shortest Repaired Path of Distribution Network Based on Dijkstra Algorithm / Y. Hu, Z. Chang, L. Sun, Y. Wang // 2009 International Conference on Energy and Environment Technology. – IEEE, 2009. – P. 73–76. DOI:10.1109/ICEET.2009.254.
 82. Huang, W. An Impedance Protection Scheme for Feeders of Active Distribution Networks / W. Huang, T. Nengling, X. Zheng, C. Fan, X. Yang, B.J. Kirby // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2014. – Vol. 29 – № 4 – P. 1591–1602. DOI:10.1109/TPWRD.2014.2322866.
 83. Huang, W. Protection scheme for active distribution networks using positive-sequence components / W. Huang, N. Tai, Ke Li, X. Zheng, Shi Chen // 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting: 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting. – 2015. – C. 1–5. DOI:10.1109/PESGM.2015.7286368.
 84. Hydro-Quebec SimPowerSystem / Hydro-Quebec // Mathworks User's Guide. – 2012.
 85. Idris, M.H. Adaptive Mho type distance relaying scheme with fault resistance compensation / M.H. Idris, M.S. Ahmad, A.Z. Abdullah, S. Hardi // 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO). – IEEE, 2013. – P. 213–217. DOI:10.1109/PEOCO.2013.6564545.
 86. Imulauer, K. Market and business chances in the EU in the field of renewable energies and energi efficiency / K. Imulauer, R. Pera, S. Bartels, S. Brandes // INT^{TE}LEC 07 - 29th International Telecommunications Energy Conference. – IEEE, 2007. – P. 477–480. DOI:10.1109/INTLEC.2007.4448825.
 87. Ivanchenko, D. Simulation of Interwire Short Circuits in Transformer Windings by Means of Simulink MATLAB / D. Ivanchenko, A. Smirnov // 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIconRus). – IEEE, 2019. – P. 977–980. DOI:10.1109/EIconRus.2019.8657097.

88. Ivanchenko, D. Identification of interturn faults in power transformers by means of generalized symmetrical components analysis / D. Ivanchenko, A. Smirnov // E3S Web of Conferences / ed. by N. Vatin, P. Zunino, E. Vdovin. – 2019. – Vol. 140 – P. 04007. DOI:10.1051/e3sconf/201914004007.
89. Javadian, S.A.M. Implementation of a New Protection Scheme on a Real Distribution System in Presence of DG / S.A.M. Javadian, M.-R. Haghifam // 2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference: 2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference. – 2008. – C. 1–7. DOI:10.1109/ICPST.2008.4745215.
90. Jayawarna, N. Operating MicroGrid Energy Storage Control during Network Faults / N. Jayawarna, C. Jones, M. Barnes, N. Jenkins // 2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering: 2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering. – 2007. – C. 1–7. DOI:10.1109/SYSOSE.2007.4304254.
91. Jecu, C. Protection scheme based on non communicating relays deployed on MV distribution grid / C. Jecu, B. Raison, R. Caire, P. Alibert, P. Deschamps, O. Chilard, S. Grenard // 2013 IEEE Grenoble Conference. – IEEE, 2013. – P. 1–6. DOI:10.1109/PTC.2013.6652310.
92. Jenkins, N. Distributed Generation / N. Jenkins, J.B. Ekanayake, G. Strbac // Electric Power Distribution Handbook, Second Edition. – CRC Press, 2014. – P. 797–850. DOI:10.1201/b16747-16.
93. Jia, K. Ground Fault Location Using the Low-Voltage-Side Recorded Data in Distribution Systems / K. Jia, Z. Ren, T. Bi, Q. Yang // IEEE Transactions on Industry Applications: IEEE Transactions on Industry Applications. – 2015. – T. 51 – № 6 – C. 4994–5001. DOI:10.1109/TIA.2015.2425358.
94. Jin, L. Fault analysis of microgrid and adaptive distance protection based on complex wavelet transform / L. Jin, M. Jiang, G. Yang // 2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition. – IEEE, 2014. – P. 360–364. DOI:10.1109/PEAC.2014.7037882.

95. Jin, T. Fault location method for distribution lines with distributed generators based on a novel hybrid BPSOGA / T. Jin, H. Li // IET Generation, Transmission & Distribution. – IET Digital Library, 2016. – Vol. 10 – № 10 – P. 2454–2463. DOI:10.1049/iet-gtd.2015.1262.
96. Kauhaniemi, K. Impact of distributed generation on the protection of distribution networks / K. Kauhaniemi // Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection. – IEE, 2004. – Vol. 2004 – P. 315–318. DOI:10.1049/cp:20040126.
97. Khamis, A. A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems / A. Khamis, H. Shareef, E. Bizkevelci, T. Khatib // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2013. – Vol. 28 – P. 483–493. DOI:10.1016/j.rser.2013.08.025.
98. Korres, G.N. A hybrid method for observability analysis using a reduced network graph theory / G.N. Korres, P.J. Katsikas // IEEE Transactions on Power Systems. – 2003. – Vol. 18 – № 1 – P. 295–304. DOI:10.1109/TPWRS.2002.807072.
99. Kumar, D.S. A Fast and Scalable Protection Scheme for Distribution Networks With Distributed Generation / D.S. Kumar, D. Srinivasan, T. Reindl // IEEE Transactions on Power Delivery: IEEE Transactions on Power Delivery. – 2016. – T. 31 – № 1 – C. 67–75. DOI:10.1109/TPWRD.2015.2464107.
100. Laaksonen, H. Technical solutions for low-voltage microgrid concept / H. Laaksonen. – 2011. – T. 41 – C. 140.
101. Laaksonen, H. Enhanced MV microgrid protection scheme for detecting high-impedance faults / H. Laaksonen, P. Hovila // 2017 IEEE Manchester PowerTech: 2017 IEEE Manchester PowerTech. – 2017. – C. 1–6. DOI:10.1109/PTC.2017.7980899.
102. Lee, C.J. A New Two-Terminal Numerical Algorithm for Fault Location, Distance Protection, and Arcing Fault Recognition / C.J. Lee, J.B. Park, J.R. Shin, Z.M. Radojevic // IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – Vol. 21 – № 3 – P. 1460–1462. DOI:10.1109/TPWRS.2006.876646.

103. Lin, H. Distance protection for microgrids in distribution system / H. Lin, C. Liu, J.M. Guerrero, J.C. Vasquez // IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. – IEEE, 2015. – P. 000731–000736. DOI:10.1109/IECON.2015.7392186.
104. Liu, Q.K. Adaptive Impedance Relay With Composite Polarizing Voltage Against Fault Resistance / Q.K. Liu, S.F. Huang, H.Z. Liu, W.S. Liu // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2008. – Vol. 23 – № 2 – P. 586–592. DOI:10.1109/TPWRD.2007.916021.
105. Loix, T. Protection of microgrids with a high penetration of inverter-coupled energy sources / T. Loix, T. Wijnhoven, G. Deconinck // 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System: 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System. – 2009. – C. 1–6.
106. LÓpez, J. Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generator Under Asymmetrical Voltage Dips / J. LÓpez, E. Gubía, P. Sanchis, X. Roboam, L. Marroyo // IEEE Transactions on Energy Conversion: IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2008. – T. 23 – № 1 – C. 321–330. DOI:10.1109/TEC.2007.914317.
107. Ma, J. Adaptive distance protection scheme with quadrilateral characteristic for extremely high-voltage/ultra-high-voltage transmission line / J. Ma, X. Xiang, P. Li, Z. Deng, J.S. Thorp // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2017. – Vol. 11 – № 7 – P. 1624–1633. DOI:10.1049/iet-gtd.2016.0373.
108. Mahadanaarachchi, V.P. Impact of distributed generation on distance protection performance - A review / V.P. Mahadanaarachchi, R. Ramakuma // 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. – IEEE, 2008. – P. 1–7. DOI:10.1109/PES.2008.4596707.
109. Mahat, P. A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation / P. Mahat, Z. Chen, B. Bak-Jensen, C.L. Bak // IEEE

- Transactions on Smart Grid: IEEE Transactions on Smart Grid. – 2011. – T. 2 – № 3 – C. 428–437. DOI:10.1109/TSG.2011.2149550.
110. Maki, K. Effect of wind power based distributed generation on protection of distribution network / K. Maki // Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection. – IEE, 2004. – Vol. 2004 – P. 327–330. DOI:10.1049/cp:20040129.
 111. Makwana, V.H. A New Digital Distance Relaying Scheme for Compensation of High-Resistance Faults on Transmission Line / V.H. Makwana, B.R. Bhalja // IEEE Transactions on Power Delivery: IEEE Transactions on Power Delivery. – 2012. – T. 27 – № 4 – C. 2133–2140. DOI:10.1109/TPWRD.2012.2202922.
 112. Mirsaeidi, S. A protection strategy for micro-grids based on positive-sequence component / S. Mirsaeidi, D. Mat Said, M.W. Mustafa, M. Hafiz Habibuddin // IET Renewable Power Generation. – 2015. – T. 9 – № 6 – C. 600–609. DOI:10.1049/iet-rpg.2014.0255.
 113. Morandi, A. Fault Current Limiter: An Enabler for Increasing Safety and Power Quality of Distribution Networks / A. Morandi // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. – 2013. – Vol. 23 – № 6 – P. 57–64. DOI:10.1109/TASC.2013.2263464.
 114. Mortazavi, H. Application of distance relay for distribution system monitoring / H. Mortazavi, H. Mehrjerdi, M. Saad, S. Lefebvre, D. Asber, L. Lenoir // 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. – IEEE, 2015. – P. 1–5. DOI:10.1109/PESGM.2015.7285710.
 115. Nikander, A. Identification of High-Impedance Earth Faults in Neutral Isolated or Compensated MV Networks / A. Nikander, P. Järventausta // IEEE Transactions on Power Delivery: IEEE Transactions on Power Delivery. – 2017. – T. 32 – № 3 – C. 1187–1195. DOI:10.1109/TPWRD.2014.2346831.
 116. Nikolaidis, V.C. Investigating Particularities of Infeed and Fault Resistance Effect on Distance Relays Protecting Radial Distribution Feeders With DG / V.C. Nikolaidis, A.M. Tsimtsios, A.S. Safigianni // IEEE Access. – 2018. – Vol. 6 – P. 11301–11312. DOI:10.1109/ACCESS.2018.2804046.

117. Papaefthymiou, G. Integration of stochastic generation in power systems / G. Papaefthymiou, P.H. Schavemaker, L. van der Sluis, W.L. Kling, D. Kurowicka, R.M. Cooke // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Series: Selection of Papers from 15th Power Systems Computation Conference, 2005. – 2006. – Vol. 28 – № 9 – P. 655–667. DOI:10.1016/j.ijepes.2006.03.004.
118. Peng, F.Z. Control and protection of power electronics interfaced distributed generation systems in a customer-driven microgrid / F.Z. Peng, Y.W. Li, L.M. Tolbert // 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting. – IEEE, 2009. – P. 1–8. DOI:10.1109/PES.2009.5275191.
119. Perez, S.G.A. Modeling relays for power system protection studies / S.G.A. Perez, T.S. Sidhu, M.S. Sachdev // Electrical Engineering. – 2006.
120. Petit, M. Performance of directional relays without voltage sensors: impact of distributed generation technologies / M. Petit, Trung Dung Le // 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). – Institution of Engineering and Technology, 2013. – P. 0749–0749. DOI:10.1049/cp.2013.0910.
121. Pietramala, P.C. Distance element corrective biasing during remote infeed conditions / P.C. Pietramala, M. Alla, B.K. Johnson // 2016 North American Power Symposium (NAPS). – IEEE, 2016. – P. 1–6. DOI:10.1109/NAPS.2016.7747968.
122. Raunig, C. Mobile earth fault localization by tracing current injection / C. Raunig, L. Fickert, C. Obkircher, G. Achleitner // Proceedings of the 2010 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference: Proceedings of the 2010 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference. – 2010. – C. 243–246. DOI:10.1109/PQ.2010.5549991.
123. Reza, M. Stability analysis of transmission systems with high penetration of distributed generation / M. Reza. – , 2006.
124. Sagastabeitia, K.J. Low-current fault detection in high impedance grounded distribution networks, using residual variations of asymmetries / K.J. Sagastabeitia, I. Zamora, A.J. Mazón, Z. Aginako, G. Buigues // IET Generation, Transmission

- & Distribution. – IET Digital Library, 2012. – Vol. 6 – № 12 – P. 1252–1261. DOI:10.1049/iet-gtd.2012.0195.
125. Saha, M.M. Adaptive line distance protection with compensation for remote end infeed / M.M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski, M. Bozek // IET 9th International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2008). – IEE, 2008. – Vol. 2008 – P. 321–326. DOI:10.1049/cp:20080057.
 126. Salman, S.K. Investigating the impact of embedded generation on relay settings of utilities electrical feeders / S.K. Salman, I.M. Rida // IEEE Transactions on Power Delivery: IEEE Transactions on Power Delivery. – 2001. – T. 16 – № 2 – C. 246–251. DOI:10.1109/61.915490.
 127. Samantaray, S.R. Differential energy based microgrid protection against fault conditions / S.R. Samantaray, G. Joos, I. Kamwa // 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT): 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT). – 2012. – C. 1–7. DOI:10.1109/ISGT.2012.6175532.
 128. Sarangi, S. Adaptive Direct Underreaching Transfer Trip Protection Scheme for the Three-Terminal Line / S. Sarangi, A.K. Pradhan // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2015. – Vol. 30 – № 6 – P. 2383–2391. DOI:10.1109/TPWRD.2015.2388798.
 129. Schinerl, T. A new sensitive detection algorithm for low and high impedance earth faults in compensated MV networks based on the admittance method / T. Schinerl. – IET Digital Library, 2005. – P. 1–4.
 130. Shen, S. An Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With DGs Based on Optimized Thevenin Equivalent Parameters Estimation / S. Shen, D. Lin, H. Wang, P. Hu, K. Jiang, D. Lin, B. He // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2017. – Vol. 32 – № 1 – P. 411–419. DOI:10.1109/TPWRD.2015.2506155.
 131. Singh, M. Adaptive distance relaying scheme to tackle the under reach problem due renewable energy / M. Singh, V. Telukunta // 2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC). – IEEE, 2014. – P. 1–6. DOI:10.1109/NPSC.2014.7103785.

132. Smirnov, A.I. Diagnostics of inter-turn short-circuit in the stator winding of the induction motor / A.I. Smirnov, I.N. Voytyuk // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 643 – № 1 – P. 012023. DOI:10.1088/1757-899X/643/1/012023.
133. Sortomme, E. Fault analysis and protection of a microgrid / E. Sortomme, G.J. Mapes, B.A. Foster, S.S. Venkata // 2008 40th North American Power Symposium. – IEEE, 2008. – P. 1–6. DOI:10.1109/NAPS.2008.5307360.
134. Su, C. An adaptive control strategy of converter based DG to maintain protection coordination in distribution system / C. Su, Z. Liu, Z. Chen, Y. Hu // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe. – 2014. – C. 1–6. DOI:10.1109/ISGTEurope.2014.7028900.
135. Tailor, J.K. Restoration of fuse-recloser coordination in distribution system with high DG penetration / J.K. Tailor, A.H. Osman // 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. – 2008. – C. 1–8. DOI:10.1109/PES.2008.4596422.
136. Thomas, H. Advancements in Distributed Generation Issues Interconnection, Modeling, and Tariffs / H. Thomas, B. Kroposki, T. Basso, B.G. Treanton // 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. – IEEE, 2007. – P. 1–5. DOI:10.1109/PES.2007.385766.
137. Tian, A. A fault feature matching-based fault location for distribution network with DGs / A. Tian, W. Li, Z.K. Ruiying Liu // 2016 IEEE Industrial Electronics and Applications Conference (IEACon): 2016 IEEE Industrial Electronics and Applications Conference (IEACon). – 2016. – C. 167–172. DOI:10.1109/IEACON.2016.8067374.
138. Topolanek, D. Earth fault location based on evaluation of voltage sag at secondary side of medium voltage/low voltage transformers / D. Topolanek, M. Lehtonen, M.R. Adzman, P. Toman // Transmission Distribution IET Generation:

- Transmission Distribution IET Generation. – 2015. – T. 9 – № 14 – C. 2069–2077. DOI:10.1049/iet-gtd.2014.0460.
139. Turunen, S.I. Protection of Microgrids and Distributed Energy Resources based on IEC 61850 [Электронный ресурс] / S.I. Turunen. – 2016. URL: <https://trepo.tuni.fi/handle/123456789/23938> (accessed: 17.08.2020).
 140. Velayudham, T. Locating ground fault in distribution systems using smart meter / T. Velayudham, S. Ganesh, R. Kanimozhi // 2017 International conference of Electronics, Communication and Aerospace Technology (ICECA): 2017 International conference of Electronics, Communication and Aerospace Technology (ICECA). – 2017. – T. 2 – C. 104–109. DOI:10.1109/ICECA.2017.8212774.
 141. Vermeyen, P. Effect of Distributed Generation on Fault Detection and Ripple Control (Effect van gedistribueerde opwekking op foutdetectie en centrale afstandsbediening) / P. Vermeyen. – 2008.
 142. Wang, P. Fault Location in Resonant Grounded Network by Adaptive Control of Neutral-to-Earth Complex Impedance / P. Wang, B. Chen, H. Zhou, T. Cuihua, B. Sun // IEEE Transactions on Power Delivery: IEEE Transactions on Power Delivery. – 2018. – T. 33 – № 2 – C. 689–698. DOI:10.1109/TPWRD.2017.2716955.
 143. Wang, Y. Novel Protection Scheme of Single-Phase Earth Fault for Radial Distribution Systems With Distributed Generators / Y. Wang, G. Wei, H. Yang, H. Chen, Z. Ouyang // IEEE Transactions on Power Delivery: IEEE Transactions on Power Delivery. – 2018. – T. 33 – № 2 – C. 541–548. DOI:10.1109/TPWRD.2016.2585380.
 144. Wu, C.X. The existed problems and possible solutions of micro-grid based on distributed generation / C.X. Wu, F.S. Wen, Y.L. Lou // 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. – IEEE, 2008. – P. 2763–2768. DOI:10.1109/DRPT.2008.4523880.
 145. Xu, X. Overview of the researches on Distributed Generation and microgrid / X. Xu, X. Zha // 8th International Power Engineering Conference, IPEC 2007. – 2007.

146. Xu, Z.Y. A New Fault-Impedance Algorithm for Distance Relaying on a Transmission Line / Z.Y. Xu, G. Xu, L. Ran, S. Yu, Q.X. Yang // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2010. – Vol. 25 – № 3 – P. 1384–1392. DOI:10.1109/TPWRD.2010.2042082.
147. Yazdanpanahi, H. A New Control Strategy to Mitigate the Impact of Inverter-Based DGs on Protection System / H. Yazdanpanahi, Y.W. Li, W. Xu // IEEE Transactions on Smart Grid: IEEE Transactions on Smart Grid. – 2012. – T. 3 – № 3 – C. 1427–1436. DOI:10.1109/TSG.2012.2184309.
148. Zamani, M.A. A Protection Strategy and Microprocessor-Based Relay for Low-Voltage Microgrids / M.A. Zamani, T.S. Sidhu, A. Yazdani // IEEE Transactions on Power Delivery: IEEE Transactions on Power Delivery. – 2011. – T. 26 – № 3 – C. 1873–1883. DOI:10.1109/TPWRD.2011.2120628.
149. Zamani, M.A. A Communication-Assisted Protection Strategy for Inverter-Based Medium-Voltage Microgrids / M.A. Zamani, A. Yazdani, T.S. Sidhu // IEEE Transactions on Smart Grid: IEEE Transactions on Smart Grid. – 2012. – T. 3 – № 4 – C. 2088–2099. DOI:10.1109/TSG.2012.2211045.
150. Zamani, M.A. A communication-based strategy for protection of microgrids with looped configuration / M.A. Zamani, T.S. Sidhu, A. Yazdani // Electric Power Systems Research. – 2013. – Vol. 104 – P. 52–61. DOI:10.1016/j.epsr.2013.06.006.
151. Zamora, I. New Method for Detecting Low Current Faults in Electrical Distribution Systems / I. Zamora, A.J. Mazon, K.J. Sagastabeitia, J.J. Zamora // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2007. – Vol. 22 – № 4 – P. 2072–2079. DOI:10.1109/TPWRD.2007.905273.
152. Zhong, Y. A Novel Distance Protection Algorithm for the Phase-Ground Fault / Y. Zhong, X. Kang, Z. Jiao, Z. Wang, J. Suonan // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2014. – Vol. 29 – № 4 – P. 1718–1725. DOI:10.1109/TPWRD.2013.2286627.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты исследования ложных срабатываний защиты

1 МВт									
L1, км	L2, км	B0,A	B1,A	B2,A	B3,A	3IB0,A	3IB1,A	3IB2,A	3IB3,A
50	20	202	196	34,1	67	318,03	326,66	62,76	95,88
40		202	196	34,1	67	358,63	378,17	65,34	98,46
30		202	196	34,1	67	445,87	484,68	71,43	105,01
20		202	196	34,1	67	618,05	681,31	86,32	119,75
10		202	196	34,1	67	1023,61	1142,67	131,26	161,00
5		202	196	34,1	67	1535,00	1724,00	195,10	221,40
1		202	196	34,1	67	2571,35	2899,49	330,69	351,31
50	15	204	196	36,7	64,3	318,83	326,74	68,14	92,59
40		204	196	36,7	64,3	358,37	378,38	70,90	95,91
30		204	196	36,7	64,3	443,49	485,22	77,61	104,11
20		204	196	36,7	64,3	613,32	682,71	94,32	122,30
10		204	196	36,7	64,3	1014,96	1147,54	145,31	172,19
5		204	196	36,7	64,3	1524,00	1736,00	218,10	243,40
1		204	196	36,7	64,3	2564,86	2936,41	373,80	393,34
50	10	206	196	40	61,3	319,65	326,88	75,04	89,12
40		206	196	40	61,3	357,82	378,68	78,04	93,51
30		206	196	40	61,3	440,18	485,97	85,57	104,01
20		206	196	40	61,3	606,99	684,59	104,70	126,78
10		206	196	40	61,3	1003,57	1153,97	163,63	188,39
5		206	196	40	61,3	1510,00	1752,00	248,20	272,20
1		206	196	40	61,3	2556,27	2985,25	430,81	448,36
50	5	208	196	44,4	58	320,50	327,12	84,20	85,76
40		208	196	44,4	58	356,88	379,15	87,55	91,75
30		208	196	44,4	58	435,49	487,04	96,23	105,55
20		208	196	44,4	58	598,23	687,19	118,66	134,49
10		208	196	44,4	58	988,01	1162,75	188,42	210,86
5		208	196	44,4	58	1491,00	1774,00	289,20	311,40
1		208	196	44,4	58	2544,41	3052,69	509,52	523,71
50	1	210	196	49,1	55,2	321,23	327,42	94,00	83,67
40		210	196	49,1	55,2	355,71	379,71	97,76	91,62
30		210	196	49,1	55,2	430,65	488,27	107,71	109,11
20		210	196	49,1	55,2	588,51	690,11	133,80	145,19
10		210	196	49,1	55,2	970,88	1172,44	215,48	235,88
5		210	196	49,1	55,2	1469,00	1798,00	334,30	354,50
1		210	196	49,1	55,2	2531,13	3128,19	597,67	607,67

3 МВт									
L1, км	L2, км	B0,A	B1,A	B2,A	B3,A	3IB0,A	3IB1,A	3IB2,A	3IB3,A
50	20	179	198	27,4	95,7	288,06	329,36	56,03	137,04
40		179	198	27,4	95,7	329,14	381,62	64,87	140,76
30		179	198	27,4	95,7	416,73	489,86	81,07	150,24
20		179	198	27,4	95,7	584,16	690,61	112,02	171,71
10		179	198	27,4	95,7	981,42	1166,32	188,08	232,48
5		179	198	27,4	95,7	1490,00	1775,00	287,00	323,60
1		179	198	27,4	95,7	2547,25	3040,26	494,10	523,02
50	15	177	198	31	96,5	283,01	330,07	64,23	139,00
40		177	198	31	96,5	322,47	382,66	74,67	144,04
30		177	198	31	96,5	407,03	491,73	93,86	156,57
20		177	198	31	96,5	570,25	694,56	130,64	184,54
10		177	198	31	96,5	960,19	1178,25	221,58	263,27
5		177	198	31	96,5	1465,00	1804,00	341,00	376,60
1		177	198	31	96,5	2532,24	3126,57	595,40	623,77
50	10	171	199	41,6	96,6	275,75	331,11	76,01	142,83
40		171	199	41,6	96,6	312,90	384,18	88,78	149,97
30		171	199	41,6	96,6	392,98	494,45	112,33	167,19
20		171	199	41,6	96,6	550,04	700,31	157,63	204,86
10		171	199	41,6	96,6	929,06	1195,76	270,61	309,75
5		171	199	41,6	96,6	1427,00	1846,00	421,10	455,20
1		171	199	41,6	96,6	2509,28	3258,47	750,16	776,70
50	5	169	199	44,3	102	264,58	332,75	94,35	150,73
40		169	199	44,3	102	298,13	386,57	110,79	161,52
30		169	199	44,3	102	371,00	498,75	141,23	186,54
20		169	199	44,3	102	518,15	709,42	200,17	240,13
10		169	199	44,3	102	879,17	1223,85	349,09	385,12
5		169	199	44,3	102	1365,00	1915,00	552,10	583,60
1		169	199	44,3	102	2469,85	3484,65	1015,47	1037,71
50	1	162	200	55	108	250,37	334,91	118,38	163,85
40		162	200	55	108	279,20	389,75	139,71	179,90
30		162	200	55	108	342,05	504,50	179,44	215,60
20		162	200	55	108	475,55	721,65	256,92	292,16
10		162	200	55	108	810,86	1262,33	456,27	489,12
5		162	200	55	108	1278,00	2013,00	736,80	764,70
1		162	200	55	108	2409,87	3827,76	1418,07	1432,73

6 MBт									
L1, км	L2, км	B0,A	B1,A	B2,A	B3,A	3IB0,A	3IB1,A	3IB2,A	3IB3,A
50	20	170	198	31,1	107	277,03	330,37	59,16	153,41
40		170	198	31,1	107	318,29	382,92	69,68	157,59
30		170	198	31,1	107	405,78	491,84	89,25	168,27
20		170	198	31,1	107	571,08	694,24	125,42	192,50
10		170	198	31,1	107	964,59	1175,77	212,54	261,39
5		170	198	31,1	107	1471,00	1796,00	325,40	365,70
1		170	198	31,1	107	2537,03	3099,60	563,15	595,54
50	15	166	199	36,5	110	268,57	331,43	69,75	158,81
40		166	199	36,5	110	308,00	384,43	82,52	164,62
30		166	199	36,5	110	392,02	494,45	106,19	179,05
20		166	199	36,5	110	552,11	699,59	150,12	211,35
10		166	199	36,5	110	936,41	1191,60	256,73	303,26
5		166	199	36,5	110	1438,00	1834,00	396,60	436,20
1		166	199	36,5	110	2517,07	3214,60	698,13	730,53
50	10	159	199	44,6	116	255,86	333,04	85,71	168,08
40		159	199	44,6	116	292,51	386,71	101,92	176,56
30		159	199	44,6	116	371,16	498,41	131,87	197,05
20		159	199	44,6	116	523,19	707,76	187,76	242,07
10		159	199	44,6	116	892,85	1216,08	324,99	369,08
5		159	199	44,6	116	1385,00	1893,00	508,60	546,90
1		159	199	44,6	116	2484,31	3403,03	919,28	950,51
50	5	148	201	58,3	126	234,81	335,74	112,39	185,88
40		148	201	58,3	126	266,77	390,55	134,55	199,37
30		148	201	58,3	126	335,96	505,13	175,28	230,75
20		148	201	58,3	126	473,83	721,73	251,97	299,16
10		148	201	58,3	126	816,73	1258,88	444,22	485,27
5		148	201	58,3	126	1290,00	2000,00	710,60	746,50
1		148	201	58,3	126	2420,75	3767,74	1347,36	1374,74
50	1	132	202	78,2	142	204,86	339,68	151,21	215,38
40		132	202	78,2	142	229,86	396,19	182,50	236,90
30		132	202	78,2	142	284,15	515,15	239,60	285,13
20		132	202	78,2	142	399,61	742,81	348,60	391,05
10		132	202	78,2	142	697,59	1325,89	630,58	668,37
5		132	202	78,2	142	1134,00	2176,00	1043,00	1076,00
1		132	202	78,2	142	2301,35	4450,37	2149,01	2167,64

9 MBт									
L1, км	L2, км	B0,A	B1,A	B2,A	B3,A	3IB0,A	3IB1,A	3IB2,A	3IB3,A
50	20	167	198	33,3	112	272,94	330,75	61,35	159,74
40		167	198	33,3	112	314,26	383,41	72,18	164,11
30		167	198	33,3	112	401,66	492,60	92,89	175,25
20		167	198	33,3	112	566,09	695,63	130,94	200,56
10		167	198	33,3	112	958,07	1179,44	222,22	272,66
5		167	198	33,3	112	1464,00	1804,00	340,50	382,20
1		167	198	33,3	112	2532,97	3123,14	590,58	624,33
50	15	162	199	39,6	116	263,00	331,96	73,18	166,71
40		162	199	39,6	116	302,41	385,12	86,42	172,82
30		162	199	39,6	116	386,15	495,52	111,69	188,01
20		162	199	39,6	116	544,94	701,59	158,29	222,08
10		162	199	39,6	116	926,88	1196,96	271,06	319,39
5		162	199	39,6	116	1427,00	1846,00	419,20	460,40
1		162	199	39,6	116	2510,79	3250,96	740,60	774,67
50	10	153	200	49,3	123	247,79	333,83	91,35	178,57
40		153	200	49,3	123	284,23	387,75	108,38	187,62
30		153	200	49,3	123	362,19	500,05	140,76	209,50
20		153	200	49,3	123	512,02	710,86	200,85	257,64
10		153	200	49,3	123	877,57	1224,66	348,22	394,21
5		153	200	49,3	123	1367,00	1913,00	546,20	586,30
1		153	200	49,3	123	2473,29	3466,66	993,76	1027,04
50	5	139	201	66,1	136	221,74	337,05	122,67	201,51
40		139	201	66,1	136	252,98	392,31	146,51	216,22
30		139	201	66,1	136	320,39	507,98	191,53	250,50
20		139	201	66,1	136	453,91	727,27	275,99	325,82
10		139	201	66,1	136	788,09	1274,95	488,19	531,28
5		139	201	66,1	136	1255,00	2040,00	785,20	823,10
1		139	201	66,1	136	2396,40	3907,77	1511,60	1541,52
50	1	117	204	91,7	158	182,68	341,99	170,53	240,55
40		117	204	91,7	158	205,74	399,34	205,45	264,84
30		117	204	91,7	158	255,67	520,41	270,81	319,43
20		117	204	91,7	158	361,50	753,43	395,52	440,72
10		117	204	91,7	158	638,91	1358,81	721,32	761,29
5		117	204	91,7	158	1055,00	2264,00	1210,00	1244,00
1		117	204	91,7	158	2235,27	4828,33	2592,97	2614,00

ПРИЛОЖЕНИЕ Б**Листинг программного кода алгоритма для определения эквивалентного сопротивления на C++**

```
#include <iostream>
#include <iomanip>
using namespace std;
int main() {
    if (Nrv == 1) {
        if (R[0][1] == Inpt && R[0][2] == Otpt) {
            Rcoms = R[0][0];
            cout << Rcoms << endl;
            break;
        }
    }
    else {
        if (R[0][2] == Inpt && R[0][1] == Otpt) {
            Rcoms = R[0][0];
            cout << Rcoms << endl;
            break;
        }
    }
}
// обрыв
for (j = 1; j < 2; j++) {
    for (k = 0; k < Nrv; k++) {
        g = 0;
        for (m = 1; m < 2; m++) {
            for (n = 0; n < Nrv; n++) {
                if (j == m && k == n) {
                }
```

```

else {
    if (R[k][j] == R[n][m]) {
        g++;
    }
}
}
}
}
if (g == 0) {
    if (R[k][j] != Inpt && R[k][j] != Otpt) {
        for (i = k; i < Nrv - 1; i++) //возможна ошибка
        {
            R[i][0] = R[i + 1][0];
            R[i][1] = R[i + 1][1];
            R[i][2] = R[i + 1][2];
        }
        Nrv--;
        goto tryagain;
    }
}
}
// последовательное соединение
j1 = 2;
for (j = 1; j < 2; j++) {
    for (k = 0; k < Nrv; k++) {
        g = 0;
        m1 = 2;
        for (m = 1; m < 2; m++) {
            for (n = 0; n < Nrv; n++) {
                if (R[k][j] != Inpt && R[k][j] != Otpt) {

```

```

    if (R[n][m] != Inpt && R[n][m] != Otpt) {
        if (j == m && k == n) {}
        else {
            if (R[k][j] == R[n][m]) {
                g++;
                k1 = k;
                n1 = n;
                s = R[k1][j1];
                f = R[n1][m1];
            }
        }
    }
}

m1 = 1;
}

if (g == 1) {
    if (n1 > k1) {
        R[k1][0] = R[k1][0] + R[n1][0];
        R[k1][1] = s;
        R[k1][2] = f;
        for (i = n1; i < Nrv - 1; i++) {
            R[i][0] = R[i + 1][0];
            R[i][1] = R[i + 1][1];
            R[i][2] = R[i + 1][2];
        }
        Nrv--;
        goto tryagain;
    }
    else {

```

```

R[n1][0] = R[k1][0] + R[n1][0];
R[n1][1] = s;
R[n1][2] = f;
for (i = k1; i < Nrv - 1; i++) {
    R[i][0] = R[i + 1][0];
    R[i][1] = R[i + 1][1];
    R[i][2] = R[i + 1][2];
}
Nrv--;
goto tryagain;
}
}
}
j1 = 1;
}
for (int i = 0; i < Nr; i++) {
    for (int j = 0; j < 3; j++) {
        cout << setw(4) << R[i][j];
    }
    cout << endl;
}
Rcoms = R[0][0];
cout << Rcoms << endl;
// параллельное соединение
j1 = 2;
for (j = 1; j < 2; j++) {
    for (k = 0; k < Nrv; k++) {
        m1 = 2;
        for (m = 1; m < 2; m++) {
            for (n = 0; n < Nrv; n++) {

```

```

if (j == m && k == n) {}
else {
    if (R[k][j] == R[n][m] && R[k][j1] == R[n][m1]) {
        k1 = k;
        n1 = n;
        s = R[k][j];
        f = R[k][j1];
        if (n1 > k1) {
            R[k1][0] = R[k1][0] * R[n1][0] / (R[k1][0] + R[n1][0]);
            R[k1][1] = s;
            R[k1][2] = f;
            for (i = n1; i < Nrv - 1; i++) {
                R[i][0] = R[i + 1][0];
                R[i][1] = R[i + 1][1];
                R[i][2] = R[i + 1][2];
            }
            Nrv--;
            goto tryagain;
        }
    }
    else {
        R[k1][0] = R[k1][0] * R[n1][0] / (R[k1][0] + R[n1][0]);
        R[k1][1] = s;
        R[k1][2] = f;
        for (i = k1; i < Nrv - 1; i++) {
            R[i][0] = R[i + 1][0];
            R[i][1] = R[i + 1][1];
            R[i][2] = R[i + 1][2];
        }
        Nrv--;
        goto tryagain;
    }
}

```

```

        }
    }
}

    }
    m1 = 1;
}
}
j1 = 1;
}
// Звезда - треугольник
j1 = 2;
for (j = 1; j < 2; j++) {
    for (k = 0; k < Nrv; k++) {
        g = 0;
        m1 = 2;
        for (m = 1; m < 2; m++) {
            for (n = 0; n < Nrv; n++) {
                if (R[k][j] != Inpt && R[k][j] != Otpt) {
                    if (R[n][m] != Inpt && R[n][m] != Otpt) {
                        if (j == m && k == n) {
                        }
                    }
                }
            }
        }
        if (R[k][j] == R[n][m]) {
            g++;
            k1 = k;
            n2 = n1;
            n1 = n;
            s = R[k1][j1];
            f1 = f;

```

```

        f = R[n1][m1];
    }
}
}
}
}
    m1 = 1; }
if (g == 2) {
    R1 = R[k1][0];
    R2 = R[n1][0];
    R3 = R[n2][0];
    R[k1][0] = R1 + R2 + R1 * R2 / R3;
    R[k1][1] = s;
    R[k1][2] = f;
    R[n1][0] = R1 + R3 + R1 * R3 / R2;
    R[n1][1] = s;
    R[n1][2] = f1;
    R[n2][0] = R2 + R3 + R2 * R3 / R1;
    R[n2][1] = f;
    R[n2][2] = f1;
    goto tryagain; }}
j1 = 1; } }

```

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020614885

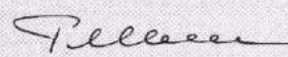
**ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО
ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ
ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Смирнов Артем Иванович (RU), Иванченко Даниил
Иванович (RU), Войтюк Ирина Николаевна (RU)*

Заявка № **2020613822**
Дата поступления **03 апреля 2020 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **29 апреля 2020 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 **Г.П. Ивлиев**



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Акт внедрения результатов диссертационной работы в учебный процесс

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебно-методической
деятельности ФГБОУ ВО «Санкт-
Петербургский горный университет»

к.т.н. доц. Т.А. Петрова
«24» 05 2020 г.



АКТ

внедрения результатов диссертационной работы в учебный процесс

Результаты диссертационной работы Смирнова А.И. «Система адаптивной токовой защиты в электротехнических комплексах с распределенными электростанциями малой мощности» внедрены в учебный процесс ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский Горный университет».

В частности, разработанные имитационные модели электросетей с распределенной генерацией в программной среде Matlab/Simulink используются для изучения на лабораторных занятиях при обучении студентов направления 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника» по профилю «Электропривод и автоматика».

В ходе лабораторных занятий студенты указанных направлений исследуют изменения:

- режимов работы электросетей;
- уровней тока короткого замыкания;
- направления потока мощности распределительной сети при параллельной работе с сетью и автономном режиме.

Обучающиеся изучают влияние источников распределенной генерации на электросети и системы защиты в зависимости от изменения вырабатываемой мощности и структуры сети.

Декан энергетического факультета, заведующий
кафедрой электроэнергетики и электромеханики
д.т.н., проф.

В.А. Шпенст

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

**Справка о внедрении результатов кандидатской диссертационной работы в
производственную деятельность****ООО «НЕВСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬ»**

195009, Российская Федерация, г.Санкт-Петербург, ул.Комиссара Смирнова, дом №11, литер Д, помещение 4-Н.
т/ф.: (812) 243-11-35, nevmash2013@mail.ru

СПРАВКА

**О внедрение результатов кандидатской диссертационной работы
аспиранта 4 курса Горного университета Смирнова Артема Ивановича
«Система адаптивной токовой защиты в электротехнических комплексах с
распределенными электростанциями малой мощности»**

Настоящей справкой подтверждается, что результаты исследований и рекомендации Смирнова А.И. актуальны, представляют практический интерес и могут быть использованы в производственной деятельности ООО «Невский машиностроитель».

В частности, разработанный автором алгоритм, который позволяет определять ток короткого замыкания в сетях с несколькими источниками и реализованный в виде программы для ЭВМ, а также рекомендации автора по обеспечению чувствительности токовой защиты и минимизации ложных срабатываний полезны при проектировании релейной защиты и подборе поставляемого оборудования для объектов, где используются собственные электростанции.

Генеральный директор
ООО «Невский Машиностроитель»

М. П.




(подпись)

А.А. Гайдученок
(И.О. Фамилия)