

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
«Политехнический институт»
Факультет «Энергетический»
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Рецензент

_____ М.В. Шелубаев
« ____ » _____ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
« ____ » _____ 2017 г.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ВЫЯВЛЕНИЯ ОБРЫВОВ ПРОВОДОВ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 10(6) кВ,
ОБРАЗОВАННЫМИ ВОЗДУШНЫМИ ЛИНИЯМИ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ-13.04.02.2017.253.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР
доцент, к.т.н.

_____ Р.Г. Валеев
« ____ » _____ 2017 г.

Автор ВКР
студент группы П-285

_____ А. М. Ерекенов
« ____ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ____ » _____ 2017 г.

Челябинск 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
«Политехнический институт»
Факультет Энергетический
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Магистерская программа
«Оптимизация развивающихся систем электроснабжения»

УТВЕРЖДАЮ:
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ
д.т.н., профессор

_____ И.М. Кирпичникова
« 19 » декабря 2016г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Ерекенова Александра Мурзабаевича
Группа – П-285

1 Тема работы «Определение критериев выявления обрывов проводов в электрических сетях напряжением 10(6) кВ, образованными воздушными линиями»

Утверждена приказом ректора ЮУрГУ от 28 апреля 2017 г., № 835

Срок сдачи студентом законченной работы – 01.06.2017 г.

2 Исходные данные к работе: результаты проведения научно-исследовательской работы

3 Перечень вопросов, подлежащих разработке:

1 Введение

2 Анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования

3 Разработка математической и компьютерной модели распределительной сети напряжением 10(6) кВ

4 Исследования изменения режимных параметров работы распределительной сети напряжением 10(6) кВ при различных режимах её работы

5 Разработка мероприятий по повышению эффективности определения обрывов проводов в распределительной сети напряжением 10(6) кВ

6 Заключение

4 Дата выдачи задания: 26 декабря 2016 г.

Научный руководитель _____ / Р.Г. Валеев /

Задание принял к исполнению _____ / А.М. Ерекенов /

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметки руководителя о выполнении
1	Введение	15.01.2017	
2	Анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования	01.02.2017	
3	Разработка математической и компьютерной модели распределительной сети напряжением 10(6) кВ	30.02.2017	
4	Исследования изменения режимных параметров работы распределительной сети напряжением 10(6) кВ при различных режимах её работы	28.03.2017	
5	Разработка мероприятий по повышению эффективности определения обрывов проводов в распределительной сети напряжением 10(6) кВ	30.04.2017	
6	Заключение	07.05.2017	
7	Библиографический список	10.05.2017	
8	Оформление пояснительной записки	15.06.2017	
9	Сдача готовой работы на кафедру, представление работы на рецензию	15.06.2017	

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ _____ / И.М. Кирпичникова /

Научный руководитель работы _____ / Р.Г. Валеев /

Магистрант _____ / А.М. Ерекенов /

АННОТАЦИЯ

Ерекенов А.М. Определение критериев выявления обрывов проводов в электрических сетях напряжением 10(6) кВ, образованными воздушными линиями. – Челябинск: ЮУрГУ, Энергетический, 2017. – 106 с., 57 рис., 74 табл., библиогр. список – 54 наим.

Ключевые слова: воздушная линия напряжением 10(6) кВ; обрывы фазных проводов; однофазные замыкания на землю.

В выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы защиты воздушных линий 10(6) кВ от обрывов фазных проводов.

В работе дана кратка характеристика электрических сетей 10(6) кВ содержащих воздушные линии электропередач: протяжённость, конструкция, степень износа, причины повреждения.

Произведён анализ статистики повреждений воздушных линий 10(6) кВ, выявлены основные источники аварийности и описаны основные опасности, возникающие при обрывах фазных проводов.

Предложены направления по повышению надёжности работы воздушных линий 10(6) кВ. Произведён анализ существующих средств и методов защиты, определяющие обрыв фазных проводов и выявлены основные преимущества и недостатки защит.

Разработана математическая и компьютерная модель распределительной сети напряжением 10(6) кВ. Выполнена оценка адекватности компьютерной модели.

Произведены исследования изменений режимных параметров работы распределительной сети напряжением 10(6) кВ при различных режимах её работы при помощи компьютерной модели, созданной в программе Matlab с приложенным к нему пакетом Simulink. Произведено моделирование нормального и аварийного режима (обрыв фазного провода). Рассмотрены вопросы влияния на систему электроснабжения несимметричной нагрузки по фазам, а также неполнофазные режимы трансформатора.

Определены критерии и разработан алгоритм выявления обрывов фазных проводов воздушных линий электропередачи напряжением 10(6) кВ.

Предложены мероприятия по повышению эффективности определения обрывов проводов распределительной сети напряжением 10(6) кВ и определена их технико-экономическая эффективность.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	10
1.1 Краткая характеристика электрических сетей 10(6) кВ, содержащих воздушные линии электропередач.....	10
1.2 Анализ статистики повреждений воздушных линий 10(6) кВ	12
1.3 Основные опасности, возникающие при обрывах фазных проводов воздушных линий 10(6) кВ.....	13
1.4 Пути повышения надёжности работы воздушных линий 10(6) кВ	15
1.5 Анализ существующих методов и средств защит, определяющих место обрыва фазных проводов воздушных линий 10(6) кВ.....	18
1.5.1 Защиты, построенные по принципу измерения разности токов.....	19
1.5.2 Защиты, реагирующие на ток обратной последовательности	20
1.5.3 Защиты, построенные на сравнении напряжений обратной последовательности здоровой и повреждённой воздушных линий	24
1.5.4 Защиты, реагирующие на напряжение и ток обратной последовательности.....	25
1.5.5 Защиты, использующие асимметрию нагрузки	29
1.5.6 Защиты, реагирующие на возникающую несимметрию напряжений.....	30
1.5.7 Индикаторы повреждения воздушной линии	31
Выводы по разделу 1	36
2 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ И КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10(6) КВ	37
2.1 Математическая модель распределительной сети напряжением 10(6) кВ.....	37
2.1.1 Расчёт потерь мощности в элементах сети	39
2.1.2 Расчёт потерь напряжения в воздушных линиях	41
2.1.3 Расчёт аварийных режимов в системе электроснабжения	42
2.2 Компьютерная модель распределительной сети напряжением 10(6) кВ.....	46
2.2.1 Описание основных используемых элементов компьютерной модели	47
2.2.2 Подробное описание блока power_lineparam.....	51
Выводы по разделу 2	59
3 ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10(6) кВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ ЕЁ РАБОТЫ.....	60
3.1 Нормальный режим работы.....	61
3.2 Обрыв фазного провода	65
3.3 Однофазное замыкание на землю	65
3.4 Двухфазное короткое замыкание.....	65

3.5 Двухфазное короткое замыкание на стороне 0,4 кВ.....	85
Выводы по разделу 3	85
4 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБРЫВОВ ПРОВОДОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10(6) кВ	89
4.1 Комбинированные оптические датчики тока и напряжения	89
4.2 Возможность использования комбинированных волоконно-оптических датчиков для выявления обрывов фазных проводов	92
4.3 Микропроцессорные счетчики электроэнергии.....	94
4.4 Возможность использования микропроцессорных счетчиков для выявления обрывов фазных проводов.....	98
4.5 Техничко-экономическая эффективность.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	104

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Одним из частых повреждений в электрических сетях напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью являются обрывы фазных проводов. Это не только приводит к нарушению электроснабжения потребителей, но и создает электро- и пожароопасные ситуации.

Анализ статистических данных по числу и длительности аварийных отключений линий 10 кВ показывает, что самыми распространенными повреждениями в этих сетях являются обрывы проводов, однофазные замыкания на землю. Стоит отметить, что ежегодно аварийно отключается 10% всех ВЛ-10(6) кВ, находящихся в эксплуатации. Аварийные режимы, вызванные повреждениями частей, доступными для прикосновения человека, и нарушениями целостности самих токоведущих частей, включая падения на землю фазных проводов воздушных линий электропередачи, представляют угрозу (иногда смертельную) для людей и животных. При аварийном отключении одной из фаз линий электропередач возникает неполнофазный режим передачи мощности – по двум неповрежденным фазам.

В технической литературе (статьях, монографиях, авторских свидетельствах и патентах на изобретения) предложено довольно много технических решений – устройства защиты могут устанавливаться в начале или конце защищаемой линии. В тоже время практика эксплуатации воздушных линий напряжением 10 кВ (ВЛ-10 кВ) показывает отсутствие их применения, что обусловлено, в частности, недостаточным изучением параметров (токов и напряжений) электрической сети, которые могут быть использованы в качестве исходной информации при построении защит.

Поэтому исследование режимных параметров, их анализ, разработка и внедрение системы защиты, которая позволит своевременно выявлять обрывы фазных проводов и отключать линии, где они произошли, является актуальной научно-технической задачей.

Цель работы – исследования изменения режимных параметров работы распределительной сети, их анализ и разработка мероприятий по повышению эффективности определения обрывов проводов воздушных линий напряжением 10 кВ.

Для достижения заявленной цели были поставлены следующие задачи исследования:

1 Провести теоретические и экспериментальные исследования напряжений, возникающих в электрической сети при обрывах проводов воздушных линий напряжением 10 кВ на компьютерной модели в программной среде Matlab.

2 Обосновать критерии выявления обрывов фазных проводов указанных линий.

3 Разработать мероприятия по повышению эффективности выявления обрывов фазных проводов, которая основывается на измерении режимных параметров воздушных линий напряжением 10 кВ.

Объект исследования – воздушные линии электропередачи напряжением 10 кВ при возникновении в них обрывов фазных проводов.

Предмет исследования – получение результатов изменения напряжений сети при возникновении обрывов фазных проводов, которые позволят разработать защиту от указанных режимов.

Научная новизна основных положений и результатов:

1 Построена компьютерная модель электрической сети напряжением 10(6) кВ в программной среде Matlab Simulink.

2 Определены критерии и разработан алгоритм выявления обрывов фазных проводов воздушных линий электропередачи напряжением 10(6) кВ.

3 Предложена система защиты, позволяющая определять обрывы проводов в электрических сетях напряжением 10(6) кВ, выполненных воздушными линиями.

Практическая значимость работы:

1 Применение разработанной системы защиты при эксплуатации воздушных линий напряжением 10 кВ существенно ускорит процесс выявления места обрыва проводов, что приводит к сокращению эксплуатационных затрат и повышению уровня электробезопасности.

2 Применение данной системы защиты значительно сократит затраты электросетевых компаний на выплаты компенсаций обусловленные гибелью людей и животных, возникновением пожаров, повреждением электроустановок и т.п.

3 Данные, полученные в ходе исследований, могут быть использованы для проведения дальнейших научных исследований.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Краткая характеристика электрических сетей 10(6) кВ, содержащих воздушные линии электропередач

В настоящее время для распределительных сетей среднего напряжения используются четыре режима нейтрали: изолированная нейтраль, компенсированная нейтраль, высокоомное резистивное заземление нейтрали и низкоомное резистивное заземление нейтрали. В данной работе рассмотрен режим изолированной нейтрали в связи с его широким применением в России.

В сетях с изолированной нейтралью нулевая точка трансформатора изолирована от земли, нет никакого специального соединения между нейтралью и землей. Сети выполняются трехпроводными, что позволяет получить только линейные напряжения. Каждая единица длины сети обладает емкостью и активным сопротивлением изоляции по отношению к земле.

По данным [1] протяжённость распределительных сетей, содержащих воздушные и кабельные линии электропередачи, напряжением 6–20 кВ составляет 947 143,2 км (см. таблица 1.1.). Из них на долю кабельных линий, эксплуатируемых в сетях напряжением 6–10 кВ, приходится приблизительно 1 % [2].

Таблица 1.1 – Данные о протяжённости линий электропередачи напряжением 0,4–110 кВ

Класс напряжения, кВ	Суммарная протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи, км
110	254 345,5
35	162 722
6–20	947 143,2
0,4	742 587,6
Общая протяжённость:	2 106 798,3

Анализ данных таблицы 1.1 показывает, что воздушные и кабельные линии электропередачи напряжением 6–10 кВ практически составляют половину (44,96 %) от общей протяжённости сетей напряжением 0,4–110 кВ.

Воздушные линии электропередачи 6–10 кВ обеспечивают передачу электроэнергии от электрических подстанций до конечных потребителей (населённых пунктов, предприятий) и формируют основу распределительных электрических сетей (РЭС), располагаясь преимущественно в сельской местности. Кабельные линии предусматриваются в случаях, когда по действующим Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) [3] строительство воздушных линий электропередачи не допускается, а также для электроснабжения ответственных потребителей электроэнергии и потребителей, расположенных в зонах с тяжёлыми климатическими условиями (четвёртый – особый район по гололёду) и ценных землях [4].

К электрическим сетям сельскохозяйственного назначения относятся сети напряжением 0,38–110 кВ, от которых снабжаются электроэнергией преимущественно (более 50 % по расчётной нагрузке) сельскохозяйственные потребители, включая коммунально-бытовые, объекты мелиорации и водного хозяйства, а также предприятия и организации, предназначенные для бытового и культурного обслуживания сельского населения [4,5].

Воздушные линии напряжением 0,4–20 кВ построены по радиальному принципу с использованием, в основном, алюминиевых, неизолированных проводов малых сечений, а также деревянных и железобетонных опор [1].

Конструктивная часть воздушной линии в целом характеризуется:

- длинами промежуточного и анкерного пролетов;
- типами примененных для ее сооружения опор, их габаритными геометрическими размерами;
- марками проводов.

Основными конструктивными элементами воздушной линии являются: стойка опоры, провода, траверсы, изоляторы и фундамент (см. рисунок 1.1.). Кроме того, к элементам ВЛ относится линейная арматура, необходимая в основном для крепления элементов ВЛ друг к другу.

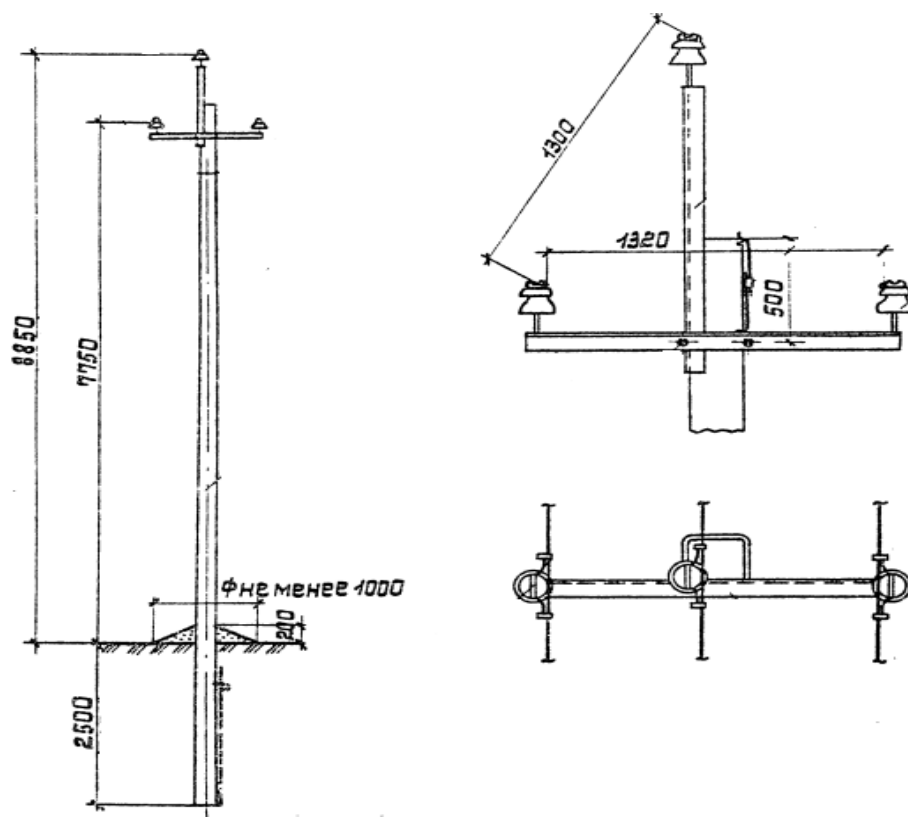


Рисунок 1.1 – Конструкция промежуточной опоры ВЛ-10(6) кВ

По конструкциям различаются следующие типы неизолированных проводов: многопроволочный одно-металлический (алюминиевые, стальные); многопроволочный из двух металлов (сталеалюминиевые); однопроволочные.

Многопроволочные провода характеризуются большей механической прочностью и гибкостью по сравнению с однопроволочными, поэтому их широко применяют в сельских сетях. [6].

Изоляторы воздушных линий в зависимости от их способа крепления на опоре разделяют на штыревые и подвесные. Подвесные изоляторы как правило применяют только на анкерных и угловых опорах [6].

Опоры для ВЛ напряжением 6–10 кВ изготавливают из дерева и железобетона. Деревянные опоры просты в изготовлении и дешевы, но недолговечны из-за гниения древесины. Железобетонные опоры дороже, но прочнее.

По назначению опоры воздушных линий разделяют на промежуточные, анкерные, концевые, угловые и специальные.

Согласно [7], 53 % линий электропередач напряжением 0,4–10 кВ находятся в эксплуатации более 30 лет.

Средняя степень износа электросетевых объектов в распределительных электрических сетях составляет свыше 70 %.

Предприятия электрических сетей и около 78 % районов электрических сетей имеют диспетчерские пункты, из которых только 60 % оснащены диспетчерскими щитами [1].

Релейная защита и автоматика выполнена в основном с использованием электромеханических реле (~91 %), которые имеют значительный разброс характеристик срабатывания реле по току и времени, обладают недостаточной чувствительностью. Около 60 % всех комплектов релейной защиты находятся в эксплуатации более 30 лет [1].

Средний технический уровень установленного подстанционного оборудования в сетях по многим параметрам соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в технически развитых странах мира 25–30 лет назад.

Начиная с 1990 года, вследствие объективных экономических условий, сократились темпы реконструкции, технического перевооружения и нового строительства распределительных электросетевых объектов. Если в 1993–1994 годы было реконструировано ~ 0,5 % ВЛ (от общей протяженности), то в 1998 г. ~ 0,36 %. В результате динамика изменения физического износа сетевых объектов получила устойчивую тенденцию к росту. При этом использование физически изношенного электротехнического оборудования и изделий требует дополнительных эксплуатационных затрат [8].

1.2 Анализ статистики повреждений воздушных линий 10(6) кВ

Аварии в сетях 6–10 кВ составляют около 70–80 % всех нарушений электроснабжения потребителей. Особенно тяжелые последствия вызывают массовые гололедные и ветровые аварии на ВЛ напряжением 6–10 кВ [7,9].

В сетях напряжением 6–20 кВ происходит, в среднем, до 30 отключений в год в расчёте на 100 км воздушных и кабельных линий [1,10].

Согласно [11], источниками аварийности воздушных линий 6–10 кВ являются:

- повреждение опор 40 %;

- повреждение изоляторов 35 %;
- повреждение провода 25 %;

Причинами повреждений на ВЛ 6–20 кВ являются [1]:

- изношенность конструкций и материалов при эксплуатации – 18 % (подстанционное оборудование, воздушные линии и опоры, комплекты релейной защиты);
- климатические воздействия (ветер, гололёд и их сочетание) выше расчётных значений – 19 %, вследствие которых разлетаются вдребезги изоляторы, обрываются провода, падают опоры воздушных линий электропередач, стволы и ветки деревьев, под тяжестью снега и льда, падают на провода;
- грозовые перенапряжения – 13 %;
- несоблюдение требований эксплуатации, ошибки персонала – 6 %;
- посторонние, несанкционированные воздействия – 16 %;
- невыясненные причины повреждений – 28 %;

При действии ветровых нагрузок, наиболее частыми повреждениями являются [10]:

- обрыв проводов 24,9 %;
- сближение и схлестывание проводов 17 %;
- обрыв вязки провода к изолятору 9,8 %;
- другие виды повреждений 49,3 %.

Всё это сформировало тенденцию к росту количества отключений в распределительных сетях 6–10 кВ приблизительно на 16 % ежегодно [7].

Ежегодно аварийно отключается 10% всех ВЛ-10(6) кВ, находящихся в эксплуатации. Среднее время восстановления одного отказа ВЛ-10(6) кВ составляет более 3-х часов, затраты на восстановление в среднем превышают 1 млн. руб.

1.3 Основные опасности, возникающие при обрывах фазных проводов воздушных линий 10(6) кВ

Сети напряжением 6–10 кВ выполняются с изолированной нейтралью питающих трансформаторов. Защита должна реагировать на трёхфазные, двухфазные, однофазные и двойные замыкания на землю [6].

Трёхфазные, двухфазные и двойные замыкания на землю, как правило, сопровождаются значительным увеличением тока и в большинстве случаев, легко определяются защитами [6].

Другим видом несимметричных повреждений являются продольные повреждения или обрыв цепи. Подобные повреждения могут быть результатом обрыва провода, которые часто приводят к однофазным замыканиям на землю, неправильной работой одного из полюсов выключателя или срабатыванием предохранителей. Продольные повреждения не сопровождаются увеличением тока и, следовательно, не определяются стандартными максимальными токовыми защитами. Защиты при этом действуют на сигнал.

При однофазных замыканиях на землю в этих сетях ток повреждения относительно мал, а линейные напряжения не изменяются. Защита при этом должна действовать на сигнал [3].

Ток однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью определяется частичными ёмкостями фаз сети по отношению к земле и зависит от напряжения, конструкции и протяжённости сети. При значительных ёмкостях относительно земли, нейтрали одного или нескольких трансформаторов заземляются через дугогасящие реакторы, назначением которых является компенсация ёмкостных токов замыкания на землю [12,13].

При замыкании на землю одной фазы, например, фазы С (см. рисунок 1.2), её напряжение по отношению к земле будет равно нулю, а напряжение двух других фаз увеличится в $\sqrt{3}$ раз и угол сдвига между векторами этих напряжений будет 60° (см. рисунок 1.3). Ёмкостный ток повреждённой фазы будет равен нулю, а ёмкостные токи каждой неповреждённой фазы увеличатся пропорционально росту напряжений на ёмкости и соответственно будут равны $\sqrt{3}I_{CA}$ и $\sqrt{3}I_{CB}$. Суммарный ток через ёмкости неповреждённых фаз $3I_C$, равный геометрической сумме токов этих фаз, будет проходить через место замыкания фазы С на землю, замыкаясь через источник питания сети [14].

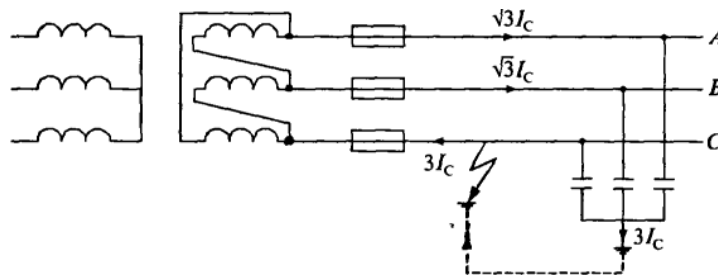


Рисунок 1.2 – Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью

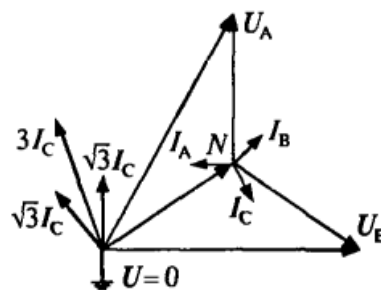


Рисунок 1.3 – Векторная диаграмма токов и напряжений при однофазном замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью

При неметаллическом замыкании на землю в месте замыкания возникает перемежающаяся дуга, которая сопровождается повторными гашениями и зажиганиями. Между ёмкостью и индуктивностью сети в этом случае появляются свободные электромагнитные колебания высокой частоты, вследствие чего в сети возникают перенапряжения. Амплитуда дуговых перенапряжений в сетях 6–35 кВ, согласно

многократно приведённым исследованиям, при отсутствии феррорезонансных явлений может достигать значений $3,2U_{\phi}$ на неповреждённых фазах и $2,2U_{\phi}$ на повреждённой фазе [14].

Кратковременные дуговые перенапряжения такой величины не опасны для нормальной работы изоляции оборудования. Однако длительное воздействие перенапряжений на изоляцию может привести к ионизации, и её тепловому пробою в любой точке сети. Кроме того, наличие значительного тока в дуге развитых кабельных сетей приводит к переходу однофазных замыканий в двух и трёхфазные короткие замыкания и отключению электроприёмников.

Кроме того, ток однофазного замыкания, растекаясь по земле вблизи места замыкания на землю, представляет опасность попадания под шаговое напряжение. При попадании под шаговое напряжение возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц ног и как следствие этого падение человека на землю. В этот момент прекращается действие на человека шагового напряжения и возникает иная, более тяжёлая ситуация: вместо нижней петли в теле человека образуется новый, более опасный путь тока, обычно от рук к ногам и создаётся реальная угроза смертельного поражения током. Особо опасно шаговое напряжение для крупного рогатого скота, так как расстояние шага у этих животных очень велики и соответственно велико напряжение, под которое они попадают. Нередки случаи гибели скота от шагового напряжения [6].

Безопасность является одним из важных факторов, оказывающих влияние на стоимость проектирования и эксплуатации электроустановок. Если не применять мер для обеспечения безопасности персонала, то расходы на компенсацию ущерба для здоровья превысят расходы на разработку и применение средств защиты [15]. Примерно 7–13% от всего числа травм и несчастных случаев, связанных с летальным исходом, приходится на поражение электрическим током. Эта статистика подкреплена реальными историями из жизни, каждая из которых несет в себе человеческое горе, связанное с гибелью людей от электротравм. Такие случаи далеко не редки.

Длительные замыкания на землю могут стать причиной повреждения измерительных трансформаторов напряжения (ТН). Длительное воздействие тока однофазного замыкания на землю может вызвать повреждение железобетонных опор, а высыхание грунта вблизи заземлителя опоры – опасное повышение напряжения прикосновения.

В распределительных сетях 6–10 кВ, питающие нестационарные электроустановки (торфопредприятия, карьеры, шахты и т.п.), замыкания на землю должны отключаться немедленно, поскольку они сопряжены с повышенной опасностью для людей [12].

1.4 Пути повышения надёжности работы воздушных линий 10(6) кВ

Анализ аварий ВЛ-10(6) кВ показывает, что их основными причинами являются экстремальные климатические воздействия, высокая степень изношенности кон-

струкций и материалов, неудовлетворительное строительство и эксплуатация элементов ВЛ. Поэтому особую актуальность приобретает необходимость повышения надёжности работы воздушных линий 10(6) кВ.

Выбор конструктивных решений и технических параметров ВЛ 10(6) кВ должен производиться с учётом расчётных климатических условий и в соответствии с требуемым уровнем надёжности работы линий в распределительной сети [3].

На сегодняшний день, во многих странах мира повсеместно и широко применяются в строительстве и эксплуатации линии электропередачи с кабелями воздушными самонесущими КВС (фактически это одножильные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, скрученные в жгут вокруг изолированного несущего стального троса) [16].

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена занимают 80–85 % энергетики в США и Канаде, 95 % в Германии и Дании, 100% в Японии, Финляндии, Швеции и Франции [16].

КВС обеспечивает возможность перехода кабельной воздушной самонесущей линии в подземную или подводную кабельную линию без использования соединительных муфт или кабельных воронок. При падении кабеля на землю электроснабжение не прерывается и исключается риск пожаров и поражения электротоком. Исключена вибрация и пляска проводов, схлестывание, практически исключается короткое замыкание между фазами [16].

В нашей стране ведётся выборочное строительство воздушных линий с самонесущими кабелями на стадии опытно-промышленного внедрения с применением импортного кабеля и арматуры. По предварительным данным, в РФ построено более 200 км таких ВЛ 10 кВ на воздушных самонесущих кабелях [16].

Однако нормативно-техническая документация на воздушные линии КВС в нашей стране отсутствует и не разрабатывается. Сложившееся положение сдерживает темпы и качество проектирования и строительства.

Применение самонесущих изолированных проводов (СИП) при сооружении воздушных защищённых линий позволяет в значительной мере повысить надёжность и экономичность электроснабжения потребителей (до 9 % снижение потерь электроэнергии при передаче потребителю, по данным Росстата) и сохранить эксплуатационные расходы [17].

В настоящее время в Российской Федерации в сетях 0,38–35 кВ успешно внедряются изолированные провода (СИП). Однако к началу 2011 г. они составляли не более 2 % от общей протяжённости всех проводов [18].

В процессе эксплуатации воздушных линий электропередачи должны внедряться геоинформационные технологии (ГИС), обеспечивающие получение объективной информации о параметрах и характеристиках ВЛ, а также способствующие повышению надёжной работы линейного объекта и предупреждению аварийных ситуаций (см. рисунок 1.4).

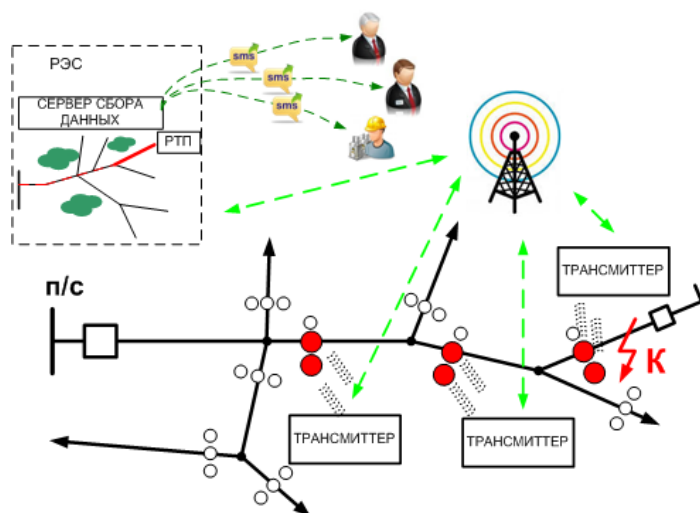


Рисунок 1.4 – Геоинформационная система (ГИС) определения места повреждения воздушных линий

Геоинформационная система (ГИС) определения места повреждения воздушных линий предназначена для оперативного определения участка распределительной сети, на котором произошло короткое или однофазное замыкание на землю.

На ВЛ, напряжением 6–20 кВ (в отдельных случаях на ВЛ 35 кВ), проходящих по населенной местности и в лесопарковой зоне, при соответствующем технико-экономическом обосновании, рекомендуется использовать защищенные провода или высоковольтные воздушные кабели.

На магистралях ВЛ 6–20 кВ следует применять неизолированный провод типа АС или защищенный провод сечением не менее 70 мм². На отпайках от магистралей допускается применение проводов типа АС, защищенный провод (СИП–3) сечением не менее 35 мм² [3].

Защищенные провода типа СИП–3 необходимо применять на ВЛ 6–35 кВ в следующих случаях:

- при прохождении трассы ВЛ по населённой местности;
- при прохождении ВЛ по лесным массивам;
- при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стеснённых условиях;
- при совместной подвеске с ВЛ 0,4 кВ.

Монтаж проводов линий электропередачи, выполненных СИП, может осуществляться, как на опорах, так и по фасадам зданий и сооружений.

Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет [3].

Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы, необходимо автоматизировать сети 6–20 кВ посредством:

- автоматического ввода резерва;
- секционирование ВЛ;
- организации систем автоматического повторного включения как на линейных выключателях центров питания, так и на секционирующих пунктах ВЛ;

- отключение ответвлений ВЛ;
- оснащение воздушных линий современными устройствами защиты и автоматизации;
- организации мониторинга за текущим состоянием проводов, в т.ч. их температуры нагрева;
- разработка современных и надёжных каналов связи релейной защиты и автоматики.

На ВЛ 6–20 кВ рекомендуется применять:

- подвесные полимерные, стеклянные изоляторы;
- полимерные изолирующие распорки;
- полимерные изолирующие траверсы;
- штыревые стеклянные и фарфоровые изоляторы с проушиной, с применением спиральной вязки для проводов СИП–3 и АС.

ВЛ 6–35 кВ с защищенными проводами должны оборудоваться устройствами защиты от перенапряжений.

При проведении ремонтов ВЛ, построенных с соблюдением требований ПУЭ шестого издания и предусматривающих полную замену опор и проводов на отдельных участках ВЛ (в анкерных пролётах), восстановление этих участков должно производиться с учётом требований ПУЭ 7-го издания [3].

На воздушных линиях электропередачи с высокой степенью физического износа (близкому к 100 %, а в отдельных случаях и менее), необходимо выполнять реконструкцию и техническое перевооружение ВЛ в целом.

Провести модернизацию системы заземления нейтрали сетей 6–10 кВ на основе последних достижений науки и техники в данной области. Принципиальная возможность такой модернизации – это переход на резистивную систему заземления нейтрали. Резистивная система заземления нейтрали сетей 6–10 кВ обеспечивает снижение уровня дуговых перенапряжений, селективное обнаружение поврежденного присоединения, его быстрое отключение и улучшение условий электробезопасности [19].

1.5 Анализ существующих методов и средств защит, определяющих место обрыва фазных проводов воздушных линий 10(6) кВ

На практике часто приходится сталкиваться с ненормальными режимами питания силовых трансформаторов, систем электроснабжения, вызванных обрывом одной фазы воздушной ЛЭП, без замыкания на землю.

Причинами подобных режимов могут быть, как природные явления (сильный ветер, гололед и т.п.), так и короткие замыкания, вызывающие порою отгорания шлейфов ВЛ на опорах линий. В этом случае возникает неполнофазный режим работы трансформаторных подстанций и питающихся от них потребителей [20,21.....].

Рассмотрим некоторые виды защит и устройства, способные определить обрыв провода в сетях напряжением 10 кВ.

1.5.1 Защиты, построенные по принципу измерения разности токов

Предлагаемое устройство для защиты от обрыва фазы предназначено для установки у потребителей трехфазного тока, не допускающих асимметрии токов, с целью переключения потребителей на резервное питание при повреждениях на линии и отключении при повреждении в самом потребителе. Устройство принадлежит к типу известных устройств того же целевого назначения, содержащих реле, реагирующих на разность двух токов, получаемых от включенных в контролируемую сеть трансформаторов тока и пропорциональных один – току одной фазы, а другой – разности токов двух других фаз [22].

Особенностью предлагаемой защиты, обеспечивающей упрощение ее, является использование для получения указанных токов двух трансформаторов тока с коэффициентами трансформации находящимися в соотношении 1:1,73, и электромагнитного реле постоянного тока, включенного по дифференциальной схеме на выпрямители, подключение к выходам указанных трансформаторов тока, один из которых включен в цепь одной фазы сети, а другой, имеющий две первичных обмотки – в цепи двух других фаз (см. рисунок 1.5).

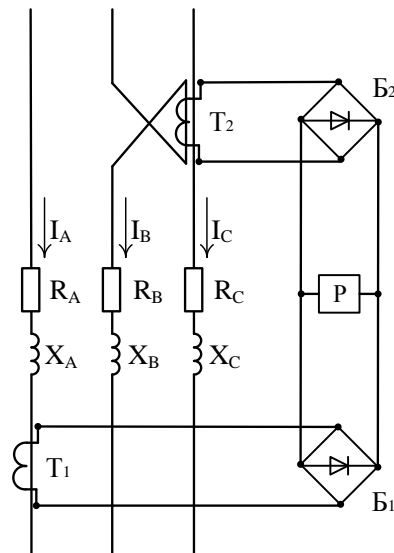


Рисунок 1.5 – Принципиальная схема устройства защиты

Устройство, фиксирующее асимметрию токов, в трехфазной цепи с изолированной нейтралью схематически показано на рисунке 5.2. Оно состоит из двух трансформаторов тока T_1 и T_2 , коэффициенты трансформации которых относятся как 1:1,73, из двух полупроводниковых выпрямителей B_1 и B_2 , собранных по мостиковой схеме, и одного реле P постоянного тока. Трансформатор тока T_1 включен в фазу А, включение же второго трансформатора T_2 обеспечивает измерение разности токов фаз С и В.

Реле P постоянного тока включено по дифференциальной схеме, вследствие чего разность выпрямленных токов в нем при симметричном режиме равно нулю. При обрыве любой из фаз появляется разность токов, и реле срабатывает.

По своему принципу предлагаемое устройство не нуждается в выдержке времени. Его чувствительность определяется, исходя допустимой асимметрии, не нарушающей работу потребителей, и необходимости обеспечения его действия при обрывах фазы на своем участке и исключения возможности работы на смежных участках системы.

1.5.2 Защиты, реагирующие на ток обратной последовательности

Устройство для определения обрыва проводов в воздушных электрических сетях, содержащее установленные в начале защищаемой линии фильтр тока обратной последовательности с элементом выдержки времени, блок контроля тока нагрузки и исполнительный орган, снабжено тремя блоками коррекции для соответствующих зон, входы каждого из которых соединены с выходами упомянутого фильтра тока обратной последовательности и блока контроля тока нагрузки, причём коэффициент коррекции каждого блока определяют как отношение тока обратной последовательности к номинальному току в начале контролируемой линии и он равен соответственно для первой зоны 0,5–0,7, для второй зоны 0,3–0,5 и для третьей зоны 0,1–0,3, выходы упомянутых блоков коррекции соединены с исполнительным органом, выполненным в виде индикатора зоны повреждения [23].

На рисунке 1.6 изображены функциональная схема предлагаемого устройства для определения обрыва проводов в воздушных электрических сетях.

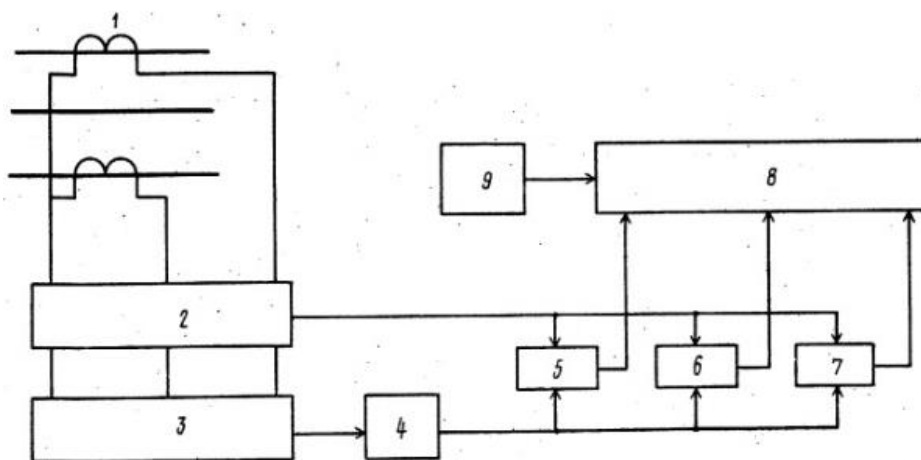


Рисунок 1.6 – Функциональная схема устройства

К трансформаторам 1 тока, установленным в начале защищаемой линии, подсоединены блок 2 контроля тока нагрузки и фильтр 3 тока обратной последовательности, выход которого через элемент 4 выдержки времени подсоединен к блокам 5–7 коррекции с различными порогами срабатывания, к вторым входам упомянутых блоков коррекции подсоединен выход блока 2 контроля тока нагрузки, выходы с блоков коррекции подключены к входу блока 8 индикации зоны повреждения, к второму входу которого подключен блок 9 питания.

При обрыве провода, в контролируемой сети появляется ток обратной последовательности, обусловленной неполнофазным режимом, который протекает по цепи трансформатора 1 тока и на выходе фильтра 3 тока обратной последовательности

появляется сигнал, который через время t , обусловленное элементом 4 выдержки времени поступает на входы блоков 5–7 коррекции с различными порогами срабатывания. Одновременно на вторые входы блоков коррекции поступает сигнал с блока 2 контроля тока нагрузки. Блоки 5–7 коррекции производят деление тока обратной последовательности на контролируемый ток нагрузки и в зависимости от величины полученного результата при соответствующей уставке, на выходе одного из них появляется сигнал, поступающий на соответствующий вход блока 8 индикации повреждения, который позволяет выделить зоны повреждения в контролируемой линии [23].

Устройство [24] разработано для управления, защиты и мониторинга электроустановок промышленных потребителей, распределительной сети и подстанций, а также для использования в качестве резервных защит для сетей высокого и сверхвысокого напряжения.

MiCOM P123 предоставляет достаточный набор защит/ступеней от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю сетей, промышленных предприятий и дополнительно сетей другого назначения, где требуется защита максимального тока. Защита от замыканий на землю обладает повышенной чувствительностью, что позволяет использовать ее в сетях с малыми токами замыкания на землю.

В дополнение к функциям защиты, каждый из терминалов данной серии предоставляет пользователю возможность использования функций управления и регистрации событий и переходных процессов. Наличие портов связи и поддержка международных протоколов позволяет интегрировать данные терминалы в системы защиты и управления энергообъектом. При этом данные регистрации (события, осциллограммы, аварийные записи) и измерений выполняемые терминалами становятся доступны в системе верхнего уровня.

Обрыв провода не сопровождается увеличением тока и, следовательно, не определяется стандартными максимальными токовыми защитами. Тем не менее, такие повреждения являются причиной появления несимметрии и, следовательно, вызывают протекание тока обратной последовательности, который может быть использован для определения повреждения. Обзор функциональных возможностей представлен на рисунке 1.7.

Токовая защита обратной последовательности может быть использована для определения подобных повреждений. Однако, на слабо нагруженной линии, ток обратной последовательности, появляющийся в результате продольных (полные или частичные обрывы) повреждений, может быть близок или даже меньше чем ток обратной последовательности нагруженной линии, вызванных погрешностями трансформаторов тока, несимметрией нагрузки и т.п. Следовательно, пусковой орган токовой защиты обратной последовательности не будет работать в режиме незагруженной линии [24].

В реле типа MiCOM P122 и P123 интегрирован измерительный орган, реагирующий на отношение токов обратной и прямой последовательности (I_2 / I_1). Такое измерение в меньшей степени, чем просто измерение тока обратной последователь-

ности, зависит от режима работы линии, поскольку отношение токов примерно постоянная величина при различных нагрузках. Следовательно, обеспечивается большая чувствительность защиты.

ANSI Коды	ФУНКЦИЯ	P120	P121	P122	P123	P125	P126	P127
50/51P/N	Однофазная токовая защита	*				*		
50/51	Трехфазная токовая защита		*	*	*		*	*
50/51N	ТЗНП		*	*	*		*	*
67P	Направленная трехфазная МТЗ							*
67N	Направленная ТЗНП					*	*	*
51V	МТЗ с пуском по напряжению*							*
37	Трехфазная защита по мин. току			*	*		*	*
46	МТЗ обратной последовательности			*	*		*	*
27/59	Защита от понижения/повышения напряж. (логика "И" & "ИЛИ")							*
59N	Защита по повышению напряжения 3Uo					*	*	*
32	Реле мощности							*
32N	ЗНЗ Ваттметрическая					*	*	*
81U/O	АЧР							*
49	Защита от тепловой перегрузки			*	*		*	*
86	Подхват выходных реле	*	*	*	*	*	*	*
79	АПВ				*		*	*
50BF	УРОВ с контролем тока			*	*		*	*
46BC	Определение обрыва провода I2/I1			*	*		*	*
	Логика блокирования	*	*	*	*	*	*	*
	Режим проверок выходного реле			*	*	*	*	*
	Мест./Дист. управление выключателем			*	*	*	*	*
	Контроль цепей отключения			*	*		*	*
	Пуск-наброс			*	*		*	*
	Логика селективности			*	*		*	*
	Блокировка по 2-ой гармонике			*	*		*	*
	Автоматическое ускорение при включении					*	*	*
	Чередование фаз			*	*		*	*
	Контроль цепей напряжения							*

Рисунок 1.7 – Обзор функциональных возможностей MiCOM P12x

В сети с единственной точкой заземления, ток нулевой последовательности будет незначителен и, следовательно, отношение токов I_2 / I_1 , протекающих в защищаемой цепи, приближается к 100%. В сети с большим числом заземлений (при условии, что импедансы всех последовательностей равны), отношение I_2 / I_1 составит 50%. Схема устройства изображена на рисунке 1.8.

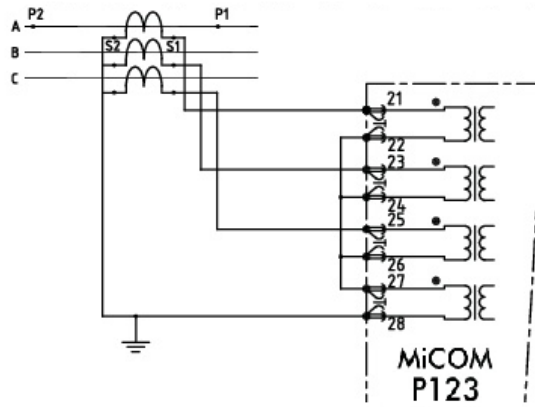


Рисунок 1.8 – Устройство защиты реле MiCOM P123

Отношение I_2 / I_1 при различных значениях импеданса системы можно рассчитать по формуле:

$$I_1 = \frac{E_c \cdot (Z_2 + Z_0)}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0};$$

$$I_2 = \frac{-E_c \cdot (Z_0)}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0}$$

где E_c – напряжение системы;

Z_1 – импеданс прямой последовательности;

Z_2 – импеданс обратной последовательности;

Z_0 – импеданс нулевой последовательности.

Тогда отношение тока обратной последовательности к току прямой последовательности находится по:

$$I_2 / I_1 = \frac{Z_0}{Z_0 + Z_2}$$

Отсюда следует, что для разомкнутой цепи в заданной точке системы, отношение I_2 / I_1 может быть определено из отношения импедансов нулевой и обратной последовательностей. Однако следует отметить, что это отношение может изменяться в зависимости от места повреждения. Следовательно, желательно иметь уставку обеспечивающую максимально возможную чувствительность защиты. На практике минимальное значение уставки ограничивается уровнем тока обратной последовательности присутствующего в системе в нормальном режиме. Эта величина может быть определена путем анализа системы или измерена с помощью реле на стадии наладочных работ. Если последний метод считается приемлемым, то измерения необходимо выполнять в максимальном нагрузочном режиме, чтобы учесть всю однофазную нагрузку.

При задании чувствительности уставок, пусковой орган защиты будет срабатывать при возникновении любой несимметрии в системе (например, в цикле однофазного повторного включения). Следовательно, защита должна иметь большую выдержку времени, обеспечивающую согласование с другими защитами. Выдержку времени порядка 60с можно считать типовой [24].

В таблице 1.2 представлены опции меню защиты от обрыва проводника, включая диапазон регулирования уставки и значения, установленные на заводе изготовителе:

Таблица 1.2 – Опции меню защиты от обрыва проводника

Текст меню	Заводская уставка	Диапазон		Шаг
		Min	Max	
Автоматика				
Обрыв провода	Нет	Нет	Да	
$t_{об}, c$	1	1	14400	1
Коэффициент $I_2 / I_1, \%$	20%	20%	100%	1%

Пример выбора уставки.

Изменения, выполненные при проведении наладочных работ:

$I_n = 500$ А (максимальный ток нагрузки), $I_2 = 50$ А.

Отношение токов I_2 / I_1 в нормальном режиме:

$I_2 / I_1 = 50 / 500 = 0,1$.

Допуская возможные изменения нагрузки до 200% ($I_2 / I_1 = 0,2$), следовательно, коэффициент I_2 / I_1 можно принять типовой 20%.

Уставка времени срабатывания: $t_{об} = 60$ с, для обеспечения отключения коротких замыканий защитами с выдержкой времени.

Похожим принципом работы обладают устройства [25,26,27].

1.5.3 Защиты, построенные на сравнении напряжений обратной последовательности здоровой и повреждённой воздушных линий

Устройство [28] предназначено для защиты от неполнофазных режимов работы. Обеспечивает защиту сразу двух электрических цепей.

По фазным проводам 1–3 получает питание нагрузка 4, а по фазным проводам 5–7 получает питание нагрузка 8. К выходам фильтра 9 напряжения обратной последовательности подключен реагирующий орган 10, первый вход 11 фильтра связан через диод 12 и резистор 13 с фазным проводом 1, а через диод 14 и резистор 15 с фазным проводом 5. Второй вход 16 фильтра связан через диод 17 и резистор 18 с фазным проводом 2, а через диод 19 и резистор 20 с фазным проводом 6. Третий вход 21 фильтра связан через диод 22 и резистор 23 с фазным проводом 3, а через диод 24 и резистор 25 с фазным проводом 7 [28].

В нормальном режиме работы нагрузок 4 и 8 в любой момент времени потенциалы проводов 1 и 5 равны, так как они принадлежат, например, фазе А, потенциалы проводов 3 и 6 также равны, так как они принадлежат, например, фазе В, и потенциалы проводов 5 и 7 также равны, так как принадлежат, например, фазе С. Потенциалы проводов 1 и 5 равны, поэтому в один полупериод к входу 11 фильтра 9 напряжения обратной последовательности подходит питание через резистор 13 и диод 12.

В другой полупериод к входу 11 фильтра питание подходит через резистор 15 и диод 14. Аналогично к входу 16 фильтра в один полупериод подходит питание через резистор 18 и диод 17, а в другой полупериод через резистор 20 и диод 19. И к входу 21 фильтра подходит питание в один полупериод через резистор 23 и диод 22, а в другой полупериод через резистор 25 и диод 24. Поскольку к входам 11, 16 и 21 питание подводится в оба полупериода, то на выходах фильтра 9 напряжения обратной последовательности сигнал отсутствует и реагирующий орган 10 не срабатывает.

На рисунке 1.9 представлена принципиальная схема устройства.

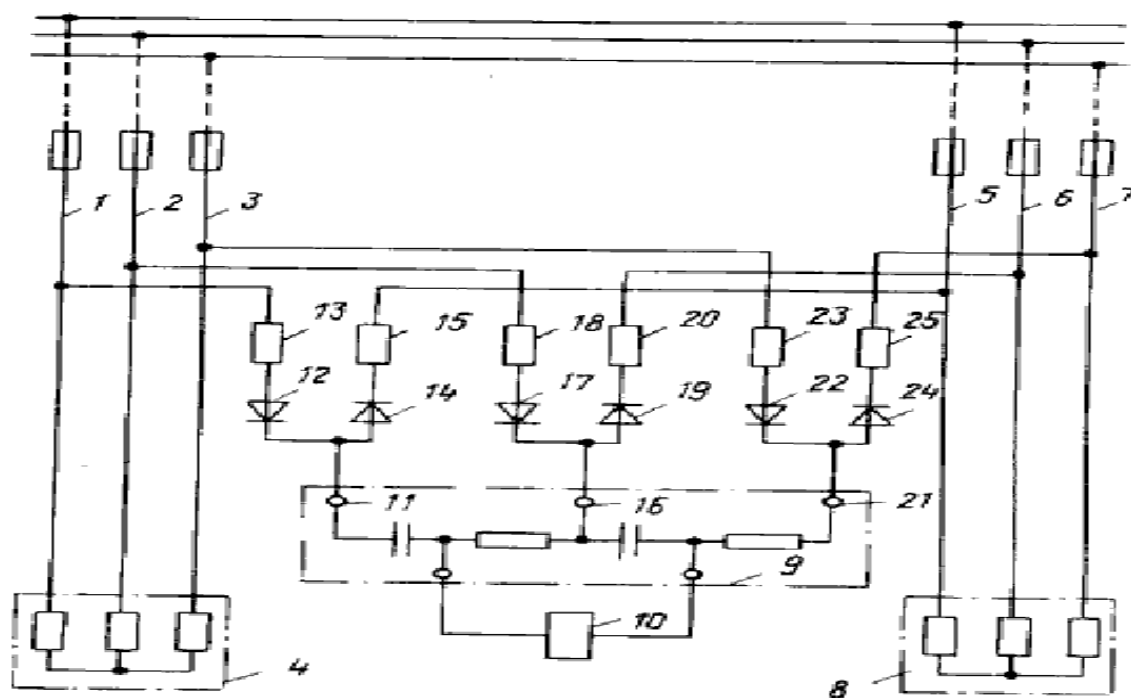


Рисунок 1.9 – Принципиальная схема устройства

В случае обрыва фазного провода 5, например, перегорает предохранитель, к входу 11 фильтра подводится питание только в один полупериод через диод 12 и резистор 13 от фазного провода 1. При этом нарушается симметрия напряжений, подведенных к входам фильтра 9, и на выходах фильтра появляется сигнал, от которого срабатывает реагирующий орган 10 [28].

Экономический эффект от использования предлагаемого устройства заключается в том, что для контроля целостности двух трёхфазных цепей используется не два фильтра напряжения обратной последовательности с двумя реагирующими органами, а один фильтр с одним реагирующим органом.

1.5.4 Защиты, реагирующие на напряжение и ток обратной последовательности

Устройство [29] это новое поколение коммутационного оборудования, объединившее в себе передовые технологии микропроцессорной релейной защиты и автоматики (РЗА) и коммутационной техники.

Источником данных для работы защит и автоматики является система измерения, которая контролирует параметры сети и преобразует их посредством встроенных датчиков тока и напряжения, а также математического фильтра цифрового сигнала. Из параметров первичной сети система измерения выделяет те, которые используются для работы защит и автоматики [29]:

- фазные токи;
- фазные напряжения;
- токи прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- частота основной гармоники.

Коммутационный модуль подключается к шкафу управления с помощью соединительного устройства (см. рисунок 1.10). По соединительному устройству в шкаф поступает информация о значениях токов, напряжений в первичной сети, которые снимаются с комбинированных датчиков тока и напряжения коммутационного модуля.

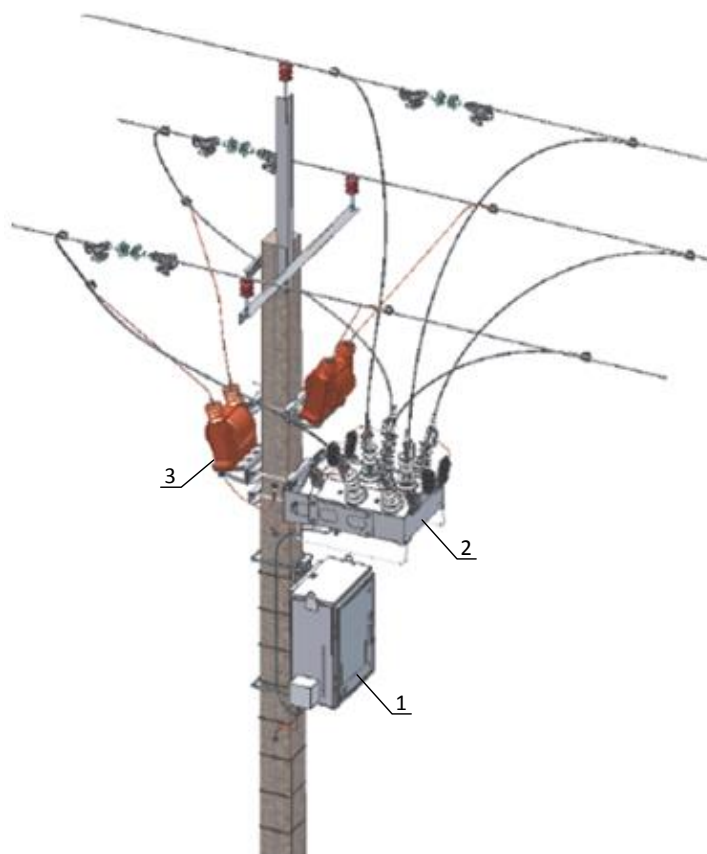


Рисунок 1.10 – Общий вид реклоузера: 1 – шкаф управления; 2 – коммутационный модуль; 3 – трансформатор напряжения.

Сравниваются значения напряжений и токов прямой последовательности с заранее установленными значениями. Также происходит сравнение отношения напряжение и тока обратной последовательности к напряжению и току прямой последовательности (U_2 / U_1 и I_2 / I_1) с уставкой кратности напряжения и тока обратной последовательности к напряжению и току прямой последовательности (VU_{cp} , CU_{cp}). В случае обрыва провода эти значения будут превышать установленные значения и шкаф управления сформирует импульс энергии на отключение. За счет импульса энергии коммутационный модуль отключается. Если в проекте применена автоматика повторного включения АПВ, АВР, то через заданную выдержку времени шкаф управления формирует импульс энергии на включение. Оперативное управление устройством выполняется в местном или дистанционном режиме управления. Подключение к реклоузеру может быть выполнено по интерфейсам USB, Bluetooth или в дистанционном режиме могут быть использованы GSM, GPRS, радио и проводное соединения [29].

Защита от обрыва фазы по напряжению и току обратной последовательности (см. рисунки 1.11–1.12).



Рисунок 1.11 – Логика работы защиты от обрыва фазы по напряжению обратной последовательности

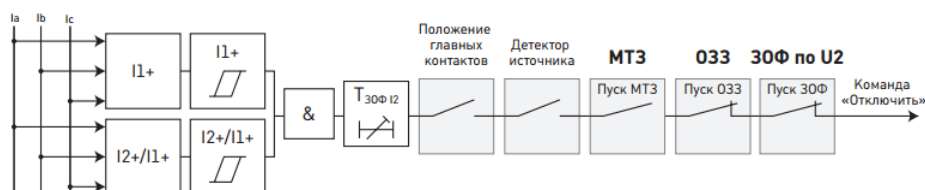


Рисунок 1.12 – Логика работы защиты от обрыва фазы по току обратной последовательности

Защита срабатывает при выполнении следующих условий:

$$U_2 > VU_{\text{cp}} \cdot U_1;$$

$$U_1 > 0,5 \text{ кВ.}$$

где VU_{cp} – уставка кратности напряжения обратной последовательности к напряжению прямой последовательности, о.е.

$$I_2 > CU_{\text{cp}} \cdot I_1;$$

$$I_1 > 5 \text{ А.}$$

где CU_{cp} – уставка кратности напряжения обратной последовательности к напряжению прямой последовательности, о.е.

Возврат защиты происходит при выполнении одного из следующих условий:

$$U_2 < VU_{\text{cp}} \cdot U_1 - 0,2 \text{ кВ};$$

$$U_2 > 0,4 \text{ кВ.}$$

где VU_{cp} – уставка кратности напряжения обратной последовательности к напряжению прямой последовательности, о.е.

$$I_2 > \min(0,95 \cdot CU_{\text{cp}} \cdot I_1 - 1 \text{ А});$$

$$I_1 > 4 \text{ А.}$$

где VU_{cp} – уставка кратности напряжения обратной последовательности к напряжению прямой последовательности, о.е.

При авариях на линии электропередачи реклоузеры повышают быстродействие релейной защиты, так как их установка уменьшает зону отключения абонентов и происходит многократное повторное включение поврежденного участка, которое в большинстве случаев сопровождается восстановлением электроснабжения. К тому же секционирующий реклоузер позволяет дистанционно контролировать величину тока и параметры качества электроэнергии, линию связи с питающей подстанцией, дистанционно управлять выключателем, что ускоряет поиск места повреждения и выезд ремонтной бригады для его устранения (см. рисунки 1.13–1.14).

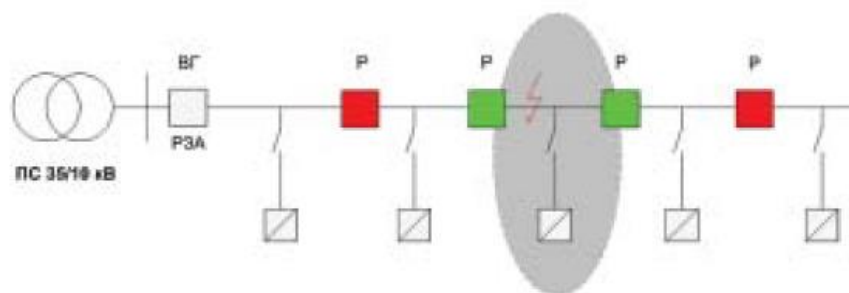
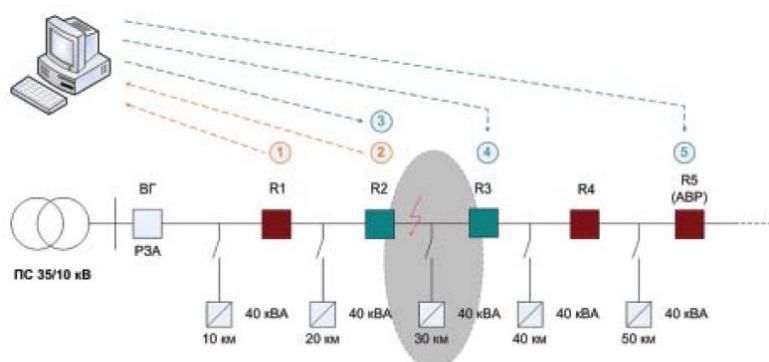


Рисунок 1.13 – Принцип секционирования радиальной линии с односторонним питанием



- 1-2 – защиты реклоузеров обрабатывают на «сигнал»;
- 3 – дистанционное отключение R3;
- 4 – дистанционное отключение R3;
- 5 – дистанционное включение резервного питания.

Рисунок 1.14 – Классическое дистанционное управление аварийными режимами работы сети

В электрических сетях сельской местности линии электропередачи, требующие ремонта и реконструкции, имеют значительную протяженность, но количество ежегодно вводимых в действие реклоузеров ограничено в связи с их высокой стоимостью. Поэтому выбор линии электропередачи для первоочередной реконструкции и места установки секционирующего реклоузера требует технического и экономического обоснования. В каждом предполагаемом варианте необходимы сравнения величины недоотпуска электроэнергии при аварии с отключением ее подачи (выбор варианта с минимальным недоотпуском энергии). Учитывают особенности

линии электропередачи: длину ее отрезков после предполагаемого секционирования, нагрузки на каждом из них, частоту отказов на единицу его длины и среднестатистическую продолжительность ремонта каждого повреждения.

1.5.5 Защиты, использующие асимметрию нагрузки

Устройство содержит электромагнит с четырьмя одинаковыми последовательными катушками 1,2,3 и 4 и одной блокировочной катушкой 5 [30].

Катушки 1 и 2 соединены параллельно и включаются через однополупериодные вентильные элементы 6 в одну из фаз контролируемой сети. Катушки 3 и 4 включаются через такие же элементы 6 в другие фазы сети и создают намагничивающую силу, действующую против суммарной намагничивающей силы катушек 1 и 2 (см. рисунок 1.15).

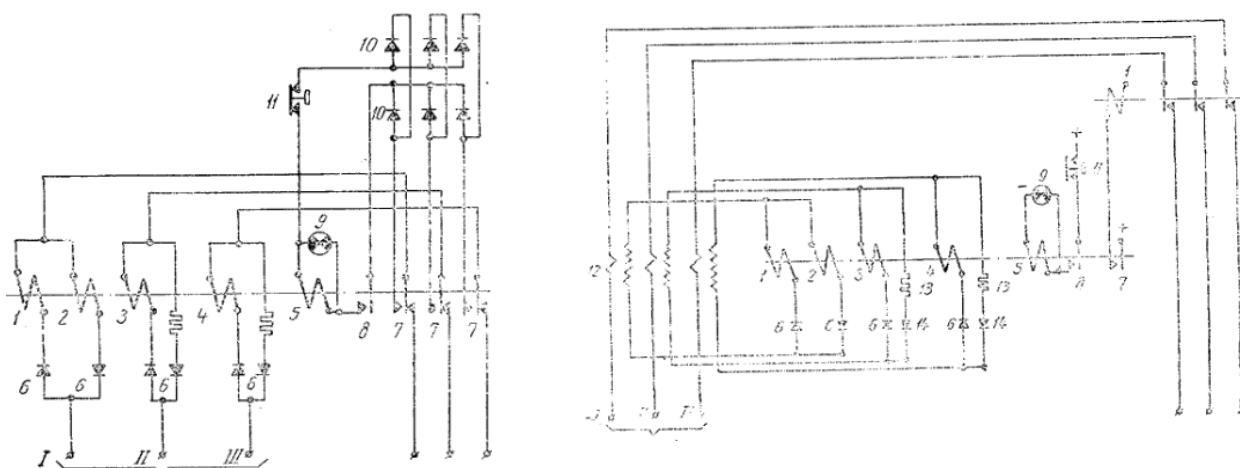


Рисунок 1.15 – Принципиальные схемы устройства в двух вариантах исполнения

Электромагнит воздействует на контакты 7, которые отключают нагрузку и включают блокирующее напряжение. Дополнительный контакт 8 при замыкании блокирует электромагнит и включает сигнальную лампочку 9 или иное сигнальное устройство.

Вентили 10 обеспечивают при обрыве одной фазы питание блокирующей обмотки и сигнальной лампы 9. Для разблокировки сигнальной цепи после исправления повреждения служит кнопка 11.

Действие предлагаемого устройства основано на том, что электромагнит реагирует на асимметрию нагрузки трёхфазной цепи.

При питании токами всех трёх фаз намагничивающие силы катушек 1 и 2, вызванные обоими полупериодами тока первой фазы, уравниваются суммарной намагничивающей силой катушек 3 и 4, создаваемой токами двух других фаз. При обрыве любой из фаз равновесие нарушается и реле своими контактами 7 и 8 производит автоматическое отключение нагрузки, блокировку и сигнализацию.

При небольших нагрузках внешней цепи блокировка схемы может осуществляться и без специальной блокирующей катушки 5 и выпрямляющих вентилях 10; вместо них могут подключаться сопротивления эквивалентные нагрузке.

При больших токах для разгрузки катушек электромагнита и вентилях элементов 6 используются шунты или же катушки, которые могут быть подключены к фазам контролируемой сети через трансформаторы 12 тока (рисунок 1.16)

Катушки 3 и 4, вентильные элементы 6 во второй и третьей фазах могут быть также шунтированы цепями, содержащими сопротивление 13 и вентильные элементы 14, перепускающие вторую полуволну тока в обход катушек 3 и 4.

При значительной величине отключаемой мощности можно внести в схему блокировки второй каскад с мощными выключателями [30].

1.5.6 Защиты, реагирующие на возникающую несимметрию напряжений

Изобретение относится к технике релейной защиты и противоаварийной автоматике в сельских электрических сетях с изолированной нейтралью [31].

Целью изобретения является снижение опасности поражения людей и животных в месте обрыва провода.

Устройство представлено на рисунке 1.16. Оно состоит из анализатора 1 неполнофазного режима, входы которого подключены к источнику 2 фазных напряжений, а выходы через диоды 3–5 подключены к приводам 6–8 заземляющих выключателей 9–11 с пофазным управлением, которые в свою очередь присоединены к шинам А, В, С подстанции. Электромагниты 12–14 пофазного отключения выключателей 15–17 защищаемой линии блока 18 отключения поврежденного провода от сети подключены к источнику питания через соответствующие блок-контакты 19–21 заземляющих выключателей 9–11.

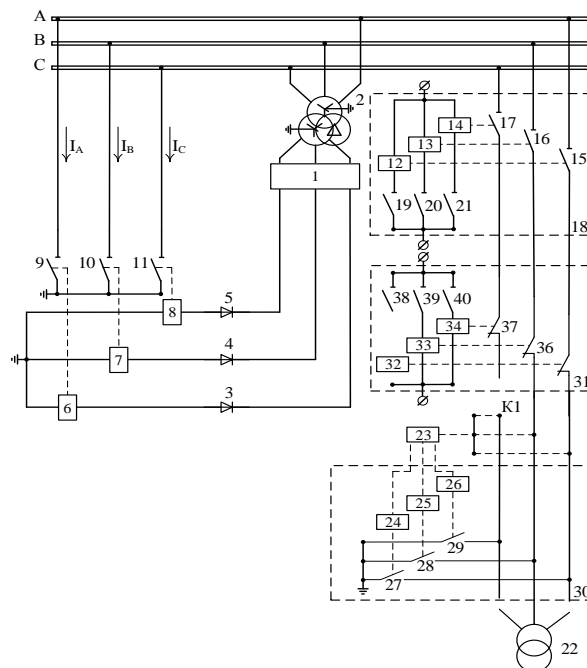


Рисунок 1.16 - Устройство для защиты от неполнофазных режимов в электрической сети с изолированной нейтралью

На приемном конце линии, питающей потребительский трансформатор 22, имеется определитель 23 обрыва фазы, входы которого подключены к фазам питающей линии, а выходы присоединены к приводам 24–26 с пофазным управлением блока 30 искусственного заземления поврежденной фазы, и блок 31 отключения поврежденного провода от сети, содержащий электромагниты 32–34 пофазного отключения контактов 35–37 в цепи питания потребителя, подключенные к источнику питания через соответствующие блок контакты 38–40 заземляющих выключателей 27–29.

На приемном конце линии, питающей потребительский трансформатор 22, имеется определитель 23 обрыва фазы, входы которого подключены к фазам питающей линии, а выходы присоединены к приводам 24–26 с пофазным управлением блока 30 искусственного заземления поврежденной фазы, и блок 31 отключения поврежденного провода от сети, содержащий электромагниты 32–34 пофазного отключения контактов 35–37 в цепи питания потребителя, подключенные к источнику питания через соответствующие блок контакты 38–40 заземляющих выключателей 27–29.

Устройство работает следующим образом.

При обрыве провода, например, в точке К1 определитель 23 обрыва фазы возбуждается и, селективно определив поврежденную фазу, дает через привод 26 команду на срабатывание выключателя 29. Последний, срабатывая, соединяет поврежденную фазу с землей и замыкает блок контакт 40 в цепи питания электромагнита 34 отключения, который срабатывает и посредством размыкающего контакта 37 отсоединяет поврежденный провод от сети.

Анализатор 1 неполнофазного режима реагирует на возникающую несимметрию напряжений и, селективно определив поврежденную фазу, через диод 5 подает команду на срабатывание привода 8 заземляющего выключателя 11. Последний, срабатывая, заземляет поврежденную фазу на шинах подстанции и замыкает свой блок-контакт 21 в цепи питания электромагнита 14 отключения выключателя 17 защищаемой линии, который срабатывает и отключает поврежденный провод от сети. Вследствие этого поврежденный провод оказывается с двух сторон (у потребителя и на подстанции) отключен от сети 10 кВ.

Таким образом, изобретение позволяет значительно снизить опасность поражения людей и животных в месте обрыва провода сетей 10 кВ.

1.5.7 Индикаторы повреждения воздушной линии

Индикаторы короткого замыкания (ИКЗ) для воздушных линий распределительных электросетей 6–10 кВ предназначены для определения поврежденного участка сети, а также мониторинга состояния линий (см. рисунок 1.17). Индикаторы регистрируют аварии основных типов — межфазное замыкание и однофазное замыкание на землю. Приборы позволяют задавать параметры регистрации событий для исключения ложных срабатываний и сохраняют в памяти информацию по последним авариям. Индикаторы не требуют модернизации силового оборудова-

ния РП/РТП/ТП, установки измерительных трансформаторов и других дополнительных датчиков. ИКЗ работают на линиях с изолированной, резистивной или заземлённой нейтралью [32].

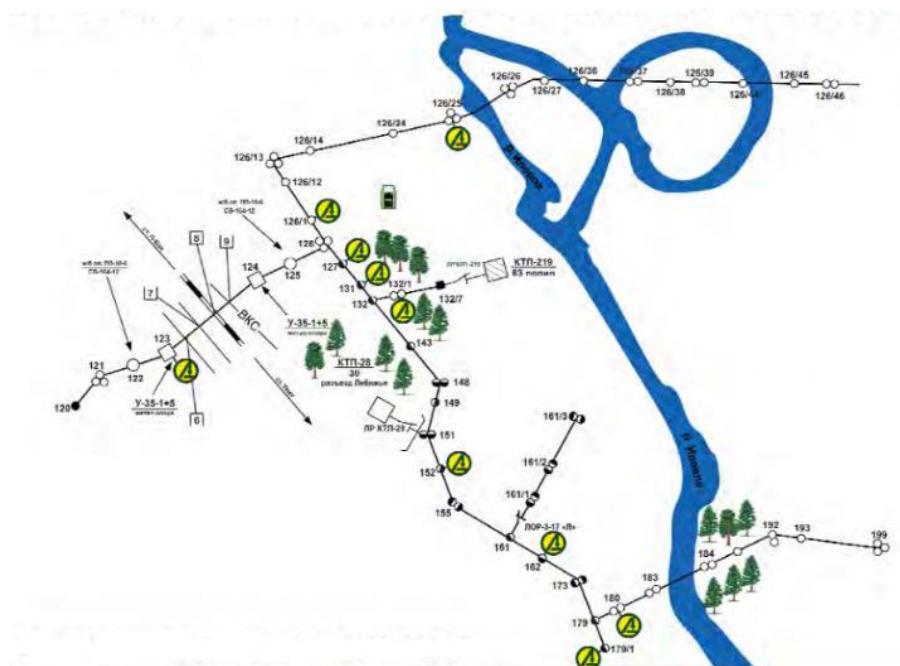


Рисунок 1.17 – Схема размещения индикаторов короткого замыкания на типовом участке районной распределительной сети

Индикаторы позволяют сократить время поиска повреждения и ликвидации неисправностей на линии за счёт секционирования сети и, как следствие, меньшей протяжённости участка для обхода. В результате значительно снижаются потери энергокомпании, связанные с недоотпуском электроэнергии и штрафами со стороны потребителей.

Каждый индикатор короткого замыкания оборудован средством визуального контроля аварийной ситуации: контрастными блинкерами либо сверхъяркими светодиодами. Питание прибора обеспечивается с помощью ёмкостного отбора напряжения от двух фаз контролируемой линии, что исключает необходимость периодической замены батарейных блоков [31].

Индикаторы используют радиоканал ближней связи, сети GSM, проводную связь (используя протоколы MODUS или МЭК-104), релейные выходы, либо передают информацию непосредственно от индикатора к индикатору, выстраивая самоорганизующуюся сеть [32].

Принцип самоорганизующейся сети позволяет передавать данные на большие расстояния без значительных затрат энергии и не требуя при этом покрытия зоны установки приборов операторами сотовой связи или выделенным радиоканальным диапазоном. Использование технологии самоорганизующейся сети позволяет значительно повысить надёжность системы и не допустить нарушений в её работе в случае выхода из строя одного из приборов (см. рисунок 1.18–1.19).



Рисунок 1.18 – Принципиальные способы связи

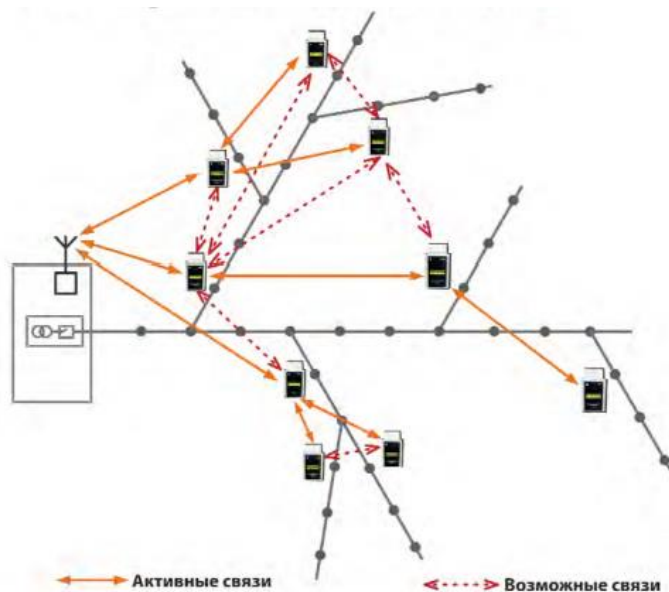


Рисунок 1.19 – Принцип связи ИКЗ

Считывание информации об авариях, мониторинг линии, изменение параметров срабатывания и внутренних настроек происходит при помощи переносного пульта либо непосредственно на диспетчерском пункте. Помимо управления от переносного пульта, возможна настройка с помощью персонального компьютера, используя пульт в качестве передатчика. Данные с индикаторов легко интегрируются в систему телемеханики, АСУ ТП и систему SCADA (см. рисунок 1.20–1.21) [32].

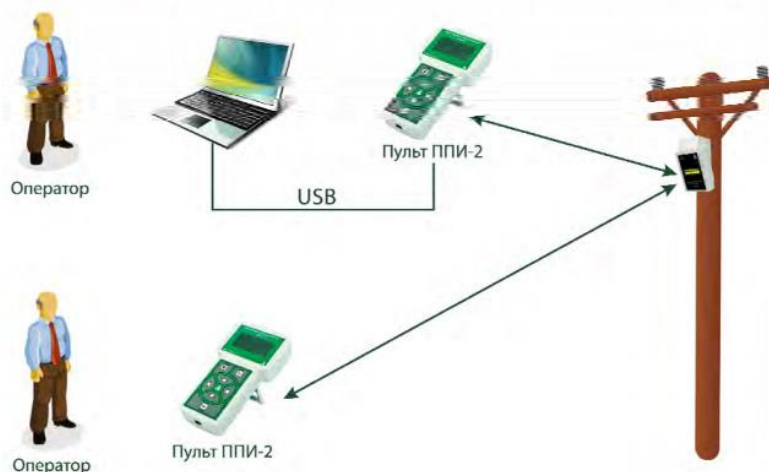


Рисунок 1.20 – Схема передачи данных для ИКЗ с радиомодулем



Рисунок 1.21 – Схема передачи данных для ИКЗ с GSM-модулем

Индикатор короткого замыкания крепится непосредственно на провода контролируемой линии (см. рисунок 1.22–1.23). Такая установка очень проста, но при этом даёт возможность работы на двух- и многоцепных линиях, высокую точность измерений и не требует калибровки прибора по месту установки. Светодиод начинает мигать при фиксации факта аварии и работает в течение заданного пользователем времени, что наглядно позволяет обнаружить повреждённую фазу на большом расстоянии [32].



Рисунок 1.22 – Индикатор короткого замыкания

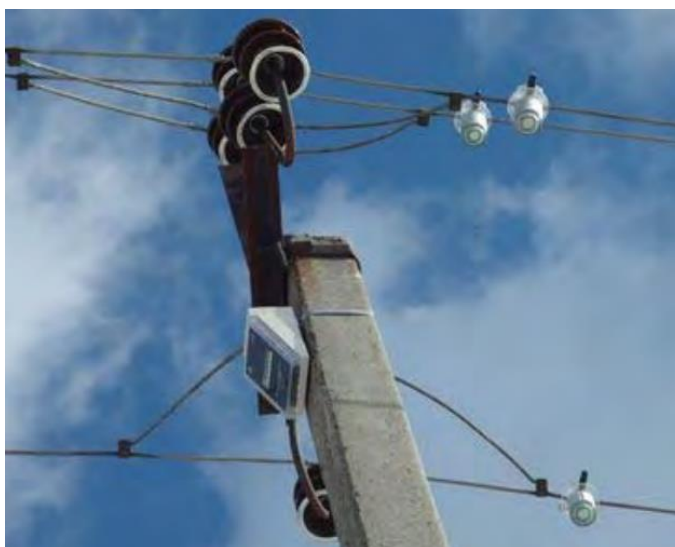


Рисунок 1.23 – Общий вид ИКЗ

Работа индикатора основана на фиксации факта протекания тока короткого замыкания (КЗ) в контролируемой линии. Электромагнитное поле тока в линии воспринимается индукционными датчиками тока, выполненными в виде нескольких ферромагнитных сердечников. Напряжение линии воспринимается емкостным датчиком напряжения. При возникновении скачка тока прибор переключается из режима ожидания в режим наблюдения аварийного процесса, замеряются параметры КЗ, определяется тип аварии. По истечении времени ΔT , если напряжение U опустилось ниже порогового значения, индикатор сохраняет во внутренней памяти время фиксации аварии (с точностью до секунды), максимальные и минимальные значения токов и напряжений, измеренных в процессе фиксации аварии, тип КЗ, и переходит в режим диагностики напряжения на линии.

Если по истечении времени ΔT напряжение U не опустилось ниже порогового значения, индикатор возвращается в режим ожидания и авария не регистрируется. В случае, когда настройки индикатора соответствуют фиксации аварии без последующего падения напряжения, индикатор при возникновении скачка тока переключается из режима ожидания в режим наблюдения аварийного процесса, замеряются параметры КЗ, определяется тип аварии.

При срабатывании индикатора происходит перемагничивание сердечника визуального индикатора, который, взаимодействуя с намагниченными лепестками индикатора, поворачивает их ярко окрашенной стороной к наблюдателю. Значения замеренных параметров, сохранённых в памяти прибора, передаются с помощью канала GPRS на сервер. Диспетчер может считывать данные, подключаясь к серверу [32].

После восстановления напряжения на линии сработавший индикатор автоматически возвращается в исходное состояние (переворачивает лепестки неокрашенной стороной и переходит в режим ожидания). Информирование диспетчера о рабочем состоянии прибора происходит следующим образом: прибор, с периодичностью, заданной диспетчером, проводит самоконтроль и организует сеанс связи с сервером (см. рисунок 1.24).

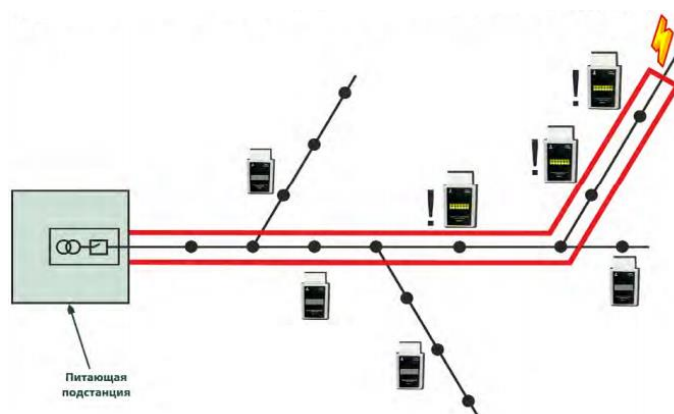


Рисунок 1.24 – Принцип определения повреждённой отпайки

Похожим принципом работы обладают устройства [33,34,35].

Недостатком индикаторов короткого замыкания является возможность определения обрыва провода, только в случае его замыкания на землю.

Выводы по разделу 1

1 Протяжённость воздушных линий 6–20 кВ составляет более 2 миллионов километров, а средняя степень износа электросетевых объектов в распределительных сетях составляет свыше 70%. Использование не современных комплексов релейной защиты и автоматики, телемеханики, которые также имеют высокий процент износа и требующие дополнительных эксплуатационных затрат.

2 В связи с экономической ситуацией в стране за последние 30 лет, сократились, либо находились в стагнации, темпы реконструкции, технического перевооружения и нового строительства распределительных электросетевых объектов.

3 Половина всех повреждений на воздушных линиях 6–20 кВ происходит по причинам изношенности конструкций и материалов, а также из-за климатического воздействия, что в свою очередь сильно зависит от технического состояния сетей.

4 Существующие защиты не обладают достаточной чувствительностью или функциями определения повреждения в виде обрыва провода, либо замыкания провода на землю. В следствии этого, воздушная линия может оставаться включённой длительное время, что представляет опасность попадания под шаговое напряжение, а это в свою очередь может привести к гибели людей и животных.

5 Для повышения надёжности и безопасности работы воздушных линий 6–10 кВ, рекомендуется применять самонесущие изолированные провода (СИП), оснащать распределительные сети 6-10 кВ новейшими средствами защиты, имеющие функции определения мест повреждения ВЛ, применять на участках с большим количеством ответвлений индикаторы неисправности. Внедрение геоинформационных систем (ГИС), обеспечит получение объективной информации о параметрах и характеристиках ВЛ, а также будут способствовать повышению надёжной работы линейного объекта и предупреждать об аварийных ситуациях. Всё это значительно сокращает время поиска места повреждения, что приводит к значительному сокращению эксплуатационных затрат, затрат на недоотпуск электроэнергии, вероятности несчастных случаев, гибели крупнорогатого скота, возникновении пожаров и т.п.

2 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ И КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10(6) КВ

При проектировании и эксплуатации трехфазных сетей общего назначения возникает множество задач, связанных, к примеру, с расчетами режимов электроэнергетических систем при обрывах проводов линий или возникновении коротких замыканий между токоведущими частями отдельных фаз или между фазными проводниками и землей. Как правило, задачи этого типа решаются с применением метода симметричных составляющих, требующего индивидуального подхода в каждом конкретном случае [36].

Следует отметить, что расчеты режимов трехфазных ЛЭП напрямую связаны с учетом взаимовлияния проводов разных фаз, и при такой постановке требуется рассмотрение процессов в фазных координатах. При этом расчет режима многопроводной системы с учетом взаимных электрических и магнитных влияний позволяет определить наведенные напряжения на смежных проводах и решить проблему электромагнитной совместимости смежных линий.

Для расчетов сложных несимметричных режимов трехфазных электроэнергетических систем чаще всего применяют два метода: метод симметричных составляющих и метод пофазного представления элементов (метод фазных координат).

Метод симметричных составляющих основан на составлении трех однолинейных схем замещения для составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей с последующим расчетом режима каждой схемы и наложением трех решений. Однако, метод реально применим только в случае простых однократных несимметрий, а при увеличении их числа сложности использования метода симметричных составляющих сильно возрастают.

Наиболее эффективно задача расчёта режимов несимметричных электроэнергетических систем может быть решена на основе применения метода фазных координат. Основную трудность при этом создают элементы с взаимноиндуктивными связями, к которым относятся линия и трансформаторы. Известный метод развязки магнитосвязанных цепей при практической реализации в программных средствах приводит к ряду затруднений, ограничивающих его применение при расчетах режимов [36].

2.1 Математическая модель распределительной сети напряжением 10(6) кВ

Все многообразие задач, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий на основе методов математического моделирования, можно условно разделить на две большие группы:

- анализ режимов;
- оптимизация.

В нашем случае, основной задачей является определение предельных параметров режима в нормальных и аварийных условиях работы – значений токов, напряжений и мощностей в отдельных ветвях и узлах системы.

Создание математической модели в этом случае обычно подразумевает составление схемы замещения исследуемой системы, определение её параметров и расчет токов и напряжений известными математическими методами, используемыми в электротехнике при анализе электрических схем.

Структурная схема распределительной сети 10 кВ изображена на рисунке 2.1. Параметры моделируемой сети 10(6) кВ представлены в таблице 2.1

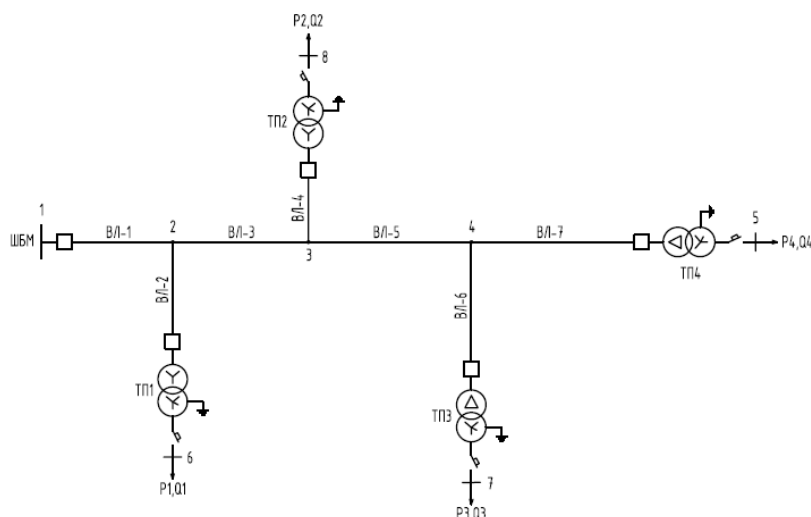


Рисунок 2.1 – Структурная схема распределительной сети 10 кВ

Таблица 2.1 – Параметры моделируемой распределительной сети 10(6) кВ

Элемент схемы	Параметр	Величина
Трансформаторные подстанции		
ТП №1 ТП №2 ТП №3 ТП №4	Полная мощность	250,0 кВА
		400,0 кВА
		250,0 кВА
		400,0 кВА
	Высокое напряжение	10,0 кВ
	Низкое напряжение	0,4 кВ
	Тип трансформатора	ТМГ
Воздушные линии		
А-70 мм ²	Суммарная длина линии	11 км
	Сечение проводов	70 мм ²
А-50 мм ²	Суммарная длина линии	6 км
	Сечение проводов	50 мм ²
Максимальная активная и реактивная мощность потребителя		
1	P1	236,8 кВт
	Q1	80,2 кВар
2	P2	360 кВт
	Q2	174,3 кВар
3	P3	236,8 кВт
	Q3	80,2 кВар
4	P4	360 кВт
	Q4	174,3 кВар
Источник		
Шины бесконечной мощности	Напряжения на шинах НН	10,5 кВ

2.1.1 Расчёт потерь мощности в элементах сети

Потери мощности в трансформаторах.

На подстанциях ТП1, ТП2, ТП3, ТП4 установлены масляные трансформаторы типа ТМГ мощностью 250 и 400 кВА. Характеристики трансформатора приняты согласно [37] и представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические характеристики трансформаторов ТМГ

№ ТП	Мощность, кВА	Напряжение, кВ	Схема и группа соединения	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %	Активные потери, кВт	
						х.х.	к.з.
1	250	10/0,4	У/У _Н	4,5	1,0	0,530	3,700
2	400	10/0,4	У/У _Н	4,5	0,8	0,800	5,500
3	250	10/0,4	Δ/У _Н	4,5	1,0	0,530	3,700
4	400	10/0,4	Δ/У _Н	4,5	0,8	0,800	5,500

Активные и реактивные потери мощности в трансформаторах рассчитываются по формулам [38]:

$$\Delta P_T = \Delta P_{хх} + \Delta P_{кз} \cdot k_{зт}^2. \quad (2.1)$$

где $\Delta P_{хх}$ – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт;

$k_{зт}$ – коэффициент загрузки трансформатора для потребителей 3 категории, принимается согласно [39].

$$\Delta Q_T = \frac{I_{хх} \% \cdot S_H}{100} + \frac{U_{кз} \% \cdot S_H}{100} \cdot k_{зт}^2. \quad (2.2)$$

где S_H – полная мощность трансформатора, кВА;

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$I_{хх}$ – ток холостого хода выраженные, %.

Результаты расчётов потерь мощности в трансформаторах по формулам (2.1)–(2.2) представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Активные и реактивные потери в трансформаторах

Мощность, кВА	Активные потери, кВт	Реактивные потери, кВар
250	3,527	11,610
400	5,255	17,780

Потери мощности в воздушных линиях.

Активные и реактивные сопротивления воздушной линии рассчитываются по формулам [40]:

$$r = 1000 \cdot \frac{\rho}{S} \text{ Ом/км.} \quad (2.3)$$

где ρ – расчётное удельное сопротивление провода воздушной линии Ом·мм²/м (для алюминиевых проводов $\rho_a = 0,0315 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$);
 S – площадь сечения провода, мм².

$$x = 0,1145 \cdot \lg \frac{2D}{d} + 0,016 \text{ Ом/км.} \quad (2.4)$$

где d – внешний диаметр провода воздушной линии, мм (для А-50 $d = 9 \text{ мм}$, А-70 $d = 10,7 \text{ мм}$);

D – среднее геометрическое расстояние между проводами линии, мм.

$$D = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}}, \text{ мм} \quad (2.5)$$

где D_{12}, D_{23}, D_{31} – расстояние между проводами у каждой пары проводов трёхфазной линии, мм. Согласно типовому проекту 3.407.1–143 $D_{12} = 1300 \text{ мм}$, $D_{23} = 1300 \text{ мм}$, $D_{31} = 1320 \text{ мм}$ (рисунок 1.1). Примем $D = 1300 \text{ мм}$.

Результаты расчётов сопротивлений линий по формулам (2.3)–(2.5) представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Активные и индуктивные сопротивления воздушных линий распределительной сети 10 кВ

Линия	Сечение провода, мм ²	Протяжённость, км	Активное погонное сопротивление, Ом/км	Индуктивное погонное сопротивление, Ом/км	Активное сопротивление линии, Ом	Индуктивное сопротивление линии, Ом
ВЛ-1	70	2,0	0,45	0,362	0,900	0,723
ВЛ-2	50	2,0	0,63	0,373	1,260	0,745
ВЛ-3	70	2,5	0,45	0,362	1,125	0,904
ВЛ-4	50	1,5	0,63	0,373	0,945	0,559
ВЛ-5	70	3,0	0,45	0,362	1,350	1,108
ВЛ-6	50	2,5	0,63	0,373	1,575	0,931
ВЛ-7	70	3,5	0,45	0,362	1,575	1,266

Активные и реактивные потери мощности в линиях рассчитываются по формулам [38]:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R, \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X. \quad (2.7)$$

где P – активная мощность (всех трёх фаз), протекающая по линии, кВт;
 Q – реактивная мощность (всех трёх фаз), протекающая по линии, кВар;
 U – линейное напряжение сети, кВ;
 R – активное сопротивление линии, Ом;
 X – реактивное сопротивление линии, Ом.

Результаты расчётов потерь мощности в линиях по формулам (2.6)–(2.7) представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Активные и реактивные потери в воздушных линиях распределительной сети 10 кВ

Линия, №	Активные потери, кВт	Реактивные потери, кВар
1	16,880	13,560
2	0,834	0,493
3	13,500	10,850
4	1,609	0,952
5	6,121	4,919
6	1,042	0,616
7	2,682	2,155

Активную и реактивную мощность нагрузки в узлах рассчитываем по принципу суммирования всех нагрузок и потерь в элементах сети. Данные результатов представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Активная и реактивная мощность нагрузки в узлах с учётом потерь в элементах сети

Узел	Активная мощность нагрузки, кВт	Реактивная мощность нагрузки, кВар
1	1254,0	601,3
2	1237,0	587,8
3	982,3	484,6
4	609,3	286,7

2.1.2 Расчёт потерь напряжения в воздушных линиях

Потери напряжения в линиях рассчитываются по формуле [39]:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{P \cdot R_{\text{л}} + Q \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{с}}} \quad (2.8)$$

где P – активная мощность (всех трёх фаз), протекающая по линии, кВт;
 Q – реактивная мощность (всех трёх фаз), протекающая по линии, кВар;
 $U_{\text{с}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;
 $R_{\text{л}}$ – активное сопротивление линии, Ом;
 $X_{\text{л}}$ – реактивное сопротивление линии, Ом.

Напряжение в узлах находим по формуле:

$$U_i = U_{i-1} + \Delta U_{л}. \quad (2.9)$$

где U_{i-1} – напряжение в предыдущем узле (в начале линии), кВ;
 $\Delta U_{л}$ – потери напряжения в линии, кВ.

Результаты расчётов по формулам (2.8)–(2.9) представлены в таблицах 2.7–2.8.

Таблица 2.7 – Потери напряжения в воздушных линиях распределительной сети 10 кВ

Линия, №	1	2	3	4	5	6	7
ΔU , кВ	0,149	0,036	0,151	0,045	0,112	0,046	0,082

Таблица 2.8 – Напряжения в узлах распределительной сети 10 кВ

Узел	1	2	3	4	5	6	7	8
U , кВ	10,50	10,35	10,20	10,09	10,01	10,32	10,16	10,04

2.1.3 Расчёт аварийных режимов в системе электроснабжения

Схема аварийных режимов и схема замещения распределительной сети 10 кВ изображены на рисунках 2.2–2.3.

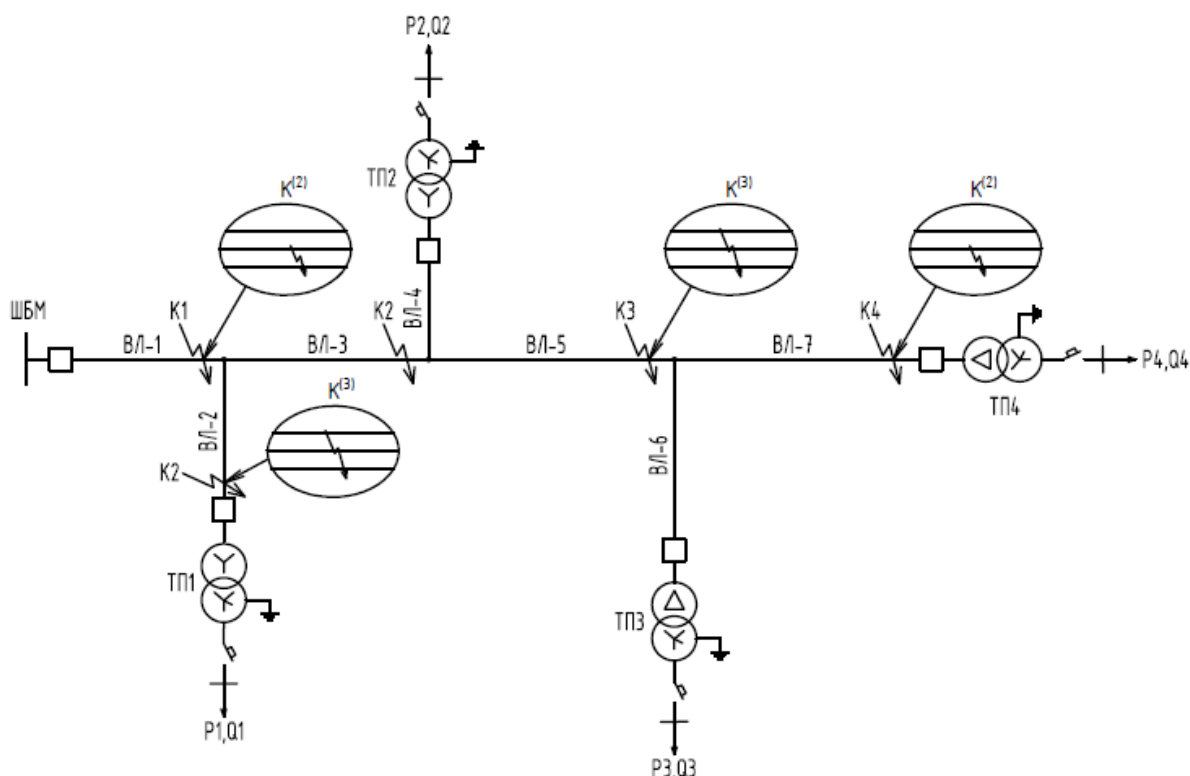


Рисунок 2.2 – Схема аварийных режимов распределительной сети 10 кВ

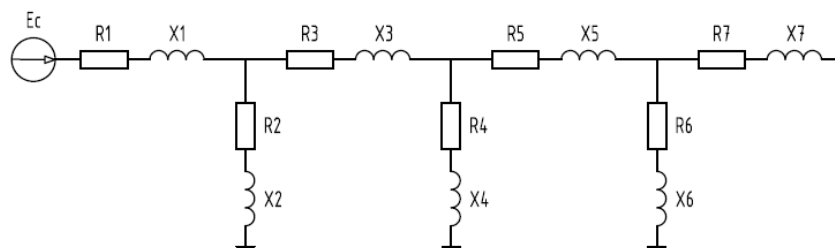


Рисунок 2.3 – Схема замещения распределительной сети 10 кВ

Рассчитаем ток трёхфазного и двухфазного короткого замыкания для каждой точки повреждения (см. рисунок 2.2) по формулам:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}. \quad (2.10)$$

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{U_c}{2 \cdot Z_{\Sigma}}. \quad (2.11)$$

где U_c – линейное напряжение на шинах системы неограниченной мощности, кВ;
 Z_{Σ} – суммарное полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

Полное сопротивление находится по формуле:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}. \quad (2.12)$$

При замыкании на землю одной из фаз в системе с изолированной нейтралью, т.е. при простом замыкании на землю, путь для тока, идущего в землю, осуществляется через ёмкостную проводимость элементов каждой фазы относительно земли.

Пусть в начале трёхфазной линии, присоединённой к источнику переменного тока, произошло замыкание на землю фазы А (рисунок 2.4). Распределённые вдоль линии ёмкости каждой фазы относительно земли условно представлены сосредоточенными ёмкостями в конце линии. Частичные ёмкости между фазами для простоты не показаны. При это отметим, что их влияние на ток замыкания на землю очень мало.

Поступая в землю в месте замыкания, ток возвращается по неповреждённым фазам через их ёмкостные проводимости относительно земли. Ёмкостная проводимость повреждённой фазы оказывается зашунтированной рассматриваемым замыканием, и ток в этой фазе справа от места замыкания отсутствует, если пренебречь весьма малым током, который наводится токами двух других фаз на данном участке линии. Характер векторных диаграмм токов слева и справа от места замыкания показан на том же рисунке [41].

В действительности ёмкостная проводимость линии распределена равномерно по её длине, поэтому эпюра пространственного распределения тока нулевой последовательности, который составляет одну треть тока замыкания на землю, вдоль линии выражается наклонной прямой (см. рисунок 2.4).

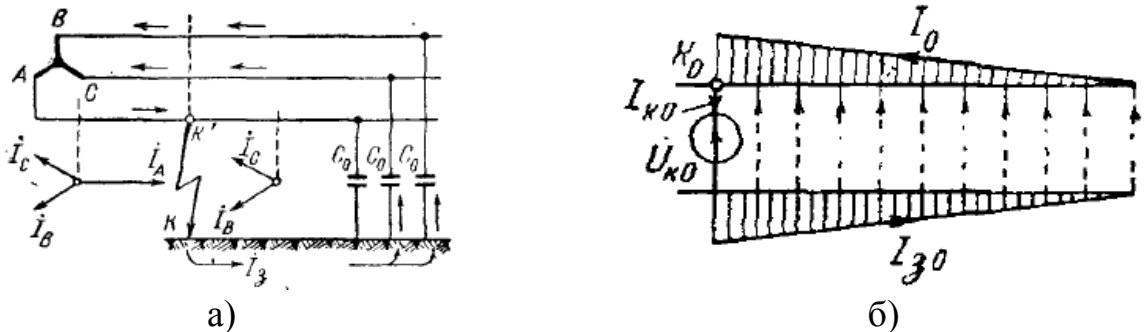


Рисунок 2.4 – Простое замыкание на землю: а – принципиальная схема; б – эпюра пространственного распределения тока нулевой последовательности

Ёмкостные сопротивления элементов электрической системы значительно превышают их индуктивные и активные сопротивления, что позволяет при определении тока простого замыкания на землю пренебречь последними и, следовательно, считать, что величина этого тока практически не зависит от места замыкания в рассматриваемой электрически связанной сети. Кроме того, так как этот ток относительно мал, при его нахождении можно считать, что напряжение источника сохраняется неизменным.

Наибольшая величина тока замыкания на землю имеет место, при металлическом замыкании ($r_d = 0$) и согласно [41] составляет:

$$I_{033}^{(1)} = 3 \cdot \frac{U_{\text{ф.ср}}}{X_{c0\Sigma}} \quad (2.13)$$

где $U_{\text{ф.ср}}$ – среднее фазное напряжение той ступени, где рассматривается замыкание на землю, кВ;

$X_{c0\Sigma}$ – результирующее ёмкостное сопротивление нулевой последовательности всех элементов (практически только воздушные линии), электрически связанных с точкой замыкания, Ом.

Реактивное ёмкостное сопротивление воздушной линии (на 1 км) для нулевой последовательности определяется по следующей формуле [41]:

$$X_{c0} = 396 \cdot \lg \frac{D_i}{R_{\text{ср}}} \cdot 10^3, \text{ Ом} \cdot \text{км}. \quad (2.14)$$

где $R_{\text{ср}}$ – средний геометрический радиус систем трёх проводов линий, мм;

D_i – среднее расстояние проводов фаз А, В, и С до их зеркальных отражений относительно поверхности земли, мм.

Средний геометрически радиус систем трёх проводов согласно [41] рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{ср}} = \sqrt[3]{r_{\text{пр}} \cdot D^3}. \quad (2.15)$$

где $r_{\text{пр}}$ – радиус провода воздушной линии, мм (для А-50 $r=4,5$ мм,

А-70 $r=5,35$ мм);

D – среднее геометрическое расстояние между проводами линии, мм.

Среднее расстояние проводов фаз А, В, С до их зеркальных отражений относительно поверхности земли соответственно по [41]:

$$D_i = 2 \cdot \frac{h_A + h_B + h_C}{3}. \quad (2.16)$$

где $h_A + h_B + h_C$ – высоты подвеса проводов соответственно фаз А, В, и С относительно земли (согласно типовому проекту 3.407.1–143 $h_A=8050$ мм, $h_B=9150$ мм, $h_C=8050$ мм (см. рисунок 1.1).

Таблица 2.9 – Результаты расчётов параметров по формулам (2.10)–(2.16)

Линия, №	Сечение провода, мм ²	Протяжённость, км	Средний геометрический радиус $R_{\text{ср}}$, мм	Среднее расстояние проводов D_i , Ом/км	Ёмкостное сопротивление $X_{\text{с0}}$, 10 ⁶ Ом·км	Ёмкостное сопротивление линии, 10 ⁶ Ом
1	70	2,0	0,208	0,369	0,755	0,377
2	50	2,0	0,197	0,380	0,765	0,382
3	70	2,5	0,208	0,369	0,755	0,302
4	50	1,5	0,197	0,380	0,765	0,510
5	70	3,0	0,208	0,369	0,755	0,252
6	50	2,5	0,197	0,380	0,765	0,306
7	70	3,5	0,208	0,369	0,755	0,216
Итого:	-	-	-	-	-	$X_{\text{с0}\Sigma} = 0,0446$

Полученные значения токов коротких замыканий для каждой точки повреждения и ток однофазного замыкания на землю внесём в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Результаты расчёта значений токов трёхфазных, двухфазных коротких замыканий и однофазных замыканий на землю по формулам (2.10)–(2.13)

Вид повреждения	Место повреждения	Величина тока, А
Двухфазное короткое замыкание	в точке К1	4547
Трёхфазное короткое замыкание	в точке К2	2315
Трёхфазное короткое замыкание	в точке К3	1400
Двухфазное короткое замыкание	в точке К4	827
Однофазное замыкание на землю	по всей сети	0,389

2.2 Компьютерная модель распределительной сети напряжением 10(6) кВ

Сведения, приведённые в первом разделе, свидетельствуют о том, что исследование процессов, происходящих в электрических сетях напряжением 10 кВ, выполненных воздушными линиями, посвящено достаточно много работ, проведённых в разные периоды времени становления и развития распределительных сетей указанного напряжения.

Значительная часть этих работ была направлена на установление характерных признаков, присущих аварийным режимам и разработке на их основе средств защиты и повышения уровня электробезопасности.

Следует отметить, что на величину модулей и фаз напряжений, как фазных, так и линейных, а также токов и их распределение в электрической сети оказывают влияние множество факторов, таких как технические параметры понижающих трансформаторов, их внешние характеристики, параметры воздушных линий, геометрическое расположение проводов, величина и места расположения повторных заземлителей нулевого провода, сопротивления заземляющих устройств потребителей, степень загрузки фаз воздушной линии и их несимметрия, наличие разветвлённых параллельно работающих линий, распределение нагрузки вдоль линии и многое другое.

Запись уравнений состояний электрической сети с учётом всех указанных выше факторов и их аналитическое решение представляется довольно сложным и трудоёмким процессом. Даже при успешном решении такой задачи, аналитические выражения для определения напряжений в узлах сети и токов в ветвях получаются громоздкими, включающими в себя большое количество независимых переменных [42].

Учитывая вышесказанное, можно утверждать о том, что без применения мощной вычислительной техники и соответствующих программных продуктов провести глубокое и всестороннее исследование режимных параметров (токов, напряжений и мощностей) с учётом целого комплекса влияющих факторов было практически невозможно.

Поэтому известные устройства обнаружения аварийных режимов и защиты от них, разработанные ещё в прошлом столетии, не являются безупречными и на данном этапе развития техники полностью не решают проблему. Другими словами, решение данной технической задачи останется актуальным.

Следует отметить, что проведение прямых измерений в разных электрических сетях возможно не во всех эксплуатационных режимах из-за их опасности для электрооборудования, а в отдельных случаях и для людей и животных. При использовании же компьютерной модели таких ограничений нет, что открывает широкие возможности для исследования поведения режимных параметров при независимом изменении нагрузок её отдельных фаз и других параметров, таких как величина сопротивлений заземляющих устройств подстанций, потребителей, повторных заземлителей ВЛ, обрывы нулевого и фазных проводов, замыкании фазных проводов между собой и каждого из них на нулевой провод, места возникновения в сети указанных видов повреждений, наличие параллельно работающих линий и т.д.

С появлением мощного и универсального программного комплекса Matlab с приложением к нему пакета Simulink у исследователей появилась возможность проведения исследования режимных параметров электрической сети с учётом всех обозначенных факторов, в той или иной степени оказывающих влияние на интересующие исследователя параметры.

Компьютерное моделирование заключается в проведении серии вычислительных экспериментов на компьютере, целью которых является анализ, интерпретация и сопоставление результатов моделирования с реальным поведением изучаемого объекта [42].

2.2.1 Описание основных используемых элементов компьютерной модели

Three-Phase Source (Трёхфазный источник).

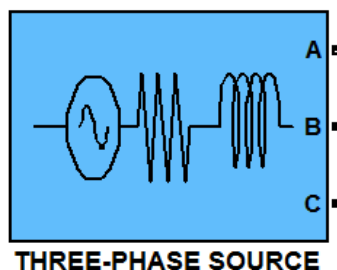


Рисунок 2.5 – Блок Three-Phase Source

Блок трёхфазного источника реализует сбалансированный трёхфазный источник напряжения с внутренним активным сопротивлением R и индуктивностью L (см. рисунок 2.5). Три источника напряжения соединяются в звезду с изолированной либо заземлённой нейтралью. Также указывается внутреннее активное сопротивление источника и индуктивность либо напрямую, введя значения R и L , либо косвенно, указав мощность трёхфазного короткого замыкания и соотношение X/R (см. рисунок 2.6).

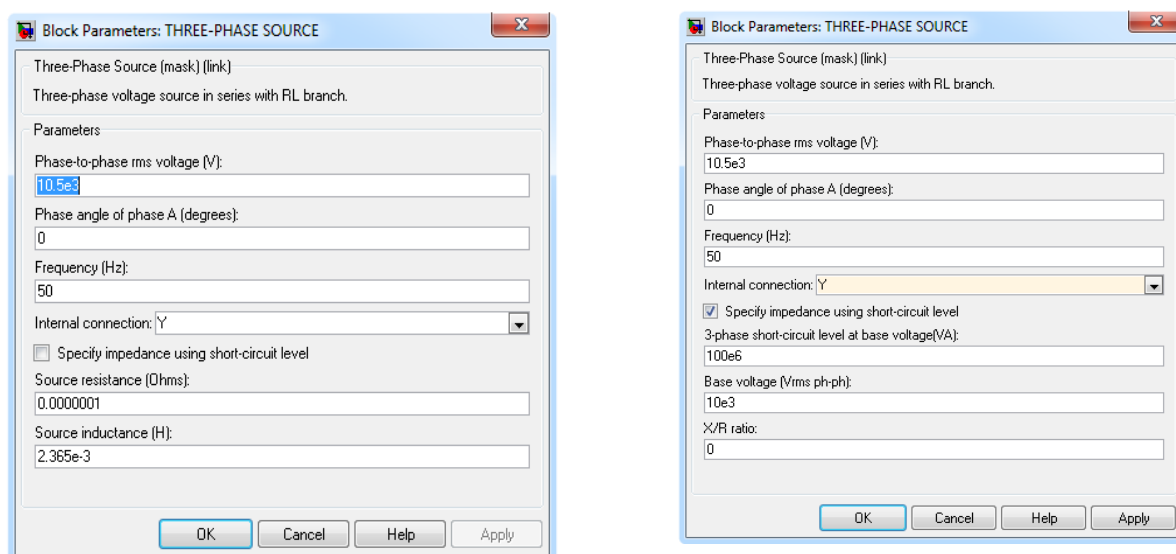


Рисунок 2.6 – Параметры блока Three-Phase Source

1) Phase-to-Phase rms voltage (Среднеквадратичное напряжение между фазами). Задаётся внутреннее междуфазное напряжение в вольтах.

2) Phase angle of phase A (Фазовый угол фазы А). Фазовый угол внутреннего напряжения, генерируемого фазой А, в градусах. Три напряжения генерируются в прямой последовательности. Таким образом, внутреннее напряжение фазы В и фазы С представляет собой фазу задержки А соответственно на 120 и 240 градусов.

3) Frequency (Частота). Частота источника указывается в герцах (Гц).

4) Internal connection (Внутреннее соединение). Внутреннее соединение трех внутренних источников напряжения.

5) Specify impedance using short-circuit level (Указать сопротивление используя мощность короткого замыкания). Выбирается, чтобы указать внутреннее сопротивление, используя мощность трёхфазного короткого замыкания и соотношение X/R.

6) Source resistance (Сопротивление источника). Этот параметр доступен только в том случае, если не установлено Specify impedance using short-circuit level. Внутреннее сопротивление задаётся в омах (Ω).

7) Source inductance (Индуктивность источника). Этот параметр доступен только в том случае, если не установлено Specify impedance using short-circuit level. Внутренняя индуктивность источника задаётся в генри (H).

8) 3-phase-short-circuit level at base voltage (Мощность трёхфазного короткого замыкания, при заданном базовом напряжении). Этот параметр доступен только в том случае, если установлено Specify impedance using short-circuit level. Мощность задаётся в вольт-амперах (ВА).

9) Base voltage (Базовое напряжение). Базовое напряжение обычно представляет собой номинальное напряжение источника в вольтах (В). Этот параметр доступен только в том случае, если установлено Specify impedance using short-circuit level.

10) X/R ratio (Коэффициент X/R). Соотношение X/R при номинальной частоте источника, обычно задаётся справочными данными. Этот параметр доступен только в том случае, если установлено Specify impedance using short-circuit level.

Three-Phase Transformer Inductance Matrix Type (Two Windings). Трёхфазный двухобмоточный трансформатор с индуктивностью заданной матричным типом (см. рисунок 2.7–2.8).

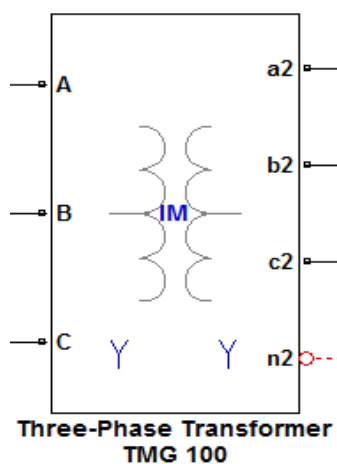


Рисунок 2.7 – Three-Phase Transformer Inductance Matrix Type (Two Windings)

Configuration (Конфигурация).

1) Core type (Тип сердечника). Выбирается геометрию сердечника: Three single-phase cores или Three-limb or five-limb core. Первый вариант, для вычисления матрицы индуктивности используются только параметры прямой последовательности. Если вы выберете вторую опцию, используются как параметры прямой, так и нулевой последовательности.

2) Winding 1 connection (Соединение первичной обмотки).

3) Winding 2 connection (Соединение вторичной обмотки).

4) Connect windings 1 and 2 in autotransformer (Соединение первичной и вторичной обмоток в автотрансформаторе).

5) Measurements (Измерения). Выбирается для измерения напряжения на клеммах обмотки и измерение тока, протекающего через обмотки блока трехфазного трансформатора.

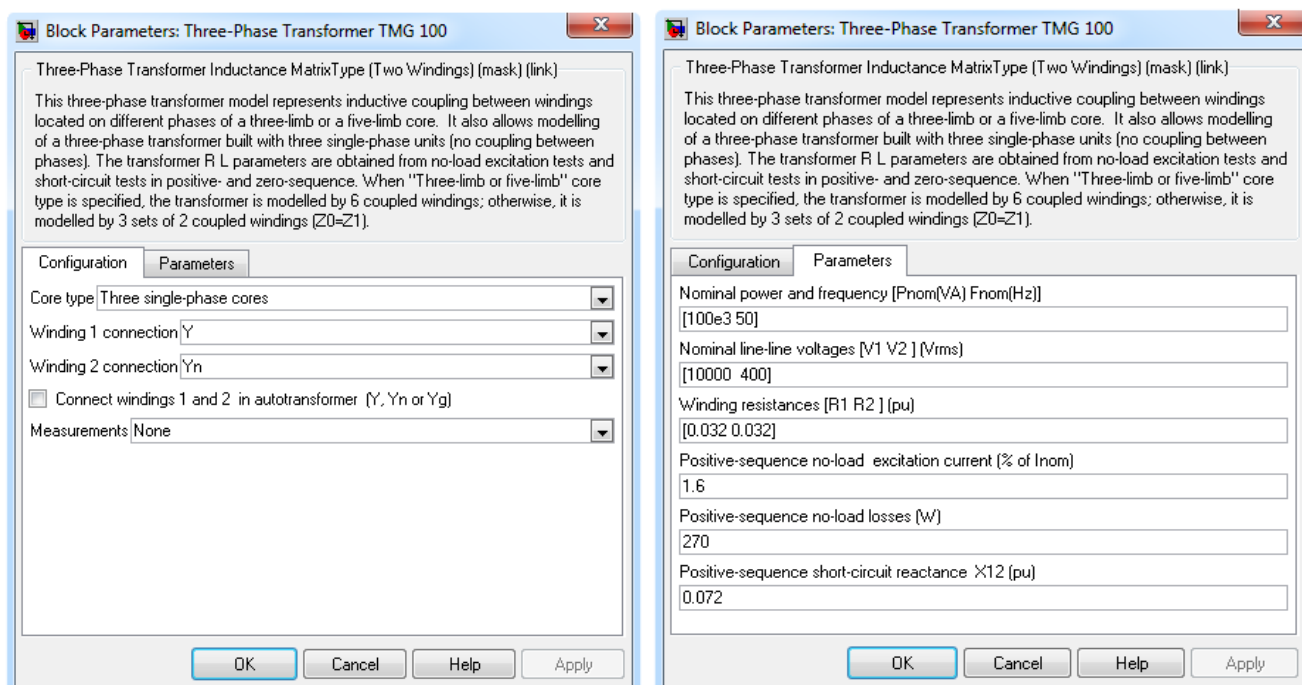


Рисунок 2.8 – Параметры блока Three-Phase Transformer Inductance Matrix Type (Two Windings)

Parameters (Параметры).

1) Nominal power and frequency (Номинальная мощность и частота). Номинальная мощность задаётся в вольт-амперах (ВА), номинальная частота в герцах (Гц).

2) Nominal line-line voltages (Номинальное линейное напряжение). Номинальное линейное напряжение первичной и вторичной обмоток.

3) Winding resistances (Сопrotivления обмоток). Сопrotivления первичной и вторичной обмоток в омах (Ω).

4) Positive-sequence no-load excitation current (Ток холостого хода прямой последовательности). Задаётся в процентах от номинального тока.

5) Positive-sequence no-load losses (Потери холостого хода). Потери в сердечнике плюс потери в обмотке при отсутствии нагрузки, задаётся в ваттах (Вт).

6) Positive-sequence short-circuit reactance (Реактивное сопротивление короткого замыкания прямой последовательности). Сопротивление задаётся в омах (Ω).

Three-Phase PI Section Line (Трёхфазная линия).

Блок Three-Phase PI Section Line реализует сбалансированную трехфазную модель линии передачи с параметрами, сосредоточенными в секции PI (см. рисунок 2.9).

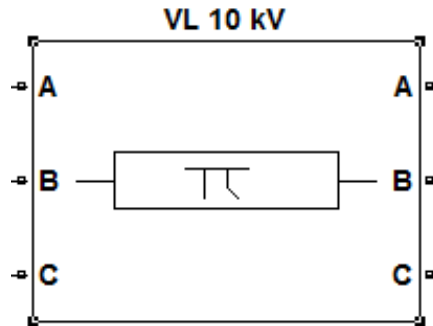


Рисунок 2.9 – Блок Three-Phase PI Section Line

Параметры линии R, L и C задаются как параметры прямой и нулевой последовательности, которые учитывают индуктивные и емкостные связи между трехфазными проводниками, а также параметры земли (см. рисунок 2.10). Этот метод определения параметров линии предполагает, что три фазы сбалансированы.

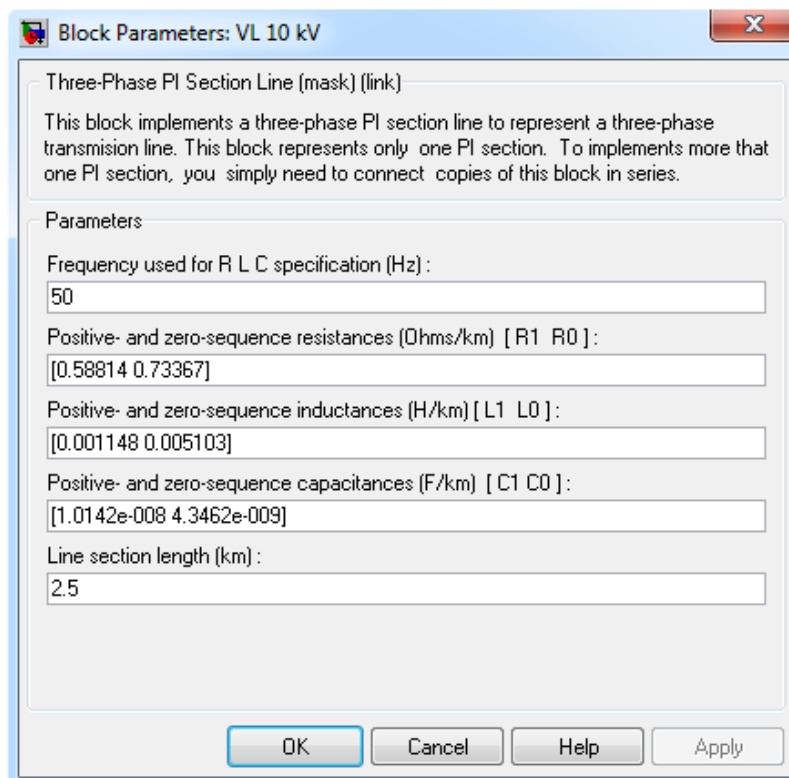


Рисунок 2.10 – Параметры блока Three-Phase PI Section Line

1) Frequency used for RLC specification (Частота, используемая для спецификации RLC). Частота, используемая для задания параметров линии, в герцах (Гц). Обычно это номинальная частота системы (50 Гц или 60 Гц).

2) Positive- and Zero-sequence resistances (Активные сопротивления прямой и нулевой последовательностей). Активные сопротивления прямой и нулевой последовательностей задаются в омах на километр (Ом/км).

3) Positive- and Zero-sequence inductances (Индуктивности прямой и нулевой последовательностей). Индуктивности прямой и нулевой последовательностей задаются в генри на километр (Гн/км).

4) Positive- and Zero-sequence capacitances (Емкости прямой и нулевой последовательностей). Емкости прямой и нулевой последовательностей задаются в фарадах на километр (Ф/км).

5) Line section length (Длина линии). Длина линии задаётся в километрах (км).

В работе используется блок Powergui, это графический пользовательский интерфейс для анализа схем, систем и блока среды для моделей SimPowerSystems, а именно один из его графических инструментов Compute RLC Line Parameters (блок power_lineparam) для расчета сопротивления, индуктивности и емкости на единицу длины на основе геометрии линии и характеристик проводника.

2.2.2 Подробное описание блока power_lineparam

Power_lineparam – вычисляет параметры активных, индуктивных и ёмкостных сопротивлений (RLC) линии воздушных линий электропередач по характеристикам проводника и геометрии башни. Команда power_lineparam открывает графический интерфейс пользователя (GUI) (см. рисунок 2.11), который используется для ввода параметров линии и возврата электрических параметров линии R, L, C.

Функция power_lineparam вычисляет резистивные, индуктивные и емкостные матрицы произвольной компоновки проводников воздушной линии электропередачи. Для трехфазной линии также вычисляются значения RLC симметричных компонентов.

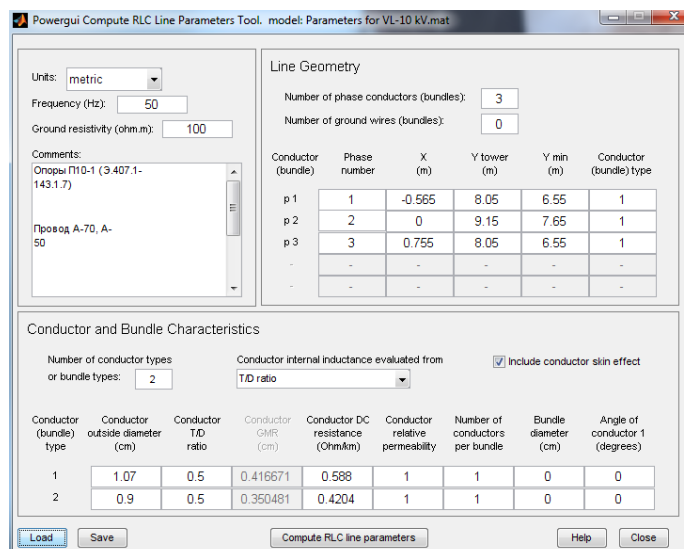


Рисунок 2.11 – Графический интерфейс блока power_lineparam

На рисунке 2.12 показана типичная конфигурация для одноцепной трёхфазной воздушной линии. Эта конфигурация показана в качестве примера для иллюстрации различных параметров линии, которые необходимо ввести в графический интерфейс (GUI) и в дальнейшем используется в данной работе.

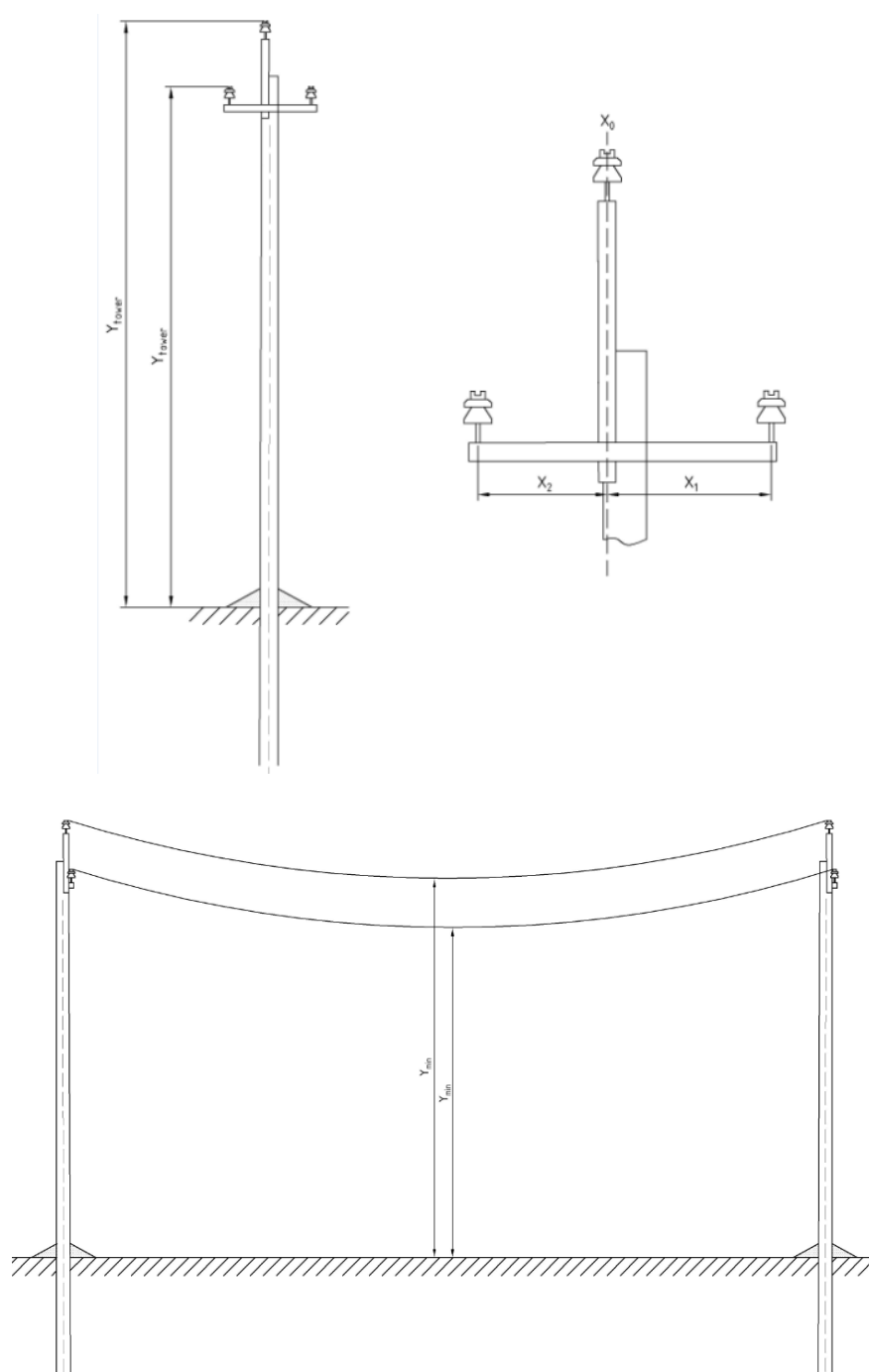


Рисунок 2.12 – Конфигурация одноцепной трёхфазной воздушной линии 10 кВ

Общие параметры:

1) Units (Единицы). В выпадающем меню выбирается «metric», если вы хотите указать диаметр проводника в сантиметрах и положения проводников в метрах, либо «english», если вы хотите указать диаметр проводника в дюймах и положения проводников в футах.

2) Frequency (Частота). Указывается частота в герцах (Hz), которая будет использоваться для оценки параметров RLC.

3) Ground resistivity (Сопrotивление грунта). Указывается удельное сопротивление грунта в Ом·метрах. Допускается нулевое значение (отлично проводящее заземление).

4) Comments (Комментарии). Это окно используется для ввода комментариев, которые необходимо сохранить, с параметрами линии, например, уровнем напряжения, типами проводников и характеристиками и т.п.

Conductor and Bundle Characteristics (Характеристики проводника и связки проводников):

1) Number of conductor types or bundle types (Количество типов проводника или типов связок проводников). Указывается количество типов проводников (один проводник или связка проводников), которые будут использоваться.

2) Conductor internal inductance evaluated from (Внутренняя индуктивность проводника оценивается по). Выберите один из следующих трех параметров, чтобы определить, как рассчитывается внутренняя индуктивность проводника: коэффициент T/D, средний геометрический радиус (GMR) или реактивное сопротивление x_a на расстояние 1 фут (или 1 метр).

Если вы выберете коэффициент T/D, внутренняя индуктивность рассчитывается из значения T/D, указанного в таблице проводников, при условии, что полый или сплошной проводник, где D - диаметр проводника, а T - толщина проводящего материала.

Если вы выберете средний геометрический радиус (GMR), проводник GMR используется для оценки внутренней индуктивности. Когда индуктивность проводника оценивается из GMR, указанная частота не влияет на индуктивность проводника. Поэтому вы должны предоставить GMR изготовителя для желаемой частоты (обычно 50 Гц или 60 Гц). Когда вы используете параметр отношения T/D, отображается соответствующий проводник GMR на заданной частоте.

Выбор реактивного сопротивления x_a на расстояние 1 фут (или 1 метр) использует реактивное сопротивление с прямой последовательностью на заданной частоте трехфазной линии с 1-футовым (или 1-метровым) интервалом между тремя фазами для вычисления внутренней индуктивности проводника.

3) Include conductor skin effect (Включить скин-эффект проводника). Флажок устанавливается, чтобы включить влияние частоты на сопротивление переменного тока и индуктивность (скин-эффект).

4) Conductor outside diameter (Наружный диаметр проводника). Внутренний диаметр проводника в сантиметрах или дюймах, в зависимости от выбранной единицы в общих параметрах.

5) Conductor T/D ratio (Коэффициент T/D проводника). Указывается отношение T/D полого проводника, где T - толщина проводящего материала, а D - наружный диаметр. Этот параметр может варьироваться от 0 до 0,5. Значение T/D 0,5 означает сплошной проводник.

6) Conductor GMR (средний геометрический радиус проводника). Этот параметр доступен только в том случае, если значение параметра Conductor internal inductance evaluated from установлено на значение Geometric Mean Radius (GMR). Укажите GMR в сантиметрах или дюймах. GMR на частоте 60 Гц или 50 Гц обычно обеспечивается производителями проводников.

7) Conductor DC resistance (Сопротивление постоянному ток). Указывается сопротивление постоянного тока проводника в Ом/км или Ом/милю.

8) Conductor relative permeability (Относительная проницаемость проводника). Указывается относительная проницаемость μ_r проводящего материала. $\mu_r = 1$ для немагнитных проводников (алюминий, медь). Этот параметр недоступен, если параметр Include conductor skin effect не установлен.

9) Number of conductors per bundle (Количество проводников в каждой связке). Указывается количество проводников в связке, либо для одиночных проводников устанавливается 1.

10) Bundle diameter (Диаметр связки). Указывается диаметр связки в сантиметрах или дюймах. Этот параметр недоступен, если для количества проводников на пучок установлено значение 1.

11) Angle of conductor 1 (Угол проводника 1). Указывается угол в градусах, который определяет положение первого проводника в связке относительно горизонтальной линии, параллельной земле. Этот параметр недоступен, если для количества проводников на пучок установлено значение 1.

Line Geometry (Геометрия линии):

1) Number of phase conductors/bundles (Количество фазных проводников/связок). Указывается количество фазных проводников (одиночных проводников или связок проводников), которые будут использоваться. Этот параметр вместе с параметром «Number of ground wires/bundles» определяет количество строк таблицы проводников.

2) Number of ground wires/bundles (Количество проводов заземления/связок). Указывается количество проводов заземления (одиночные проводники или связки проводников), которые будут использоваться.

3) Conductor/Bundle (Проводник/Связка). Перечисляет идентификаторы проводника или связки. Фазовые проводники идентифицированы $p1, p2, \dots, pn$, проводники заземления обозначаются $g1, g2, \dots, gn$.

4) Phase number (Номер фазы). Указывается номер фазы, к которой принадлежит проводник. Несколько проводников могут иметь одинаковое число фаз. Все проводники, имеющие одинаковое число фаз, объединены вместе и будут рассматриваться как один эквивалентный проводник в матрицах RLC. Для проводов заземления номер фазы принудительно равен нулю. Все провода заземления соединены с землей, и они не вносят вклад в размеры матрицы RLC. Если вам нужно получить доступ к проводам заземления в вашей модели, вы должны указать эти провода заземления в качестве обычных фазных проводников и самостоятельно подключить их к земле.

5) X . Указывается горизонтальное положение проводника в метрах или футах. Расположение нулевой опорной позиции произвольно. Для симметричной линии обычно выбирается $X = 0$ в центре линии.

6) Y_{tower} . Указывается вертикальное положение проводника (на башне) относительно земли, в метрах или футах.

7) Y_{min} . Указывается вертикальное положение проводника относительно земли в середине пролета, в метрах или футах.

8) Conductor/Bundle type (Тип проводника/связки). Указывается один из номеров типа проводника или пучка, перечисленных в первом столбце таблицы Conductor and Bundle Characteristics.

Compute RLC line parameters (Вычислить RLC параметры линии).

Вычисляет параметры RLC. После завершения вычисления параметров результаты отображаются в новом окне под названием Display RLC Values (см. рисунок 2.13).

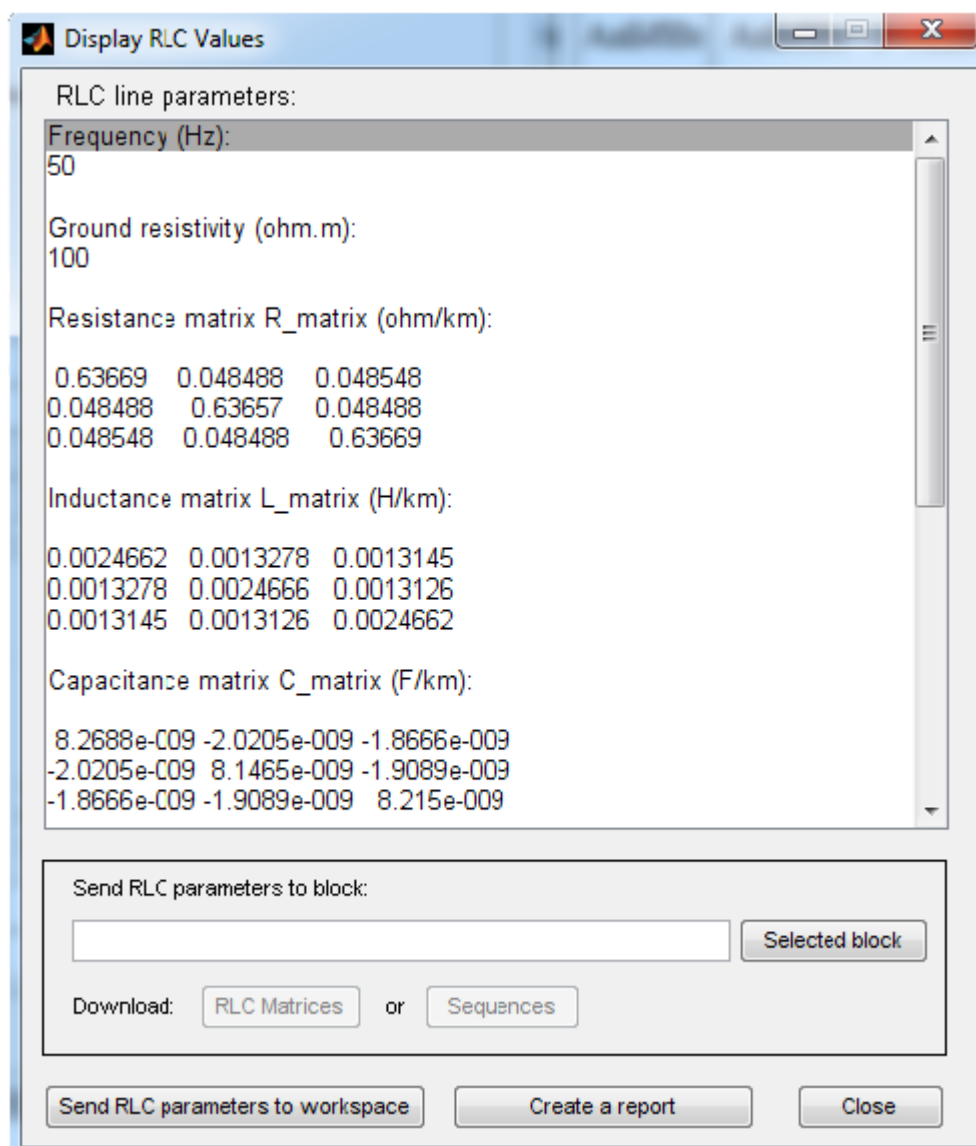


Рисунок 2.13 – Display RLC Values (Дисплей RLC значений)

Сначала отображаются частота и удельное сопротивление грунта, используемые для оценки RLC-матриц. Затем выйдут расчетные параметры RLC. Параметры R, L, C всегда отображаются соответственно в Ом/км, генри/км и фарад/км, даже если английские устройства использовались для указания входных параметров.

Если число фазных проводников равно 3 или 6, также отображаются параметры симметричных компонентов: например, для трехфазной одноцепной линии показаны векторы R, L и C двух значений с положительной последовательностью и нулевой последовательностью.

Окно Display RLC Values также позволяет загружать параметры в рабочее пространство и/или в модели вашей линии передачи.

Send RLC parameters to workspace (Отправка параметров RLC в рабочее пространство). Отправляет три матрицы RLC, а также параметры симметричных компонентов в рабочем пространстве MATLAB. В рабочей области создаются следующие переменные: R_matrix, L_matrix, C_matrix и R10, L10, C10 для симметричных компонентов.

Send RLC parameters to block (Отправлять параметры RLC в блок). Отправляет параметры RLC в один из следующих трех блоков, которые вы предварительно выбрали в своей модели: Distributed Parameter Line block, single-phase PI Section Line block, Three-Phase PI Section Line block.

Выбирается блок и нажатием кнопки «selected block» подтверждается выбор блока. Название выбранного блока появится в левом окне.

Можно сохранять данные линии, а также загружать типичные данные линии, поставляемые с SimPowerSystems. Общий вид модели изображён на рисунке 2.14, измерения представлены в таблице 2.11.

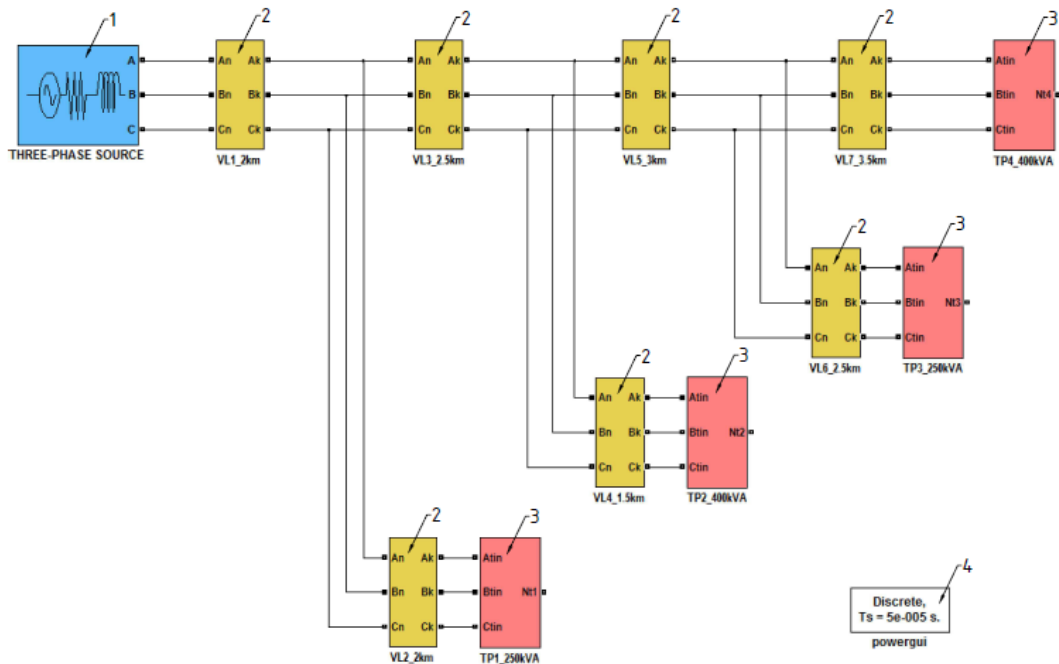


Рисунок 2.14 – Общий вид компьютерной модели распределительной сети 10 кВ, выполненной в пакете Simulink: 1 – трёхфазный источник электроэнергии напряжением 10 кВ; 2 – модель трёхфазной одноцепной воздушной линии 10 кВ; 3 – двухобмоточный трансформатор 10/0,4 кВ; 4 – блок PowerGui

Таблица 2.11 – Результаты измерений напряжений в узлах электрической сети в нормальном режиме с симметричной нагрузкой

Узел	1	2	3	4	5	6	7	8
U , кВ	10,50	10,34	10,18	10,07	9,98	10,30	10,13	10,02

Смоделируем трёхфазное, двухфазное короткое замыкание и однофазное замыкание на землю для тех же точек повреждения (см. рисунок 2.14-2.16).

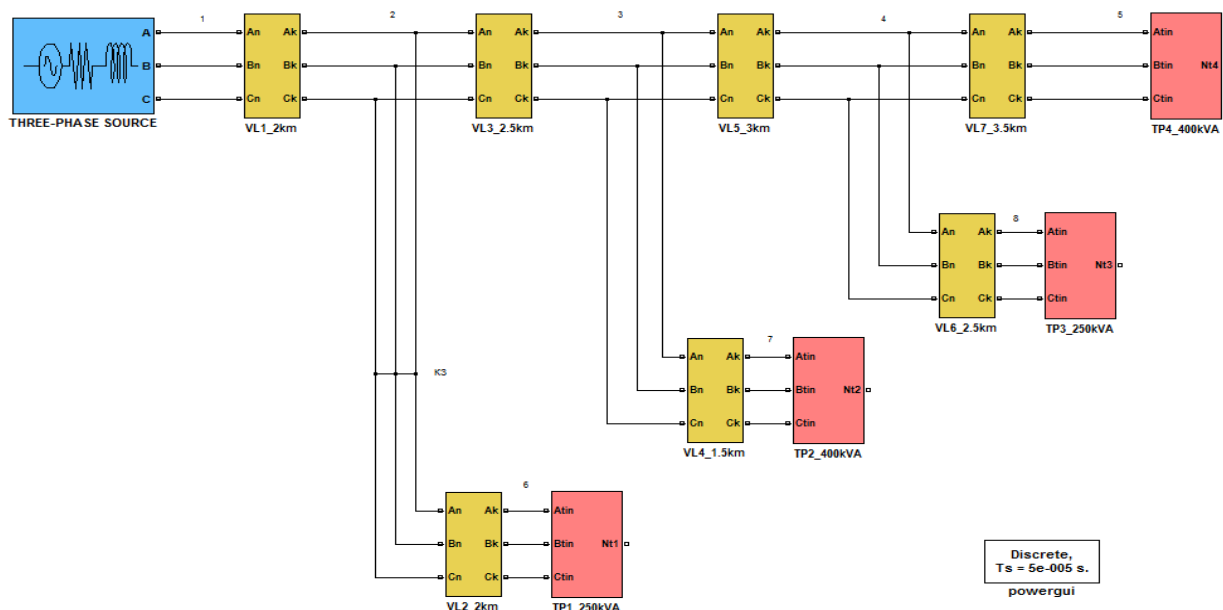


Рисунок 2.14 – Экспериментальное исследование трёхфазного короткого замыкания в точке K2.

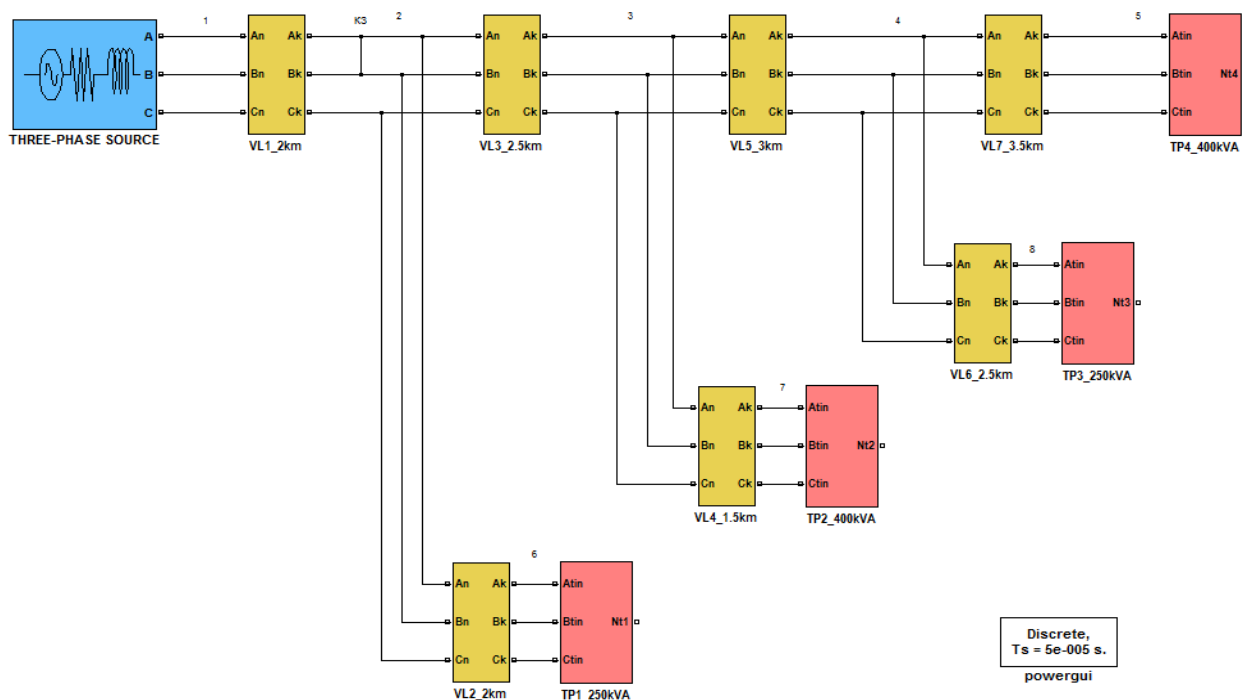


Рисунок 2.15 – Экспериментальное исследование двухфазного короткого замыкания в точки K1.

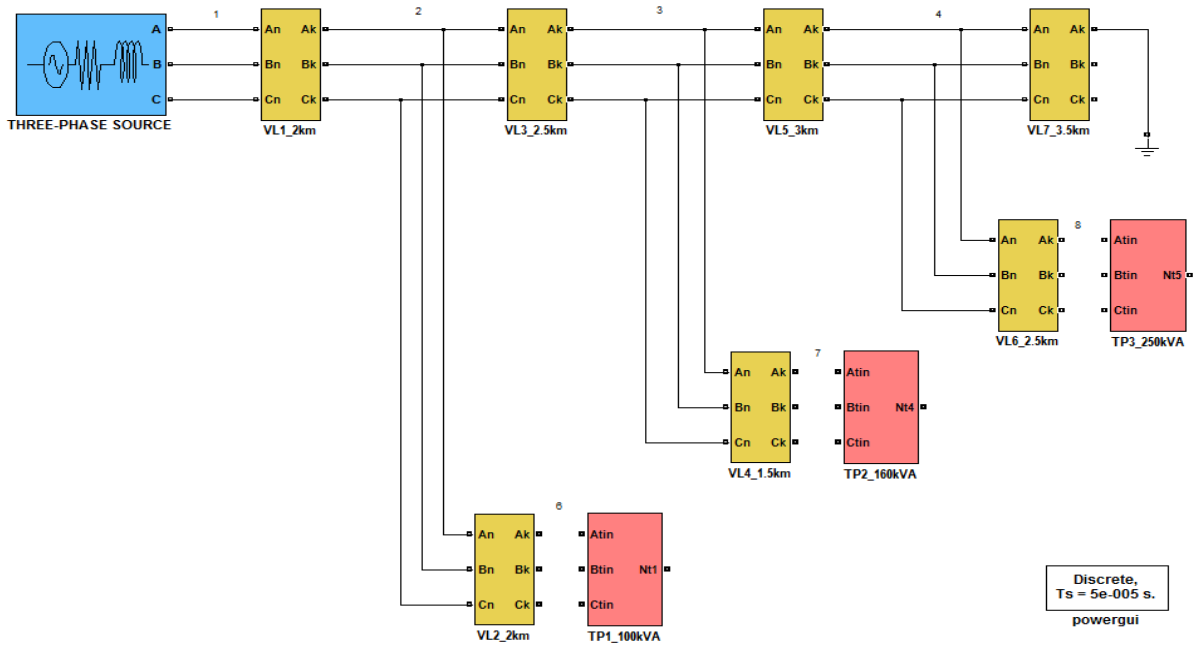


Рисунок 2.16 – Экспериментальное исследование однофазного замыкания на землю для точки К4 без влияния нагрузок.

Результаты измерений представлены в таблицах 2.12–2.13.

Таблица 2.12 – Результаты экспериментальных значений токов трёхфазных и двухфазных коротких замыканий

Вид повреждения	Место повреждения	Величина тока, А
Трёхфазное короткое замыкание	в точке К1	4521
Двухфазное короткое замыкание	в точке К2	2291
Трёхфазное короткое замыкание	в точке К3	1380
Двухфазное короткое замыкание	в точке К4	813

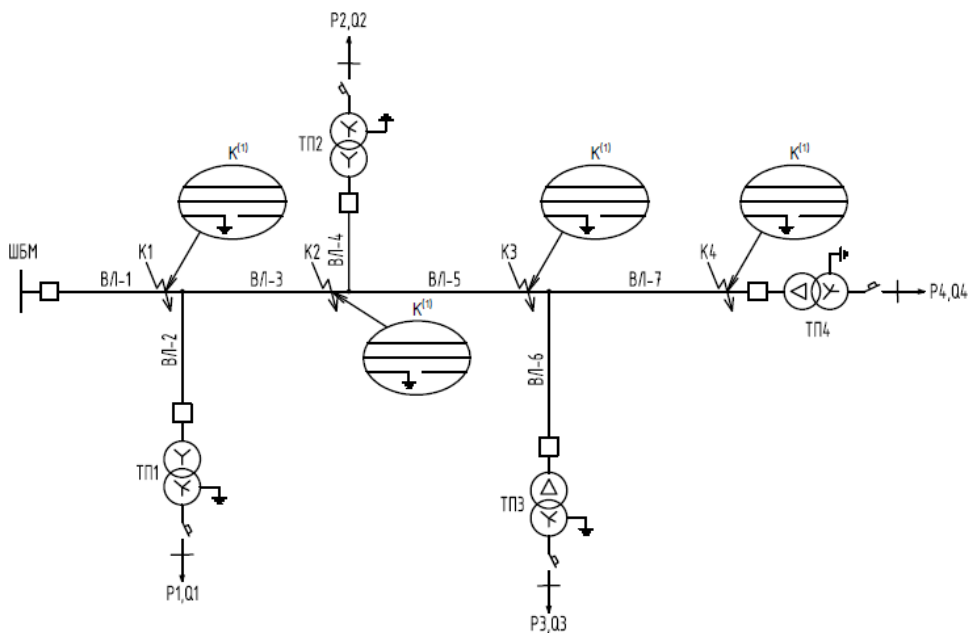


Рисунок 2.17 – Схема однофазных замыканий на землю в распределительной сети 10 кВ

Таблица 2.13 – Результаты экспериментальных значений токов однофазных замыканий на землю

Вид повреждения	Место повреждения	Величина тока, А
Однофазное замыкание на землю	в точке К1	0,5738
	в точке К2	0,5195
	в точке К3	0,4618
	в точке К4	0,3881

Сравнение расчётных и экспериментальных значений токов представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Сравнение расчётных и экспериментальных значений токов трёхфазных, двухфазных коротких замыканий и однофазных замыканий на землю

Вид повреждения	Место повреждения	Величина тока, А	
		Расчётная	Экспериментальная
Трёхфазное короткое замыкание	в точке К1	4547	4521
Двухфазное короткое замыкание	в точке К2	2315	2291
Двухфазное короткое замыкание	в точке К3	1400	1380
Трёхфазное короткое замыкание	в точке К4	827	813
Однофазное замыкание на землю	в точке К4	0,389	0,388

Выводы по разделу 2

В данном разделе работы была описана математическая и компьютерная модель распределительной сети напряжением 10 кВ, рассмотрены различные режимы работы распределительной сети напряжением 10 кВ. Результаты математического и компьютерного моделирования качественно и количественно совпали практически полностью. Тем самым, проверена адекватность компьютерной модели распределительной сети напряжением 10 кВ.

3 ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10(6) кВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ ЕЁ РАБОТЫ

При возникновении продольной и поперечной несимметрии электрической сети, например, при обрывах фазных проводов воздушной линии электропередачи, а также при однофазном замыкании на землю меняются напряжения фаз, перераспределяются токи в электрической сети и одновременно появляются симметричные составляющие напряжений и токов обратной и нулевой последовательности. Информация об указанных изменениях может быть использована при разработке методов повышения эффективности определения обрывов проводов в распределительной сети напряжением 10(6) кВ.

Для построения защиты ВЛ-10 кВ используют следующие основные виды режимных параметров: изменения линейных и фазных напряжений, изменения обратной и нулевой составляющих в напряжениях и токах электрической сети и др.

Для выявления режимов работы ВЛ-10 кВ используют следующие основные виды функциональных блоков: фильтры напряжений и токов обратной и нулевой последовательности, дифференциальные трансформаторы тока, блоки сравнения и др.

При исследованиях фиксировались:

- величины фазных напряжений в конце ВЛ и значения углов между векторами соответствующих напряжений и вещественной осью;
- величины линейных напряжений в конце ВЛ;
- величины фазных токов в конце ВЛ;
- величины напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательностей в конце ВЛ;
- величины токов однофазных замыканий на землю;
- величины фазных напряжений на стороне НН трансформаторных подстанций и значения углов между векторами соответствующих напряжений и вещественной осью;
- величины линейных напряжений на стороне НН трансформаторных подстанций;
- величины фазных токов на стороне НН трансформаторных подстанций;
- величины нулевого токов на стороне НН трансформаторных подстанций;
- величины напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательностей на стороне НН трансформаторных подстанций.

Исследовались следующие режимы работы электрических сетей напряжением 10 кВ:

- 1 Нормальный режим работы при ненагруженных трансформаторах, а также при симметричной и несимметричной нагрузке.
- 2 Обрыв фазного провода ВЛ-10 кВ при ненагруженных трансформаторах, а также при симметричной нагрузке.
- 3 Однофазное замыкание на землю ВЛ-10 кВ при ненагруженных трансформаторах, а также при симметричной нагрузке.

4 Двухфазное короткое замыкание ВЛ-10 кВ при ненагруженных трансформаторах, а также при симметричной нагрузке.

5 Двухфазное замыкания и однофазное замыкание на стороне 0,4 кВ.

Исследование режимов 1-4 необходимо для определения влияния нагрузки потребителя, обрывов фазных проводов, однофазных замыканий на землю и двухфазных коротких замыканий ВЛ-10 кВ на изменения напряжений нулевой и обратной последовательностей, измеренных на стороне низшего напряжения силового трансформатора, где предполагается установка микропроцессорного счётчика, и отстройки системы защиты от обрывов фазных проводов ВЛ-10 кВ от изменений этих напряжений.

3.1 Нормальный режим работы

На компьютерной модели рассмотрим питание четырёх трансформаторных подстанций по воздушной линии 10 кВ. Отметим, что в двух трансформаторных подстанциях установлены трансформаторы с соединением звезда/звезда с нулём, а в двух других с соединением треугольник/звезда с нулём. Схема распределительной сети 10 кВ показана на рисунке 3.1.

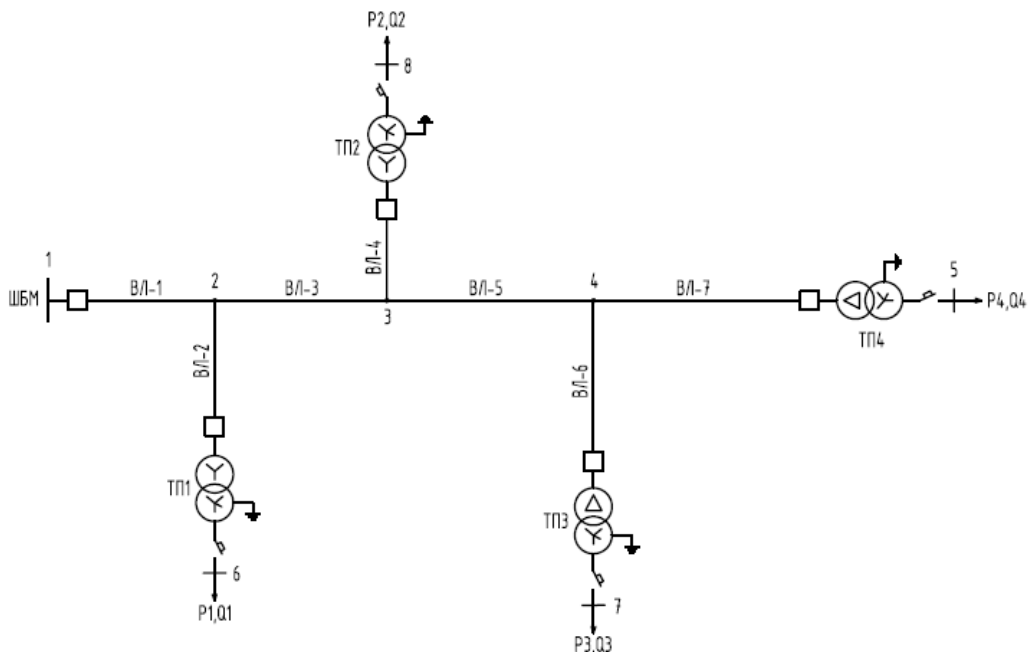


Рисунок 3.1 – Схема распределительной сети 10 кВ в нормальном режиме работы

Измерения параметров электрической сети проводились в конце каждой воздушной линии и на сторонах НН трансформаторных подстанций в трёх случаях: при работе трансформаторов на холостом ходу; при симметричной нагрузке трансформаторов; при несимметричной нагрузке трансформаторов (ненагруженная фаза)

Результаты исследования нормального режима работы опытной электрической сети напряжением 10 кВ представлены в таблицах 3.1–3.6.

Таблица 3.1 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий в нормальном режиме без нагрузки

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	$U_A,$		$U_B,$		$U_C,$		$U_{A1},$	$U_{A2},$	$U_{A0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	6060	-0,44	6060	-120,4	6060	119,6	6060	0	0	10500	10500	10500	2,02	2,02	2,02	2,02	0	0
ВЛ №2	6059	-0,44	6059	-120,4	6059	119,6	6059	0	0	10500	10500	10500	0,45	0,45	0,45	0,45	0	0
ВЛ №3	6058	-0,43	6058	-120,4	6058	119,6	6058	0	0	10490	10490	10490	1,65	1,65	1,65	1,65	0	0
ВЛ №4	6057	-0,43	6057	-120,4	6057	119,6	6057	0	0	10490	10490	10490	0,69	0,69	0,69	0,69	0	0
ВЛ №5	6056	-0,43	6056	-120,4	6056	119,6	6056	0	0	10490	10490	10490	1,03	1,03	1,03	1,03	0	0
ВЛ №6	6055	-0,42	6055	-120,4	6055	119,6	6055	0	0	10490	10490	10490	0,45	0,45	0,45	0,45	0	0
ВЛ №7	6055	-0,42	6055	-120,4	6055	119,6	6055	0	0	10490	10490	10490	0,69	0,69	0,69	0,69	0	0

Таблица 3.2 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций в нормальном режиме без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	$U_{AN},$		$U_{BN},$		$U_{CN},$		$U_{AN1},$	$U_{AN2},$	$U_{AN0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_N,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	242,2	-0,45	242,2	-120,5	242,2	-119,5	242,2	0	0	419,5	419,5	419,5	4,13	4,13	4,13	0	4,13	0	0
ТП №2	242,1	-0,44	242,1	-120,4	242,1	-119,6	242,1	0	0	419,3	419,3	419,3	6,60	6,60	6,60	0	6,60	0	0
ТП №3	242,0	-30,44	242,0	-150,4	242,0	89,6	242,0	0	0	419,2	419,2	419,2	4,12	4,12	4,12	0	4,12	0	0
ТП №4	242,0	-30,44	242,0	-150,4	242,0	89,6	242,0	0	0	419,1	419,1	419,1	6,60	6,60	6,60	0	6,60	0	0

Таблица 3.3 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий в нормальном режиме с симметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	U _A ,		U _B ,		U _C ,		U _{A1} ,	U _{A2} ,	U _{A0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	5971	-0,65	5971	-120,7	5971	119,3	5971	0	0	10340	10340	10340	80,52	80,52	80,52	80,52	0	0
ВЛ №2	5948	-0,69	5948	-120,7	5948	119,3	5948	0	0	10300	10300	10300	15,89	15,89	15,89	15,89	0	0
ВЛ №3	5879	-0,84	5879	-120,8	5879	119,2	5879	0	0	10180	10180	10180	64,73	64,73	64,73	64,73	0	0
ВЛ №4	5851	-0,85	5851	-120,9	5851	119,1	5851	0	0	10130	10130	10130	24,94	24,94	24,94	24,94	0	0
ВЛ №5	5811	-0,99	5811	-121,0	5811	119,0	5811	0	0	10070	10070	10070	39,84	39,84	39,84	39,84	0	0
ВЛ №6	5783	-1,04	5783	-121,0	5783	119,0	5783	0	0	10020	10020	10020	15,42	15,42	15,42	15,42	0	0
ВЛ №7	5762	-1,09	5762	-121,1	5762	118,9	5762	0	0	9980	9980	9980	24,54	24,54	24,54	24,54	0	0

Таблица 3.4 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций в нормальном режиме с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	230,7	-2,83	230,7	-122,8	230,7	117,2	230,7	0	0	399,5	399,5	399,5	393,2	393,2	393,2	0	393,2	0	0
ТП №2	226,2	-2,81	226,2	-122,8	226,2	117,2	226,2	0	0	391,7	391,7	391,7	616,7	616,7	616,7	0	616,7	0	0
ТП №3	223,9	-33,11	223,9	-153,1	223,9	86,9	223,9	0	0	387,8	387,8	387,8	381,7	381,7	381,7	0	381,7	0	0
ТП №4	222,5	-33,01	222,5	-153,0	222,5	86,9	222,5	0	0	385,4	385,4	385,4	606,8	606,8	606,8	0	606,8	0	0

Таблица 3.5 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий в нормальном режиме с несимметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	$U_A,$		$U_B,$		$U_C,$		$U_{A1},$	$U_{A2},$	$U_{A0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	6011	-0,46	5983	-120,7	5976	119,7	5990	20,99	0	10400	10340	10390	44,34	71,35	74,37	62,21	18,04	0
ВЛ №2	5998	-0,43	5966	-120,8	5953	119,7	5972	27,15	0	10380	10300	10360	8,65	12,48	16,13	11,98	4,47	0
ВЛ №3	5958	-0,49	5900	-120,9	5892	119,8	5917	41,82	0	10290	10180	10280	35,91	59,21	58,52	50,32	14,42	0
ВЛ №4	5943	-0,42	5879	-121,0	5864	119,9	5895	48,31	0	10270	10130	10240	15,50	19,35	26,03	19,69	6,57	0
ВЛ №5	592	-0,61	5832	-121,1	5837	119,9	5863	58,42	0	10200	10050	10210	22,06	39,98	32,76	30,72	10,45	0
ВЛ №6	5907	-0,66	5804	-121,1	5816	120,0	5842	65,27	0	10170	10010	10190	8,43	15,47	12,11	11,61	4,19	0
ВЛ №7	5894	-0,67	5783	-121,2	5796	120,0	5824	70,51	0	10140	9967	10160	13,81	24,63	20,78	19,25	6,26	0

Таблица 3.6 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций в нормальном режиме с несимметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	$U_{AN},$		$U_{BN},$		$U_{CN},$		$U_{AN1},$	$U_{AN2},$	$U_{AN0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_N,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	242,1	4,59	211,0	-124,5	246,6	114,1	232,4	3,91	24,55	409,4	399,4	399,1	138,0	359,8	420,4	287,9	294,4	112,0	95,9
ТП №2	237,5	4,28	209,1	-124,5	241,0	114,8	228,6	4,15	22,17	403,0	391,5	393,3	288,2	570,3	657,3	416,3	483,6	164,3	138,8
ТП №3	231,3	-29,97	227,2	-153,2	223,7	87,4	227,3	5,61	3,15	403,5	389,2	388,8	131,9	387,3	381,4	325,6	285,4	105,0	108,5
ТП №4	229,5	-29,88	226,1	-153,1	222,2	87,6	225,9	5,59	2,92	400,9	386,8	386,1	278,5	616,5	606,0	490,0	473,0	156,7	163,3

3.2 Обрыв фазного провода

Рассмотрим случай обрыва фазного провода фазы А в конце воздушной линии, поочередно для каждой точки К1-К4, при работе трансформаторов на холостом ходу и с симметричной нагрузкой (см. рисунок 3.2).

Результаты исследования режима работы при обрыве фазного провода опытной электрической сети напряжением 10 кВ представлены в таблицах 3.7–3.22.

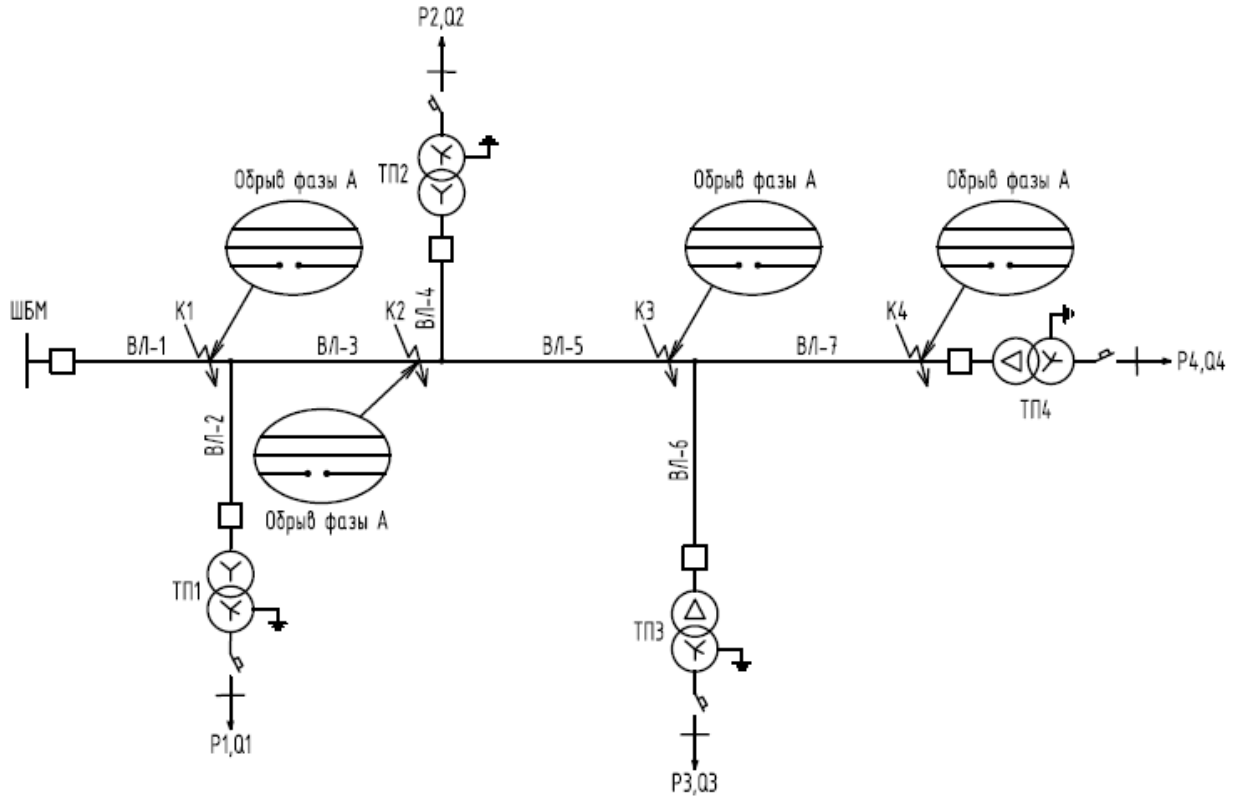


Рисунок 3.2 – Схема распределительной сети 10 кВ в аварийном режиме работы: обрыв провода фазы А

3.3 Однофазное замыкание на землю

Рассмотрим случай однофазного замыкания на землю фазы А в конце воздушной линии, поочередно для каждой точки К1-К4, при работе трансформаторов на холостом ходу и с симметричной нагрузкой (см. рисунок 3.3).

Результаты исследования режима работы при однофазном замыкании на землю опытной электрической сети напряжением 10 кВ представлены в таблицах 3.23–3.38.

3.4 Двухфазное короткое замыкание

Рассмотрим случай двухфазного короткого замыкания в конце воздушной линии для точки К3, при работе трансформаторов на холостом ходу и с симметричной нагрузкой (см. рисунок 3.4).

Результаты исследования режима работы при двухфазном коротком замыкании опытной электрической сети напряжением 10 кВ представлены в таблицах 3.39–3.42.

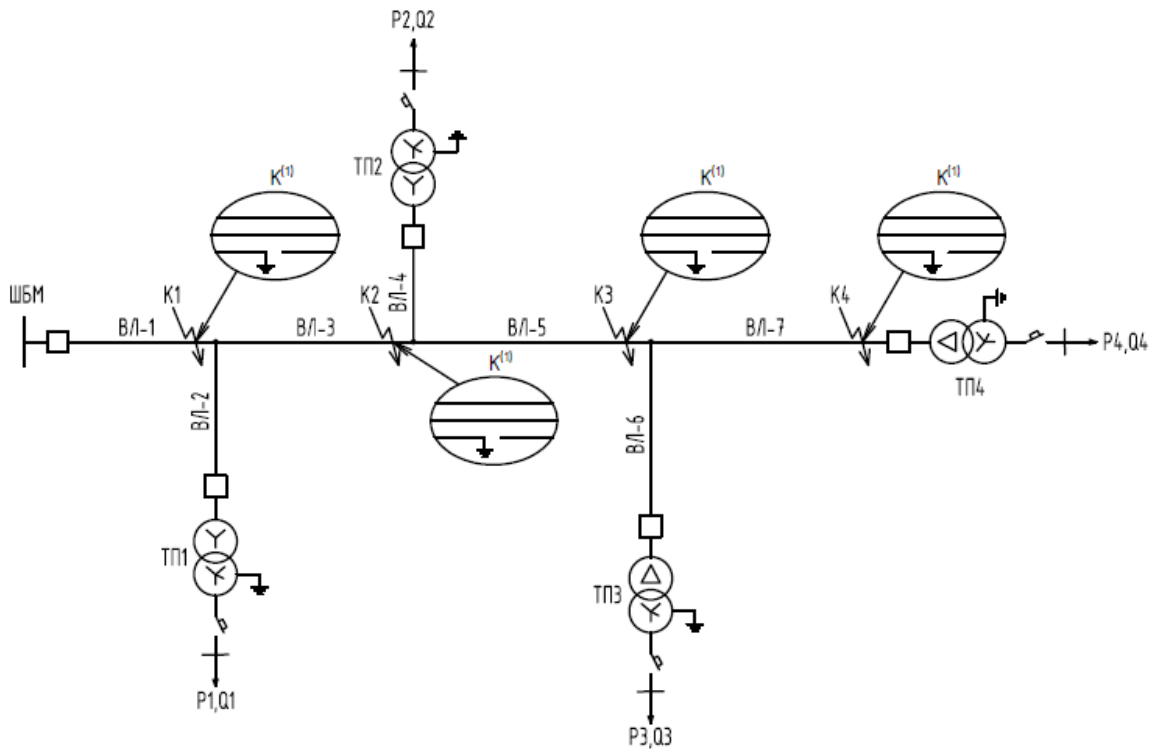


Рисунок 3.3 – Схема распределительной сети 10 кВ в аварийном режиме работы: однофазное замыкание на землю фазы А

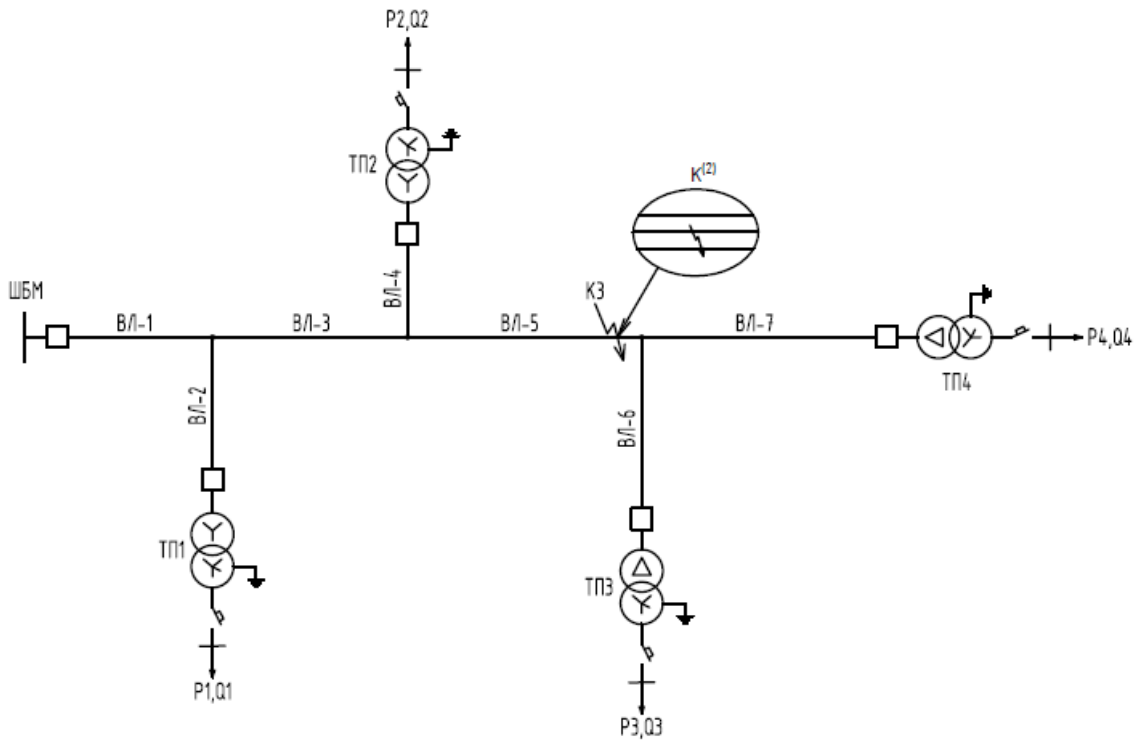


Рисунок 3.4 – Схема распределительной сети 10 кВ в аварийном режиме работы: двухфазное короткое замыкание

Таблица 3.7 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при обрыве провода фазы А в точке К1 без нагрузки

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	$U_A,$		$U_B,$		$U_C,$		$U_{A1},$	$U_{A2},$	$U_{A0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	8743,0	-0,48	5264	-94,25	5255	93,38	6061	1,2	2681,0	10500	10500	10500	0	1,75	1,74	1,01	1,01	0,0072
ВЛ №2	378,4	177,80	5264	-94,25	5255	93,38	3020	3039,0	359,3	5264	10500	5232	0,0016	0,39	0,39	0,22	0,22	0
ВЛ №3	378,4	177,80	5262	-94,25	5253	93,38	3019	3038,0	359,3	5262	10490	5230	0,0008	1,43	1,42	0,82	0,82	0,0051
ВЛ №4	378,4	177,80	5262	-94,24	5253	93,39	3019	3038,0	359,3	5262	10490	5230	0,0025	0,60	0,594	0,34	0,34	0
ВЛ №5	378,5	177,80	5261	-94,24	5252	93,39	3019	3038,0	359,4	5261	10490	5229	0,0008	0,90	0,89	0,51	0,52	0,0029
ВЛ №6	378,5	177,80	5260	-94,24	5251	93,40	3018	3037,0	359,4	5260	10490	5228	0,0016	0,39	0,39	0,22	0,22	0
ВЛ №7	378,5	177,80	5260	-94,24	5251	93,40	3018	3037,0	359,4	5260	10490	5228	0,0025	0,59	0,59	0,34	0,34	0

Таблица 3.8 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при обрыве провода фазы А в точке К1 без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	$U_{AN},$		$U_{BN},$		$U_{CN},$		$U_{AN1},$	$U_{AN2},$	$U_{AN0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_N,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	
ТП №1	0,9	150,0	210,0	-90,35	209,5	89,44	120,7	121,5	0	210,4	419,5	209,1	0,01	3,58	3,57	0	2,06	2,07	0
ТП №2	0,9	150,0	209,9	-90,34	209,4	89,45	120,7	121,4	0	210,3	419,3	209,0	0,02	5,72	5,71	0	3,29	3,31	0
ТП №3	120,6	-90,7	121,4	-90,13	242,0	89,56	120,6	121,4	0	1,5	363,4	362,6	2,06	2,07	4,12	0	2,06	2,07	0
ТП №4	120,6	-90,7	121,4	-90,13	242,0	89,56	120,6	121,4	0	1,5	363,4	362,6	3,29	3,31	6,59	0	3,29	3,31	0

Таблица 3.9 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при обрыве провода фазы А в точке К2 без нагрузки

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	U_A ,		U_B ,		U_C ,		U_{A1} ,	U_{A2} ,	U_{A0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	7950	-0,5	5380	-102,7	5362	101,9	6061	0,9	1888	10500	10500	10500	0,3640	1,774	1,740	1,189	0,830	0,005
ВЛ №2	7949	-0,5	5379	-102,7	5362	101,9	6060	0,9	1888	10500	10500	10500	0,4465	0,446	0,446	0,446	0	0
ВЛ №3	7950	-0,5	5378	-102,7	5361	101,9	6060	2,2	1888	10500	10490	10500	0	1,437	1,413	0,816	0,830	0,016
ВЛ №4	1223	177,9	5377	-102,7	5360	101,9	3002	3055,0	1170	5290	10490	5202	0,0069	0,597	0,593	0,341	0,347	0
ВЛ №5	1223	177,9	5376	-102,7	5359	101,9	3001	3055,0	1170	5290	10490	5201	0,0009	0,902	0,888	0,512	0,521	0,009
ВЛ №6	1223	177,9	5376	-102,7	5359	101,9	3001	3054,0	1170	5289	10490	5201	0,0044	0,387	0,385	0,221	0,225	0
ВЛ №7	1223	177,9	5375	-102,7	5359	101,9	3001	3054,0	1170	5289	10490	5200	0,0069	0,596	0,593	0,341	0,346	0

Таблица 3.10 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при обрыве провода фазы А в точке К2 без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U_{AN} ,		U_{BN} ,		U_{CN} ,		U_{AN1} ,	U_{AN2} ,	U_{AN0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_N ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	242,3	-0,4	242,2	-120,5	242,2	119,60	242,2	0,04	0	419,5	419,5	419,6	4,13	4,13	4,13	0	4,13	0	0
ТП №2	2,4	150,5	210,3	-90,1	209,1	89,27	120,0	122,10	0	211,5	419,3	207,9	0,07	5,73	5,70	0	3,27	3,33	0
ТП №3	120,0	-91,3	122,0	-89,6	242,0	89,56	119,9	122,10	0	4,2	364,0	362,0	2,05	2,08	4,12	0	2,04	2,08	0
ТП №4	120,0	-91,3	122,0	-89,6	242,0	89,56	119,9	122,10	0	4,2	364,0	362,0	3,27	3,33	6,60	0	3,27	3,33	0

Таблица 3.11 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при обрыве провода фазы А в точке КЗ без нагрузки

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	$U_A,$		$U_B,$		$U_C,$		$U_{A1},$	$U_{A2},$	$U_{A0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	7144	-0,5	5605	-110,8	5590	109,9	6061	0,61	1083	10500	10500	10500	0,97	1,83	1,80	1,49	0,52	0,003
ВЛ №2	7144	-0,5	5605	-110,8	5590	109,9	6060	0,61	1083	10500	10500	10500	0,45	0,45	0,45	0,45	0	0
ВЛ №3	7143	-0,5	5603	-110,8	5589	110,0	6059	1,37	1083	10490	10490	10500	0,61	1,46	1,45	1,12	0,52	0,009
ВЛ №4	7143	-0,5	5603	-110,8	5588	110,0	6058	1,37	1083	10490	10490	10500	0,69	0,69	0,69	0,69	0	0
ВЛ №5	7143	-0,5	5602	-110,8	5587	110,0	6058	2,28	1083	10490	10490	10500	0	0,91	0,88	0,51	0,52	0,016
ВЛ №6	2071	177,9	5601	-110,8	5587	110,0	2987	3069,00	1988	5314	10490	5177	0	0,39	0,38	0,22	0,23	0
ВЛ №7	2071	177,9	5600	-110,8	5587	110,0	2986	3069,00	1988	5314	10490	5177	0,01	0,60	0,59	0,34	0,35	0

Таблица 3.12 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при обрыве провода фазы А в точке КЗ без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	$U_{AN},$		$U_{BN},$		$U_{CN},$		$U_{AN1},$	$U_{AN2},$	$U_{AN0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_N,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	242,3	-0,4	242,2	-120,5	242,2	119,6	242,2	0,02	0	419,5	419,5	419,5	4,13	4,13	4,13	0	4,13	0	0
ТП №2	242,2	-0,4	242,1	-120,5	242,1	119,6	242,1	0,05	0	419,4	419,3	419,5	6,60	6,60	6,60	0	6,60	0	0
ТП №3	119,5	-91,8	122,6	-89,1	242,0	89,6	119,4	122,70	0	6,5	364,6	361,4	2,04	2,09	4,12	0	2,03	2,09	0
ТП №4	119,4	-91,8	122,6	-89,1	242,0	89,6	119,4	122,60	0	6,5	364,6	361,4	3,26	3,34	6,60	0	3,25	3,34	0

Таблица 3.13 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при обрыве провода фазы А в точке К4 без нагрузки

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	$U_A,$		$U_B,$		$U_C,$		$U_{A1},$	$U_{A2},$	$U_{A0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	6061	-0,44	6060	-120,4	6060	119,6	6060	0,399	0	10500	10500	10500	1,335	1,893	1,849	1,676	0,343	0
ВЛ №2	6060	-0,44	6059	-120,4	6060	119,6	6060	0,399	0	10500	10500	10500	0,446	0,446	0,446	0,446	0	0
ВЛ №3	6059	-0,44	6058	-120,4	6058	119,6	6059	0,899	0	10490	10490	10500	0,961	1,523	1,485	1,303	0,343	0
ВЛ №4	6059	-0,44	6057	-120,4	6058	119,6	6058	0,899	0	10490	10490	10490	0,687	0,687	0,687	0,687	0	0
ВЛ №5	6059	-0,44	6056	-120,4	6057	119,6	6057	1,498	0	10490	10490	10490	0,350	0,931	0,893	0,691	0,343	0
ВЛ №6	6058	-0,44	6056	-120,4	6057	119,6	6057	1,498	0	10490	10490	10490	0,446	0,446	0,446	0,446	0	0
ВЛ №7	6059	-0,44	6055	-120,4	6057	119,6	6057	2,197	0	10490	10490	10490	0	0,595	0,595	0,343	0,343	0

Таблица 3.14 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при обрыве провода фазы А в точке К4 без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	$U_{AN},$		$U_{BN},$		$U_{CN},$		$U_{AN1},$	$U_{AN2},$	$U_{AN0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_N,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	242,3	-0,45	242,2	-120,5	242,2	119,6	242,2	0,01	0	419,5	419,5	419,5	4,13	4,13	4,13	0	4,13	0	0
ТП №2	242,2	-0,45	242,1	-120,5	242,1	119,6	242,1	0,03	0	419,4	419,3	419,4	6,60	6,60	6,60	0	6,60	0	0
ТП №3	242,1	-30,44	242,1	-150,5	242,0	89,6	242,1	0,06	0	419,4	419,2	419,3	4,13	4,13	4,12	0	4,13	0	0
ТП №4	121,0	-90,44	121,0	-90,4	242,0	89,6	121,0	121,00	0	0	363,0	363,0	3,30	3,30	6,60	0	3,30	3,3	0

Таблица 3.15 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при обрыве провода фазы А в точке К1 с симметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	U _A ,		U _B ,		U _C ,		U _{A1} ,	U _{A2} ,	U _{A0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	8735,0	-0,4	5185	-94,6	5182	93,3	6016	46,85	2673,0	10480	10340	10440	0	69,7	69,7	40,3	40,3	0,007
ВЛ №2	358,4	179,5	5165	-94,7	5162	93,3	2974	2974	358,2	5152	10300	5150	0,001	13,8	13,8	7,9	7,9	0
ВЛ №3	358,4	179,5	5165	-94,7	5162	93,3	2974	2974	358,2	5152	10300	5150	0,001	13,8	13,8	7,9	7,9	0
ВЛ №4	358,5	179,5	5083	-94,9	5077	93,2	2926	2926	358,2	5068	10130	5067	0,002	21,6	21,6	12,5	12,5	0
ВЛ №5	358,5	179,5	5048	-95,1	5042	93,1	2905	2906	358,3	5033	10070	5032	0,001	34,5	34,5	19,9	19,9	0,003
ВЛ №6	358,5	179,5	5025	-95,1	5017	93,0	2891	2892	358,3	5009	10020	5008	0,001	13,3	13,3	7,7	7,7	0
ВЛ №7	358,5	179,5	5007	-95,2	4999	93,0	2881	2881	358,3	4991	9980	4989	0,002	21,2	21,2	12,3	12,3	0

Таблица 3.16 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при обрыве провода фазы А в точке К1 с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	0	113,5	199,8	-92,8	199,8	87,17	115,3	115,3	0	199,8	399,5	199,7	0	340,5	340,5	0	196,6	196,6	0
ТП №2	0	113,6	195,9	-92,8	195,8	87,18	113,1	113,1	0	195,9	391,7	195,8	0	534,1	534,1	0	308,4	308,4	0
ТП №3	111,9	-93,1	112,0	-93,1	223,9	86,89	111,9	112,0	0	0	335,9	335,8	190,8	190,9	381,7	0	190,8	190,8	0
ТП №4	111,2	-93,0	111,3	-93,0	222,5	86,99	111,3	111,3	0	0	333,8	333,8	303,4	303,5	606,8	0	303,4	303,4	0

Таблица 3.17 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при обрыве провода фазы А в точке К2 с симметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	$U_A,$		$U_B,$		$U_C,$		$U_{A1},$	$U_{A2},$	$U_{A0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	7911	-0,5	5302	-103,2	5295	102	6008	37,5	1866	10450	10340	10430	16,05	70,8	69,5	48,3	32,3	0,005
ВЛ №2	7887	-0,5	5279	-103,2	5274	102	5984	37,4	1866	10410	10300	10390	16,08	15,9	15,9	15,9	0,1	0
ВЛ №3	7911	-0,5	5228	-103,6	5214	102	5962	84,6	1866	10420	10180	10370	0	56,1	56,0	32,4	32,4	0,016
ВЛ №4	1157	179,4	5205	-103,7	5190	102	2925	2926,0	1156	5069	10130	5065	0	21,6	21,6	12,5	12,5	0
ВЛ №5	1157	179,4	5174	-103,9	5154	102	2905	2906,0	1156	5035	10070	5031	0	34,5	34,5	19,9	19,9	0,009
ВЛ №6	1157	179,4	5151	-104,0	5129	102	2891	2892,0	1156	5010	10020	5006	0	13,3	13,3	7,7	7,7	0
ВЛ №7	1157	178,4	5134	-104,1	5110	102	2881	2881,0	1156	4992	9980	4988	0	21,2	21,2	12,3	12,3	0

Таблица 3.18 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при обрыве провода фазы А в точке К2 с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	$U_{AN},$		$U_{BN},$		$U_{CN},$		$U_{AN1},$	$U_{AN2},$	$U_{AN0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_N,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	233,5	-2,7	231,6	-123,1	231,1	117,5	232,1	232,1	0	403,7	399,5	402,8	398,0	394,9	394,0	0	395,6	2,5	0
ТП №2	0,1	114,6	195,9	-92,8	195,8	87,2	113,1	113,1	0	195,9	391,7	195,8	0,1	534,2	534,0	0	308,3	308,4	0
ТП №3	111,9	-93,1	112,0	-93,1	223,9	86,9	111,9	112,0	0	0,1	335,9	335,8	190,8	190,9	381,7	0	190,8	190,9	0
ТП №4	111,2	-93,0	111,3	-93,0	222,5	86,9	111,2	111,3	0	0,1	333,8	333,7	303,3	303,5	606,8	0	303,4	303,5	0

Таблица 3.19 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при обрыве провода фазы А в точке К3 с симметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	$U_A,$		$U_B,$		$U_C,$		$U_{A1},$	$U_{A2},$	$U_{A0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	7070	-0,6	5532	-111,3	5523	110,1	5993	22,9	1055	10410	10340	10390	41,2	72,8	72,6	60,9	19,6	0,003
ВЛ №2	7047	-0,6	5509	-111,3	5501	110,0	5970	22,8	1055	10370	10300	10350	16,0	15,9	15,9	15,9	0,1	0
ВЛ №3	7034	-0,6	5454	-111,6	5439	110,0	5929	51,5	1055	10330	10180	10300	25,3	57,2	57,7	45,0	19,7	0,009
ВЛ №4	7006	-0,6	5427	-111,6	5412	109,9	5901	51,3	1055	10280	10130	10250	25,4	25,1	25,0	25,1	0,2	0
ВЛ №5	7034	-0,6	5404	-112,0	5380	110,1	5895	86,3	1054	10310	10070	10260	0	34,5	34,5	19,9	19,9	0,016
ВЛ №6	1937	179,3	5383	-112,1	5356	110,1	2891	2892,0	1936	5010	10020	5005	0	13,3	13,3	7,7	7,7	0
ВЛ №7	1937	179,3	5367	-112,2	5337	110,2	2881	2882,0	1936	4993	9980	4987	0	21,2	21,2	12,3	12,3	0

Таблица 3.20 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при обрыве провода фазы А в точке К3 с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	$U_{AN},$		$U_{BN},$		$U_{CN},$		$U_{AN1},$	$U_{AN2},$	$U_{AN0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_N,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	232,4	-2,7	231,3	-123,0	230,9	117,4	232,5	0,9	0	402,1	399,5	401,5	396,1	394,2	393,7	0	394,7	1,5	0
ТП №2	230,0	-2,6	227,5	-123,2	226,7	117,7	228,1	1,9	0	397,4	391,7	396,1	627,3	620,4	618,3	0	622,0	5,4	0
ТП №3	111,9	-93,1	112,0	-93,1	223,9	86,9	111,9	112,0	0	0,1	335,9	335,8	190,7	190,9	381,7	0	190,8	190,9	0
ТП №4	111,2	-93,0	111,3	-92,9	222,5	86,9	111,2	111,3	0	0,1	333,9	333,7	303,2	303,6	606,8	0	303,4	303,5	0

Таблица 3.21 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при обрыве провода фазы А в точке К4 с симметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	U_A ,		U_B ,		U_C ,		U_{A1} ,	U_{A2} ,	U_{A0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	5998	-0,6	5980	-120,8	5976	119,5	5985	13,9	0	10380	10340	10370	56,6	75,9	74,6	68,6	11,9	0
ВЛ №2	5975	-0,6	5957	-120,8	5953	119,4	5961	13,9	0	10340	10300	10330	15,9	15,9	15,9	15,9	0	0
ВЛ №3	5941	-0,7	5899	-121,1	5890	119,4	5910	31,4	0	10270	10180	10250	40,7	60,1	59,2	52,7	12,0	0
ВЛ №4	5913	-0,7	5871	-121,1	5862	119,4	5882	31,2	0	10220	10130	10210	25,2	25,0	24,9	25,1	0,1	0
ВЛ №5	5915	-0,8	5845	-121,4	5829	119,5	5863	52,6	0	10210	10070	10190	15,6	35,9	34,8	27,7	12,1	0
ВЛ №6	5886	-0,9	5817	-121,4	5801	119,4	5835	52,3	0	10160	10020	10140	15,7	15,5	15,5	15,6	0,1	0
ВЛ №7	5915	-0,8	5813	-121,7	5789	119,6	5838	77,5	0	10200	9980	10160	0	21,2	21,2	12,3	12,3	0

Таблица 3.22 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при обрыве провода фазы А в точке К4 с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U_{AN} ,		U_{BN} ,		U_{CN} ,		U_{AN1} ,	U_{AN2} ,	U_{AN0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_N ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	231,7	-2,8	231,0	-122,9	230,9	117,3	232,2	0,5	0	401,1	399,5	400,8	395,0	393,8	393,5	0	394,1	0,9	0
ТП №2	228,5	-2,7	226,9	-123,0	226,6	117,5	227,3	1,2	0	395,1	391,7	394,5	623,2	618,9	617,9	0	620,0	3,3	0
ТП №3	226,6	-32,5	227,2	-153,4	223,9	86,9	225,9	2,0	0	394,7	390,1	389,0	386,2	387,3	381,7	0	385,1	3,4	0
ТП №4	111,3	-93,0	111,3	-93,0	222,5	86,9	111,3	111,3	0	0	333,8	333,8	303,4	303,4	606,8	0	303,4	303,4	0

Таблица 3.23 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К1 без нагрузки

Воздушная линия	Параметры электрической сети																		
	$U_A,$		$U_B,$		$U_C,$		$U_{A1},$	$U_{A2},$	$U_{A0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$	$I_{O33},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	0	0	10500	-150,5	10500	149,6	6061	1,5	6063	10500	10500	10500	0,6146	1,907	1,624	0,766	1,276	0,016	0,587
ВЛ №2	9836	177	10500	-150,5	10500	149,6	2789	3277,0	9339	5723	10500	4874	0,0417	0,397	0,376	0,205	0,241	0	
ВЛ №3	9836	177	10500	-150,5	10500	149,6	2788	3276,0	9340	5722	10490	4873	0,0218	1,540	1,334	0,758	0,890	0,132	
ВЛ №4	9836	177	10500	-150,5	10500	149,6	2788	3276,0	9340	5721	10490	4872	0,0642	0,612	0,580	0,316	0,372	0	
ВЛ №5	9836	177	10500	-150,5	10500	149,6	2788	3275,0	9340	5720	10490	4872	0,0211	0,963	0,840	0,476	0,559	0,075	
ВЛ №6	9837	177	10500	-150,5	10500	149,6	2787	3275,0	9340	5720	10490	4871	0,0416	0,397	0,376	0,205	0,241	0	
ВЛ №7	9837	177	10500	-150,5	10500	149,6	2787	3274,0	9340	5719	10490	4871	0,0641	0,612	0,579	0,316	0,371	0	

Таблица 3.24 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К1 без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	$U_{AN},$		$U_{BN},$		$U_{CN},$		$U_{AN1},$	$U_{AN2},$	$U_{AN0},$	$U_{AB},$	$U_{BC},$	$U_{CA},$	$I_A,$	$I_B,$	$I_C,$	$I_N,$	$I_{A1},$	$I_{A2},$	$I_{A0},$
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	22,6	149,2	215,7	-87,9	204,3	86,81	111,5	131,0	0	228,8	419,5	194,8	0,385	3,676	3,482	0	1,90	2,23	0
ТП №2	22,6	149,2	215,6	-87,8	204,2	86,82	111,4	130,9	0	228,7	419,3	194,7	0,616	5,879	5,568	0	3,04	3,57	0
ТП №3	112,4	-99,1	132,0	-83,1	242,0	89,56	111,4	130,9	0	39,1	373,3	353,5	1,916	2,250	4,125	0	1,89	2,23	0
ТП №4	112,4	-99,1	132,0	-83,1	242,0	89,56	111,4	130,9	0	39,1	373,3	353,5	3,065	3,599	6,599	0	3,04	3,57	0

Таблица 3.25 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К2 без нагрузки

Воздушная линия	Параметры электрической сети																		
	U _A ,		U _B ,		U _C ,		U _{A1} ,	U _{A2} ,	U _{A0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,	I ₀₃₃ ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	0,9	134,2	10500	-150,5	10500	149,6	6061	1,2	6063	10500	10500	10500	0,2889	1,876	1,621	0,988	1,048	0,016	0,529
ВЛ №2	1,6	140,2	10500	-150,5	10500	149,6	6060	1,2	6063	10500	10500	10500	0,4465	0,446	0,446	0,446	0	0	
ВЛ №3	0	0	10500	-150,5	10500	149,6	6060	2,7	6063	10500	10490	10500	0,5536	1,532	1,339	0,617	1,048	0,053	
ВЛ №4	9732,0	177,4	10500	-150,5	10500	149,6	2820	3241,0	9305	5638	10490	4929	0,0549	0,609	0,582	0,320	0,368	0	
ВЛ №5	9733,0	177,4	10500	-150,5	10500	149,6	2820	3241,0	9306	5637	10490	4928	0,0075	0,958	0,844	0,481	0,553	0,075	
ВЛ №6	9733,0	177,4	10500	-150,5	10500	149,6	2820	3240,0	9306	5637	10490	4928	0,0356	0,395	0,378	0,208	0,239	0	
ВЛ №7	9733,0	177,4	10500	-150,5	10500	149,6	2819	3240,0	9306	5636	10490	4927	0,0549	0,609	0,582	0,319	0,368	0	

Таблица 3.26 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К2 без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	242,3	-0,5	242,2	-120,5	242,2	119,6	242,2	0,1	0	419,6	419,5	419,6	4,1	4,13	4,13	0	4,13	0	0
ТП №2	19,3	150,1	214,6	-88,2	205,1	87,2	112,7	129,6	0	225,4	419,3	197,0	0,5	5,85	5,59	0	3,07	3,5	0
ТП №3	113,7	-97,8	130,1	-84,0	242,0	89,6	112,7	129,5	0	33,5	371,5	355,1	1,9	2,22	4,12	0	1,92	2,2	0
ТП №4	113,7	-97,8	130,1	-84,0	242,0	89,6	112,7	129,5	0	33,5	371,5	355,0	3,1	3,55	6,59	0	3,07	3,5	0

Таблица 3.27 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при однофазном замыкании на землю фазы А в точке КЗ без нагрузки

Воздушная линия	Параметры электрической сети																		
	U _A ,		U _B ,		U _C ,		U _{A1} ,	U _{A2} ,	U _{A0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,	I _{O33} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	1,1	121,5	10500	-150,5	10500	149,6	6061	0,8	6062	10500	10500	10500	0,6593	1,877	1,628	1,331	0,7	0,016	0,472
ВЛ №2	1,7	131,5	10500	-150,5	10500	149,6	6060	0,8	6062	10500	10500	10500	0,4465	0,446	0,446	0,446	0	0	
ВЛ №3	1,1	139,0	10500	-150,5	10500	149,6	6059	1,8	6062	10500	10490	10500	0,3084	1,509	1,364	0,958	0,7	0,053	
ВЛ №4	1,9	142,1	10490	-150,5	10500	149,6	6059	1,8	6062	10490	10490	10500	0,6875	0,687	0,687	0,687	0	0	
ВЛ №5	0	0	10490	-150,5	10500	149,6	6059	3,0	6061	10490	10490	10500	0,4941	0,955	0,846	0,354	0,7	0,089	
ВЛ №6	9672,0	177,6	10490	-150,5	10500	149,6	2838	3221,0	9284	5597	10490	4955	0,0323	0,394	0,379	0,209	0,2	0	
ВЛ №7	9672,0	177,6	10490	-150,5	10500	149,6	2838	3220,0	9284	5596	10490	4954	0,0498	0,607	0,583	0,322	0,4	0	

Таблица 3.28 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при однофазном замыкании на землю фазы А в точке КЗ без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	242,2	-0,4	242,2	-120,5	242,2	119,6	242,2	0,03	0	419,5	419,5	419,5	4,13	4,13	4,13	0	4,13	0	0
ТП №2	242,2	-0,4	242,2	-120,5	242,2	119,6	242,2	0,07	0	419,4	419,3	419,5	6,61	6,60	6,60	0	6,60	0,001	0
ТП №3	114,3	-97,1	129,1	-84,6	242,0	89,6	113,4	128,70	0	30,4	370,7	355,8	1,95	2,20	4,12	0	1,93	2,194	0
ТП №4	114,3	-97,1	129,1	-84,5	242,0	89,6	113,4	128,70	0	30,4	370,7	355,8	3,11	3,52	6,60	0	3,09	3,510	0

Таблица 3.29 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К4 без нагрузки

Воздушная линия	Параметры электрической сети																		
	U _A ,		U _B ,		U _C ,		U _{A1} ,	U _{A2} ,	U _{A0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,	I ₀₃₃ ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	1,1	108,1	10500	-150,5	10500	149,6	6060	0,549	6061	10500	10500	10500	1,095	1,916	1,756	1,558	0,472	0,016	0,398
ВЛ №2	1,7	122,9	10500	-150,5	10500	149,6	6060	0,549	6061	10500	10500	10500	0,446	0,446	0,446	0,446	0	0	
ВЛ №3	1,7	136,7	10490	-150,5	10500	149,6	6059	1,236	6061	10490	10490	10500	0,699	1,540	1,423	1,185	0,472	0,053	
ВЛ №4	2,4	139,8	10490	-150,5	10500	149,6	6058	1,236	6061	10490	10490	10490	0,687	0,687	0,687	0,687	0	0	
ВЛ №5	1,3	145,4	10490	-150,5	10500	149,6	6058	2,061	6061	10490	10490	10500	0,217	0,947	0,862	0,575	0,472	0,090	
ВЛ №6	2,1	146,8	10490	-150,5	10500	149,6	6057	2,060	6061	10490	10490	10490	0,446	0,446	0,446	0,446	0	0	
ВЛ №7	0	0	10490	-150,5	10500	149,6	6057	3,023	6060	10490	10490	10500	0,416	0,595	0,595	0,226	0,472	0,139	

Таблица 3.30 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К4 без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	242,2	-0,4	242,2	-120,5	242,2	119,6	242,2	0,02	0	419,5	419,5	419,5	4,13	4,13	4,13	0	4,13	0	0
ТП №2	242,2	-0,4	242,1	-120,5	242,1	119,6	242,1	0,05	0	419,4	419,3	419,5	6,60	6,60	6,60	0	6,60	0	0
ТП №3	242,2	-30,4	242,1	-150,5	242,0	89,6	242,1	0,08	0	419,4	419,2	419,3	4,13	4,13	4,12	0	4,13	0	0
ТП №4	121,0	-90,4	121,0	-90,44	242,0	89,6	121,0	121,00	0	0	363,0	363,0	3,30	3,30	6,60	0	3,30	3,3	0

Таблица 3.31 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К1 с симметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																		
	U_A ,		U_B ,		U_C ,		U_{A1} ,	U_{A2} ,	U_{A0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,	I_{O33} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	0	0	10480	-150,9	10450	149,9	6017	47	6063	10480	10340	10450	0,5999	69,98	69,49	40,13	40,39	0,016	0,574
ВЛ №2	9103	179,4	10470	-151,0	10430	150,0	2971	2977	9097	5169	10300	5133	0,0362	13,77	13,74	7,93	7,95	0	
ВЛ №3	9103	179,4	10450	-151,3	10390	150,2	2936	2942	9097	5109	10180	5073	0,0192	56,24	55,87	32,33	32,40	0,128	
ВЛ №4	9103	179,4	10400	-151,4	10380	150,3	2923	2929	9097	5085	10130	5049	0,0568	21,62	21,57	12,46	12,46	0	
ВЛ №5	9104	179,4	10440	-151,6	10350	150,5	2903	2909	9098	5050	10070	5015	0,0174	34,61	34,40	19,90	19,94	0,073	
ВЛ №6	9104	179,4	10430	-151,8	10340	150,6	2889	2895	9098	5026	10020	4991	0,0351	13,37	13,34	7,70	7,72	0	
ВЛ №7	9104	179,4	10420	151,9	10330	150,6	2878	2884	9098	5008	9980	4972	0,0559	21,28	21,23	12,26	12,28	0	

Таблица 3.32 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К1 с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U_{AN} ,		U_{BN} ,		U_{CN} ,		U_{AN1} ,	U_{AN2} ,	U_{AN0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_N ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	0,5	113,5	200,0	-92,8	199,5	87,14	115,2	115,5	0	200,5	399,5	199,1	0,9	340,9	340,1	0	196,4	196,8	0
ТП №2	0,5	113,5	196,1	-92,8	195,6	87,15	113,0	113,2	0	196,5	391,7	195,2	1,4	534,7	533,5	0	308,1	308,7	0
ТП №3	111,6	-93,2	112,3	-93,0	223,9	86,89	111,8	112,1	0	0,9	336,2	335,5	190,2	191,5	381,7	0	190,6	191,0	0
ТП №4	110,9	-93,1	111,7	-92,9	222,5	86,99	111,1	111,4	0	0,9	334,2	333,4	302,3	304,5	606,8	0	303,1	303,7	0

Таблица 3.33 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К2 с симметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																		
	U_A ,		U_B ,		U_C ,		U_{A1} ,	U_{A2} ,	U_{A0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,	I_{O33} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	0,9	134,6	10450	-150,9	10430	149,8	6008	37,7	6045	10450	10340	10430	15,87	71,03	69,33	48,16	32,38	0,016	0,519
ВЛ №2	24,2	-173,2	10430	-150,9	10410	149,8	5985	37,5	6045	10410	10300	10390	16,08	15,95	15,92	15,98	0,10	0	
ВЛ №3	0	0	10420	-151,3	10370	150,1	5962	84,9	6045	10420	10180	10370	0,54	56,23	55,88	32,25	32,48	0,053	
ВЛ №4	9076,0	179,4	10410	-151,4	10360	150,2	2923	2928,0	9070	5083	10130	5052	0,05	21,62	21,58	12,46	12,46	0	
ВЛ №5	9076,0	179,4	10410	-151,6	10330	150,3	2903	2908,0	9071	5048	10070	5017	0,01	34,60	34,40	19,90	19,94	0,073	
ВЛ №6	9076,0	179,4	10400	-151,7	10320	150,5	2889	2894,0	9071	5024	10020	4993	0,03	13,37	13,34	7,70	7,72	0	
ВЛ №7	9076,0	179,4	10390	151,8	10310	150,5	2878	2884,0	9071	5005	9980	4975	0,05	21,27	21,23	12,26	12,28	0	

Таблица 3.34 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К2 с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U_{AN} ,		U_{BN} ,		U_{CN} ,		U_{AN1} ,	U_{AN2} ,	U_{AN0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_N ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	233,5	-2,7	231,6	-123,1	231,1	117,5	232,1	1,4	0	403,7	399,5	402,8	398,1	394,9	394,0	0	395,6	2,5	0
ТП №2	0,4	114,6	196,1	-92,8	195,7	87,2	113,0	113,2	0	196,4	391,7	195,3	1,2	534,7	533,6	0	308,1	308,6	0
ТП №3	111,6	-93,2	112,3	-93,0	223,9	86,9	111,8	112,1	0	0,8	336,2	335,5	190,3	191,4	381,7	0	190,7	191,0	0
ТП №4	110,9	-93,1	111,6	-92,9	222,5	86,9	111,2	111,4	0	0,8	334,1	333,4	302,5	304,3	606,8	0	303,1	303,7	0

Таблица 3.35 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при однофазном замыкании на землю фазы А в точке КЗ с симметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																		
	U _A ,		U _B ,		U _C ,		U _{A1} ,	U _{A2} ,	U _{A0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,	I ₀₃₃ ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	35,7	12,5	10370	-150,7	10370	149,5	5993	22,9	5981	10410	10340	10390	41,0	72,9	72,4	60,8	19,7	0,016	0,462
ВЛ №2	12,3	20,0	10360	-150,8	10340	149,5	5970	22,9	5981	10370	10300	10350	16,0	15,9	15,9	15,9	0,1	0	
ВЛ №3	1,1	139,1	10330	-151,1	10300	149,7	5929	51,7	5981	10330	10180	10300	25,1	57,3	57,6	44,9	19,8	0,052	
ВЛ №4	28,8	-179,8	10310	-151,2	10270	149,8	5902	51,5	5981	10280	10130	10250	25,4	25,1	25,0	25,1	0,2	0	
ВЛ №5	0	0	10310	-151,4	10260	150,0	5896	86,7	5980	10310	10070	10260	0,5	34,6	34,4	19,8	20,0	0,089	
ВЛ №6	8978,0	179,3	10310	-151,6	10240	150,1	2889	2894,0	8973	5023	10020	4994	0	13,4	13,3	7,7	7,7	0	
ВЛ №7	8978,0	179,3	10300	-151,7	10230	150,2	2879	2883,0	8973	5004	9980	4976	0	21,3	21,2	12,3	12,3	0	

Таблица 3.36 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при однофазном замыкании на землю фазы А в точке КЗ с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	232,4	-2,7	231,3	-123,0	230,9	117,4	231,5	0,9	0	402,1	399,5	401,5	396,2	394,2	393,7	0	394,7	1,5	0
ТП №2	230,0	-2,6	227,5	-123,2	226,8	117,7	228,1	1,9	0	397,4	391,7	396,1	627,3	620,4	618,4	0	622,0	5,4	0
ТП №3	111,6	-93,2	112,3	-93,0	223,9	86,9	111,9	112,0	0	0,7	336,2	335,5	190,3	191,4	381,7	0	190,7	191,0	0
ТП №4	110,9	-93,1	111,6	-92,9	222,5	86,9	111,2	111,4	0	0,7	334,1	333,5	302,5	304,3	606,8	0	303,2	303,7	0

Таблица 3.37 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К4 с симметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																		
	U _A ,		U _B ,		U _C ,		U _{A1} ,	U _{A2} ,	U _{A0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,	I ₀₃₃ ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	84,8	15,5	10300	-150,6	10320	149,2	5985	14,0	5917	10380	10340	10370	56,5	75,98	74,5	68,52	12,03	0,016	0,388
ВЛ №2	61,6	18,1	10280	-150,7	10290	149,2	5962	13,9	5917	10340	10300	10330	15,9	15,91	15,9	15,92	0,04	0	
ВЛ №3	26,1	20,8	10250	-151,0	10240	149,4	5910	31,6	5917	10270	10180	10260	40,6	60,12	59,1	52,67	12,07	0,052	
ВЛ №4	9,1	111,9	10220	-151,1	10220	149,5	5882	31,4	5917	10220	10130	10210	25,2	25,02	24,9	25,07	0,13	0	
ВЛ №5	1,3	145,0	10210	-151,3	10190	149,6	5863	52,9	5916	10210	10070	10190	15,5	36,03	34,7	27,67	12,20	0,088	
ВЛ №6	29,8	-173,4	10190	-151,4	10160	149,6	5835	52,6	5917	10160	10020	10140	15,7	15,51	15,5	15,56	0,14	0	
ВЛ №7	0	0	10200	-151,5	10160	149,8	5839	77,9	5916	10200	9980	10160	0,4	21,25	21,2	12,20	12,33	0,135	

Таблица 3.38 – Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при однофазном замыкании на землю фазы А в точке К4 с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	231,7	-2,8	231,0	-122,9	230,9	117,3	231,2	0,5	0	401,1	399,5	400,8	395,0	393,8	393,5	0	394,1	0,9	0
ТП №2	228,5	-2,7	226,9	-123,1	226,6	117,5	227,3	1,2	0	395,1	391,7	394,5	623,3	618,8	617,9	0	620,0	3,3	0
ТП №3	226,6	-32,5	227,2	-153,4	223,9	86,9	225,9	2,0	0	394,8	390,1	389,0	386,3	387,3	381,7	0	385,1	3,5	0
ТП №4	111,3	-93,0	111,3	-93,01	222,5	86,9	111,3	111,3	0	0	333,8	333,8	303,4	303,4	606,8	0	303,4	303,4	0

Таблица 3.39 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при двухфазном коротком замыкании в точке КЗ без нагрузки

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	U _A ,		U _B ,		U _C ,		U _{A1} ,	U _{A2} ,	U _{A0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	4899	-8,6	4899	-112,2	6060	119,6	5253	807,4	0	7699	9871	9872	1203,0	1204,0	2,0	695,7	693,9	0
ВЛ №2	4899	-8,6	4898	-112,2	6059	119,6	5252	807,3	0	7699	9870	9871	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	0
ВЛ №3	3686	-25,7	3685	-95,2	6058	119,6	4241	1817,0	0	4199	9326	9327	1203,0	1204,0	1,6	695,4	693,9	0
ВЛ №4	3685	-25,7	3685	-95,2	6057	119,6	4241	1816,0	0	4199	9325	9326	0,4	0,4	0,7	0,5	0,2	0
ВЛ №5	3028	-60,4	3022	-60,4	6056	119,6	3028	3028,0	0	0	9084	9084	1203,0	1203,0	1,0	695,0	694,1	0
ВЛ №6	3028	-60,4	3028	-60,4	6055	119,6	3028	3028,0	0	0	9083	9083	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0
ВЛ №7	3027	-60,4	3027	-60,4	6055	119,6	3027	3027,0	0	0	9082	9082	0,3	0,3	0,7	0,3	0,3	0

Таблица 3.40– Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при двухфазном коротком замыкании в точке КЗ без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	195,8	-8,7	195,8	-112,3	242,2	119,5	209,9	32,3	0	307,7	394,5	394,5	3,3	3,3	4,13	0	3,56	0,55	0
ТП №2	147,3	-25,7	147,3	-95,2	242,1	119,6	169,5	72,6	0	167,8	372,7	372,7	4,0	4,0	6,60	0	4,62	1,98	0
ТП №3	209,6	-60,4	0	0	209,6	119,6	121,0	121,0	0	209,6	209,6	419,2	3,6	0	3,57	0	2,06	2,06	0
ТП №4	209,6	-60,4	0	0	209,6	119,6	121,0	121,0	0	209,6	209,6	419,1	5,7	0	5,71	0	3,30	3,30	0

Таблица 3.41 – Результаты измерений параметров электрической сети на концах воздушных линий при двухфазном коротком замыкании в точке КЗ с симметричной нагрузкой

Воздушная линия	Параметры электрической сети																	
	U_A ,		U_B ,		U_C ,		U_{A1} ,	U_{A2} ,	U_{A0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А
ВЛ №1	4856	-8,4	4868	-112,7	5971	119,3	5201	769,8	0	7675	9753	9735	1223,0	1206,0	80,5	740,1	661,6	0
ВЛ №2	4837	-8,5	4849	-112,7	5948	119,3	5181	766,8	0	7646	9715	9697	12,9	12,9	15,9	13,8	2,0	0
ВЛ №3	3595	-25,4	3614	-96,1	5879	119,2	4144	1735,0	0	4173	9073	9051	1211,0	1198,0	64,7	726,9	663,5	0
ВЛ №4	3579	-25,4	3597	-96,1	5851	119,1	4125	1727,0	0	4153	9030	9009	15,2	15,3	24,9	17,6	7,4	0
ВЛ №5	2906	-61,0	2906	-61,0	5811	119,0	2906	2906,0	0	0	8717	8717	1200,0	1191,0	39,8	709,6	670,8	0
ВЛ №6	2892	-61,0	2892	-61,0	5783	119,0	2892	2892,0	0	0	8675	8675	7,7	7,7	15,4	7,7	7,7	0
ВЛ №7	2881	-61,1	2881	-61,1	5762	118,9	2881	2881,0	0	0	8643	8643	12,3	12,3	24,5	12,3	12,3	0

Таблица 3.42– Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при двухфазном коротком замыкании в точке КЗ с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U_{AN} ,		U_{BN} ,		U_{CN} ,		U_{AN1} ,	U_{AN2} ,	U_{AN0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_N ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	187,6	-10,6	188,1	-114,9	230,7	117,2	200,9	29,7	0	296,5	376,8	376,1	319,8	320,6	393,2	0	342,5	50,7	0
ТП №2	138,3	-27,3	139,0	-98,1	226,2	117,2	159,4	66,7	0	160,5	349,0	348,2	377,2	379,1	616,7	0	434,7	182,0	0
ТП №3	193,9	-63,1	0	0	193,9	116,9	111,9	111,9	0	193,9	193,9	387,8	330,5	0	330,5	0	190,8	190,8	0
ТП №4	192,7	-63,0	0	0	192,7	117,0	111,3	111,3	0	192,7	192,7	385,4	525,5	0	525,5	0	303,4	303,4	0

3.5 Двухфазное короткое замыкание на стороне 0,4 кВ

Рассмотрим случай двухфазного короткого замыкания на стороне 0,4 кВ для точек К5-К6, при работе трансформаторов на холостом ходу и с симметричной нагрузкой (см. рисунок 3.5).

Результаты исследования режима работы при двухфазном коротком замыкании на стороне 0,4 кВ трансформаторной подстанции представлены в таблицах 3.43–3.46.

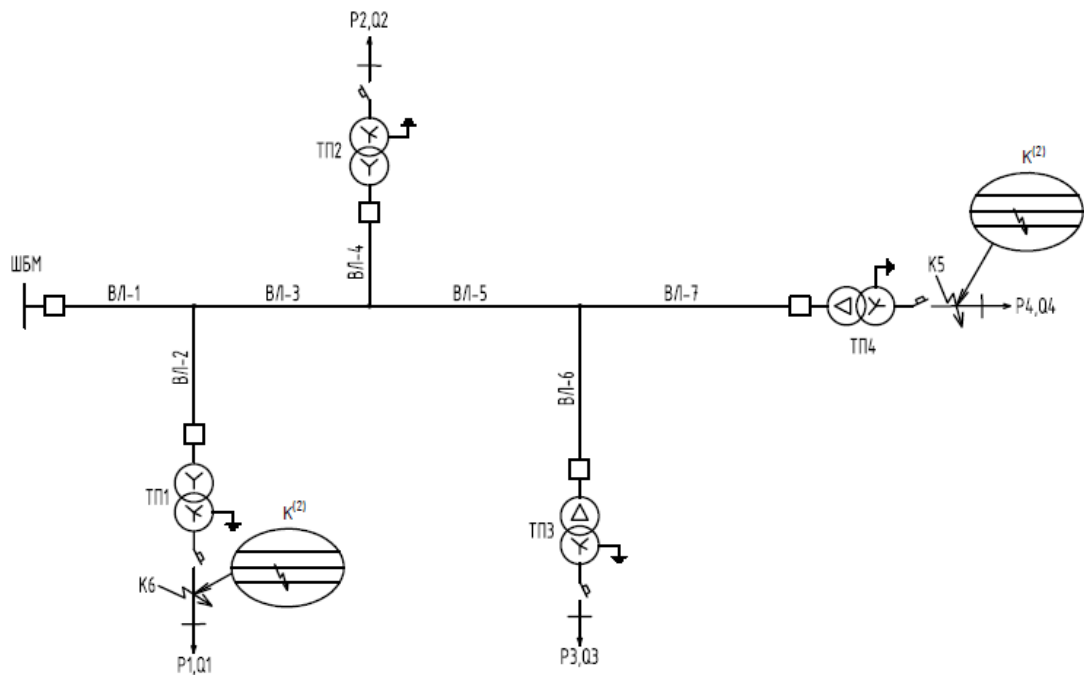


Рисунок 3.5 – Схема распределительной сети 10 кВ в аварийном режиме работы: двухфазное короткое замыкание

Выводы по разделу 3

1 При возникновении продольной или поперечной несимметрии электрической сети, например, при обрывах фазных проводов, однофазных замыканий на землю, двухфазных коротких замыканий воздушной линии электропередачи напряжением 10 кВ меняются линейные и фазные напряжения, перераспределяются токи в электрической сети и одновременно появляются симметричные составляющие напряжений и токов обратной и нулевой последовательности.

2 В работе исследованы пять различных режимов работы: несимметричная загрузка трансформаторов, обрывы фазных проводов, однофазное замыкание на землю, двухфазное короткое замыкание, двухфазное и однофазное короткое замыкание на стороне 0,4 кВ.

3 Результаты исследований показали:

3.1 Токи обратной последовательности, протекающие в воздушной линии 10 кВ, неоднозначно характеризуют и адекватно не отражают состояние ВЛ, особенно это отображается в ненагруженной сети, в результате не позволяют чётко идентифицировать обрывы фазных проводов.

3.2 Напряжение нулевой последовательности позволяют идентифицировать обрывы фазных проводов, только если произошло замыкание на землю ВЛ-10 кВ. При этом защита должна быть выстроена на стороне 10 кВ, так как за трансформатором напряжение нулевой последовательности отсутствует.

3.3 Фазное напряжение и напряжение обратной последовательности позволяют определить, обрыв фазного провода в ненагруженной сети, а также с симметричной и несимметричной нагрузкой. Защита может быть выполнена как на стороне 10 кВ, так и за трансформатором на стороне 0,4 кВ. При организации защиты от обрывов проводов, дополнительно необходимо выполнить отстройку от существующих защит, для предотвращения ложного срабатывания.

Таблица 3.43– Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при двухфазном коротком замыкании в точке К5 без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	226,8	1,0	240,9	-118,5	235,9	118,3	234,5	8,25	0	404,1	419,5	395,1	3,9	4,1	4,0	0	4,0	0,1	0
ТП №2	207,7	3,0	239,6	-116,1	228,1	116,6	224,8	18,6	0	386,1	419,3	364,6	5,7	6,5	6,2	0	6,1	0,5	0
ТП №3	189,4	-33,2	211,8	-139,2	242,0	89,6	213,2	30,9	0	320,8	413,5	379,5	3,2	3,6	4,1	0	3,6	0,5	0
ТП №4	121,0	-90,4	121,0	-90,4	242,0	89,6	121,0	121,0	0	0	363,0	363,0	7699,0	7696,0	6,6	0	4447,0	4441,0	0

Таблица 3.44– Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при двухфазном коротком замыкании в точке К6 без нагрузки

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	121,1	-60,4	121,1	-60,4	242,2	119,5	121,1	121,1	0	0	363,3	363,3	6499,0	6496,0	4,1	0	3753,0	3750,0	0
ТП №2	230,0	-0,6	235,8	-118,0	242,1	119,6	235,9	6,9	0	398,0	418,9	409,2	6,3	6,4	6,6	0	6,4	0,1	0
ТП №3	236,2	-31,4	229,7	-148,9	241,8	91,2	235,8	6,9	0	398,3	408,2	419,2	4,0	3,9	4,1	0	4,0	0,1	0
ТП №4	236,2	-31,4	229,7	-148,9	241,7	91,2	235,8	6,9	0	398,3	408,2	419,1	6,4	6,3	6,6	0	6,4	0,2	0

Таблица 3.45– Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при двухфазном коротком замыкании в точке К5 с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U _{AN} ,		U _{BN} ,		U _{CN} ,		U _{AN1} ,	U _{AN2} ,	U _{AN0} ,	U _{AB} ,	U _{BC} ,	U _{CA} ,	I _A ,	I _B ,	I _C ,	I _N ,	I _{A1} ,	I _{A2} ,	I _{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	217,5	-1,3	229,9	-121,1	225,0	116,1	224,1	7,2	0	386,9	399,5	378,1	370,8	391,9	383,5	0	382,0	12,3	0
ТП №2	196,8	0,8	224,7	-118,7	213,5	111,6	211,4	16,1	0	364,4	391,7	343,7	536,6	612,7	582,3	0	576,4	44,0	0
ТП №3	177,5	-35,1	198,9	-142,3	223,9	86,9	199,2	27,1	0	303,3	384,5	351,7	302,6	339,0	381,7	0	339,5	46,1	0
ТП №4	111,3	-93,0	111,3	-93,0	222,5	86,9	111,3	111,3	0	0	333,8	333,8	7713,0	7395,0	606,8	0	4620,0	4103,0	0

Таблица 3.46– Результаты измерений параметров электрической сети на шинах НН трансформаторных подстанций при двухфазном коротком замыкании в точке К6 с симметричной нагрузкой

Трансформаторная подстанция	Параметры электрической сети																		
	U_{AN} ,		U_{BN} ,		U_{CN} ,		U_{AN1} ,	U_{AN2} ,	U_{AN0} ,	U_{AB} ,	U_{BC} ,	U_{CA} ,	I_A ,	I_B ,	I_C ,	I_N ,	I_{A1} ,	I_{A2} ,	I_{A0} ,
	В	град	В	град	В	град	В	В	В	В	В	В	А	А	А	А	А	А	А
ТП №1	115,3	-62,8	115,3	-62,8	230,7	117,2	115,3	115,3	0	0	346,0	346,0	6567,0	6286,0	393,2	0	3850,0	3574,0	0
ТП №2	215,4	-2,8	220,9	-120,4	226,2	117,2	220,8	6,2	0	373,1	391,7	382,5	587,4	602,3	616,7	0	602,0	16,9	0
ТП №3	218,6	-33,9	213,3	-151,5	223,9	88,5	218,6	6,1	0	369,3	378,7	387,8	372,7	363,5	381,7	0	372,6	10,5	0
ТП №4	217,3	-33,8	211,9	-151,4	222,5	88,6	217,2	6,1	0	367,1	376,4	385,4	592,5	578,0	606,9	0	592,4	16,7	0

4 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБРЫВОВ ПРОВОДОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10(6) кВ

4.1 Комбинированные оптические датчики тока и напряжения

Неослабевающий интерес к волоконнооптическим датчикам тока и напряжения, связан с высокими потенциальными возможностями этих устройств. К ним относятся [43]:

- широкий динамический диапазон измерений (токов до сотен кА, напряжения до сотен кВ);
- высокая линейность;
- широкий частотный диапазон, позволяющий анализировать гармоники напряжения и тока непосредственно в высоковольтной цепи;
- отсутствие влияния нагрузки вторичных цепей и потерь в них;
- высокая устойчивость оптоволоконных информационных каналов к внешним электромагнитным помехам;
- меньшие массогабаритные показатели;
- первичный оптический преобразователь может быть удален от блока электроники на 450–900 м и более.

Работа оптического датчика тока основана на эффекте Фарадея, заключающемся в изменении поляризации светового потока под воздействием магнитного поля (см. рисунок 4.1) [43].

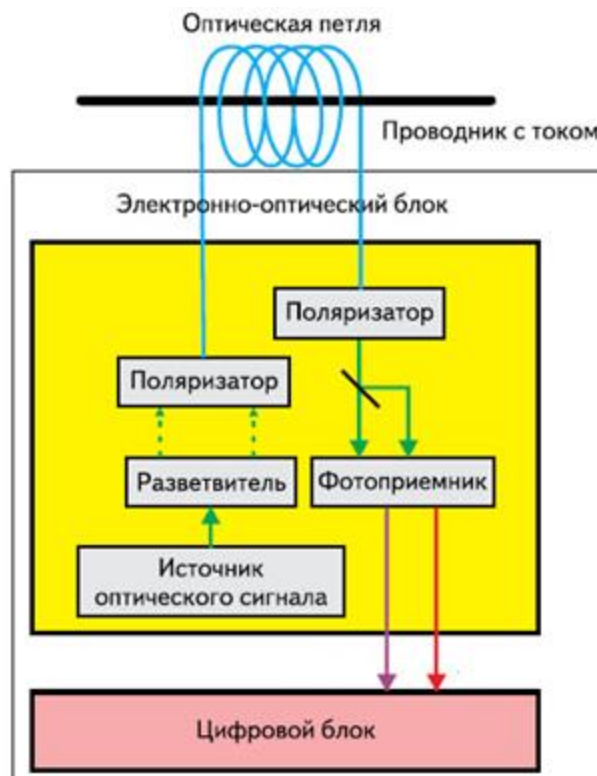


Рисунок 4.1 – Структурная схема оптоволоконного датчика тока с электронно-оптическим блоком

Упрощённая структура электроннооптической схемы датчика тока (рисунок 4.1) содержит источник оптического сигнала. Этот сигнал с помощью разветвителя преобразуется в два право- и левополяризованных сигнала с противоположными направлениями вращения, которые поступают в оптическую петлю, создаваемое током, протекающим по проводу, в соответствии с эффектом Фарадея замедляет один сигнал и ускоряет другой. Оба сигнала доходят до следующего кругового поляризатора, который преобразует их в линейно поляризованные световые потоки.

Пришедшие световые потоки преобразуются фотоприёмником в два напряжения переменного тока. Полученные электрические сигналы поступают на ввод аналого-цифрового преобразователя электронного блока. Цифровой блок оснащён высокоуровневым и низкоуровневыми аналоговыми интерфейсами, и дополнительным цифровым интерфейсом, поддерживающим стандарт IEC 61850, что открыло пути к созданию полностью цифровой системы защиты и измерения [43].

Работа оптического датчика напряжения основана на эффекте Погкельса, заключающемся в возникновении двойного лучепреломления в оптических средах при наложении постоянного или переменного электрического поля, что наблюдается у кристаллических пьезоэлектриков (см. рисунок 4.2) [43].

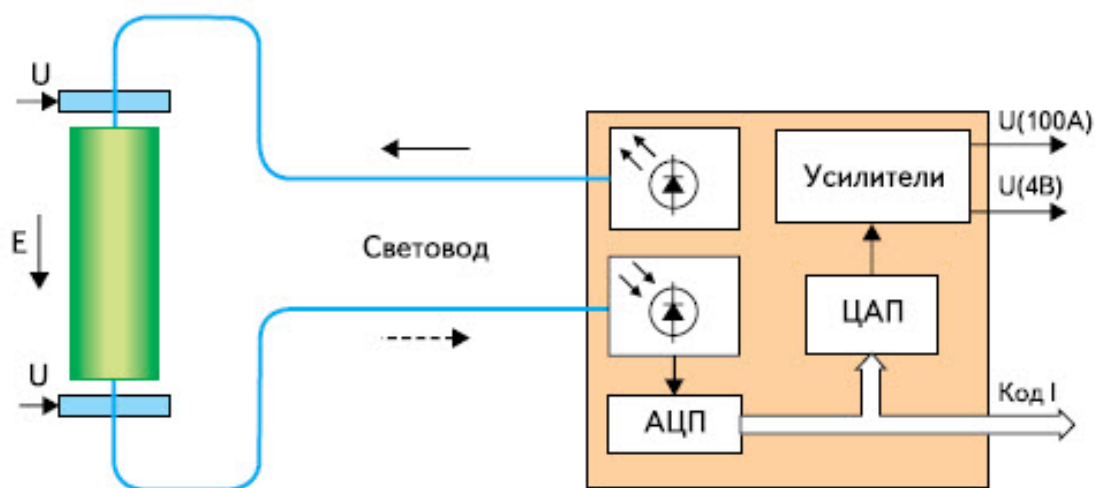


Рисунок 4.2 – Упрощённая структурная схема оптического датчика напряжения с электронно-оптическим блоком

Эффект находится в прямо пропорциональной зависимости от величины приложенного электрического поля. Напряжение рассчитывается на основании измерения датчиками напряжённости электрического поля в нескольких точках колонны.

Разработкой оптических датчиков напряжения и тока занимается целый ряд компаний, среди которых следует отметить канадскую компанию NxtPhase T&D Corporation, шведскую фирму PowerSense, американские фирмы OptiSense Network, Inc., ABB, Inc., Airak, Inc., FieldMetrics, Inc. (FMI).

Интерес к разработкам, исследованиям и внедрению этих датчиков проявляется и в России. Впервые в нашей стране оптические преобразователи были продемонстрированы компанией «ПроЛайн», являющейся эксклюзивным представителем

компании NxtPhaseT&D Corporation, на выставке «Электрические сети России» в ноябре 2006 года.

В 2006 г. в России создана компания ООО «Уникальные волоконные приборы» [44], занимающаяся разработкой и изготовлением отечественных оптоволоконных трансформаторов тока и напряжения, которые, судя по публикуемым техническим характеристикам, не уступают лучшим зарубежным образцам. Датчики компании NxtPhase T&D Corporation [45] достаточно хорошо известны отечественным специалистам в области автоматизации систем контроля и защиты электрических сетей высокого напряжения. Вместе с тем следует сказать, что огромные возможности открывают оптические датчики для средневольтных (MV) и низковольтных (LV) цепей. Малые габариты и вес этих датчиков позволяют разместить измерительный комплекс на их основе на опоре линии электропередачи или подвесить к проводам. В ряде случаев эти датчики выгодно использовать и в сетях низкого напряжения, получая выигрыш по надежности и массогабаритным показателям.

Компания PowerSense A/S [46], основанная в 2006 году, предложила потребителям линейку энергоизмерительного оборудования Discos, в которую вошли оптоволоконные датчики тока, напряжения и комбинированные датчики тока/напряжения (рисунок 4.3), предназначенные для работы в сетях до 36 кВ. Диапазон измерения токов – от 5 А до 20 кА с погрешностью 2%, погрешность измерения напряжения – 1%. Сами датчики крепятся на штанге и оптоволоконным соединяются с оптическим модулем, размещаемым на опоре (см. рисунок 4.3).



Рисунок 4.3 – Датчики фирмы PowerSense: а) тока; б) напряжения; в) комбинированные (тока/напряжения)

ООО «НПП Марс-Энерго» предлагает комбинированный оптический трансформатор тока и напряжения КРИСМАРС-СТ/VT [47] в состав которого входит оптический датчик тока, оптический датчик напряжения и оптоэлектронный блок с нормированным сигналом на выходе (см. рисунок 4.4–4.5). Устанавливается на подстанции.



Рисунок 4.4 – Комбинированный оптический трансформатор тока и напряжения КРИСМАРС-СТ/VT

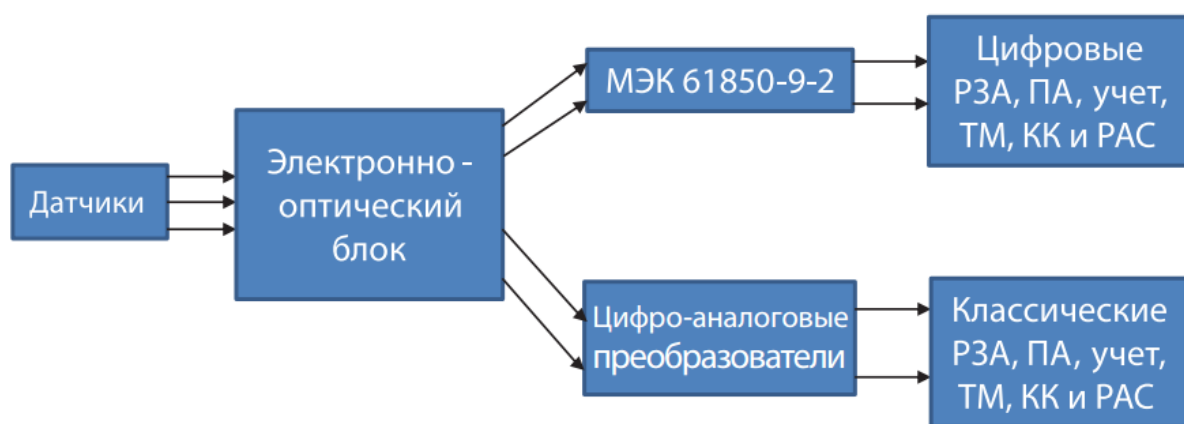


Рисунок 4.5 – Схема обработки информации волоконно-оптических датчиков

4.2 Возможность использования комбинированных волоконно-оптических датчиков для выявления обрывов фазных проводов

Рассмотрим возможность использования комбинированных волоконно-оптических датчиков тока и напряжения для выявления обрывов фазных проводов и несимметричных режимов работы ВЛ. В качестве примера рассмотрены датчики КРИСМАРС-СТ/VT предлагаемые компанией ООО «НПП Марс-Энерго» для установки на подстанции [47]. Данные датчики позволяют измерять действительные значения токов и напряжений.

Предлагается комбинированные датчики установить на стороне 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ в силу своей дешевизны для данного класса напряжений. Дополнительно оснастить контроллером, который будет выполнять функцию сравнения измеренных действующих значений фазных напряжений U_{ϕ} с предварительно установленным заданным значением. В случае $U_{\phi} < U_{уст}$, формируется сигнал об обрыве фазного провода на ВЛ–10 кВ и передаётся по GSM каналу через сотовый оператор связи на диспетчерский пункт управления электрических сетей. Если трансформаторная подстанция находится в месте, где отсутствует

сотовая связь или имеет слабый сигнал, необходимо установить репитер GSM для обеспечения надёжности передачи сигнала.

Пример такой системы представлен на рисунке 4.6.

Диспетчер при получении аварийного сигнала в зависимости от ситуации может отключить поврежденную ВЛ–10 кВ и отправить дежурный оперативный персонал (бригаду из 2-3 человек), для осмотра ВЛ и выявления места повреждения (см. рисунок 4.7).

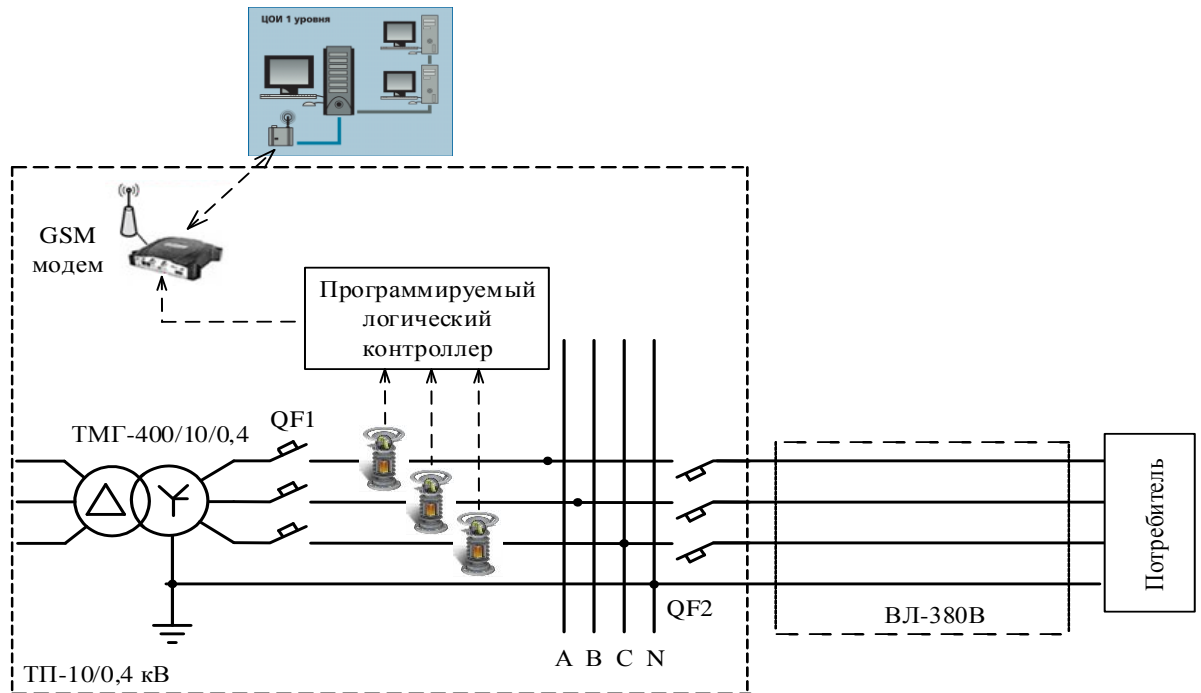


Рисунок 4.6 – Схема включения комбинированных датчиков с передачей информации с использованием GSM технологии

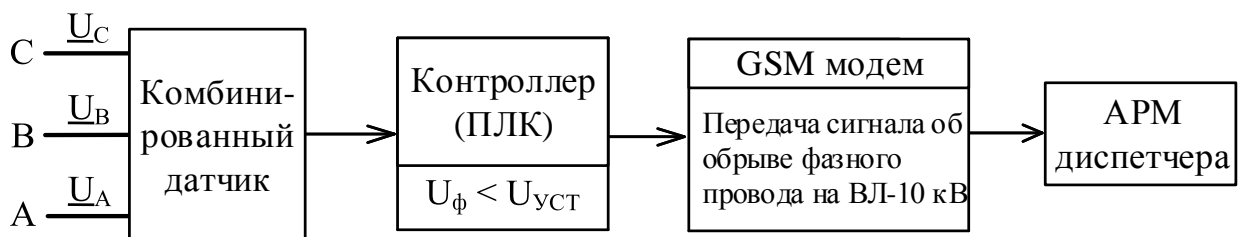


Рисунок 4.7 – Логика работы защиты от обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ

Преимущества использования данной защиты от обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ:

- 1 Легко интегрируются в систему телемеханики, АСУ ТП и систему SCADA.
- 2 Является независимой защитой, с собственными каналами связи и средствами измерений.
- 3 Возможна параллельная организация системы защиты линий электропередач напряжением 0,4 кВ.

4 Возможность замены традиционных измерительных трансформаторов тока и напряжения. Тенденции развития сетей Smart Grid и внедрение идеологии цифровых подстанций влекут за собой неизбежность замены традиционных систем измерений.

Недостатком использования данной защиты от обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ является значительные финансовые вложения. Высокая стоимость комбинированных датчиков обусловлена отсутствием серийного производства, в связи их недавнего появления.

4.3 Микропроцессорные счетчики электроэнергии

Счётчики электрической энергии устанавливаются, как правило, по периферии питающей электрической сети и получают информацию по приходящим к ним проводникам, в частности, по четырёхпроводной воздушной линии напряжением 380 В. На примере наиболее распространённых типов микропроцессорных счётчиков электрической энергии рассмотрим те характеристики, которые можно использовать в устройствах выявления обрывов фазных проводов воздушных линий напряжением 10 кВ.

Микропроцессорные счётчики АЛЬФА. Основная идея, заложенная при создании счетчика АЛЬФА – это цифровое измерение токов и напряжений. Специально разработанный измерительный микропроцессор вычисляет значения напряжения и тока, а затем информация уже в оцифрованном виде передается через интерфейсы на компьютер, либо через оптический порт, либо по имеющимся каналам связи на расстоянии. Счетчик не имеет движущихся частей. Существует возможность значительного расширения функций за счет установки дополнительных электронных плат [48].

Кроме основных функций по измерению активной и реактивной энергии счётчики АЛЬФА:

- измеряют (вычисляют) фазные напряжения и токи, фазные углы между ними, частоту сети, коэффициент мощности и т.д.;
- определяют до 46 величин, характеризующих показатели качества электрической энергии;
- контролируют с помощью модуля «Пороги» выход напряжений и токов за определённые максимальные или минимальные значения и сигнализируют о возникающих отклонениях;
- передают результаты измерений по цифровым и импульсным каналам связи.

Микропроцессорные счётчики СЭТ-4. Счетчики СЭТ-4ТМ.03М имеют примерно аналогичные функциональные возможности и предназначены для работы, как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) и в составе автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ). Для передачи информации используются каналы связи GSM. Счетчики СЭТ-4ТМ.03М ведут журналы событий, журналы показателей качества

электричества, журналы превышения порога мощности и статусный журнал. Счетчики позволяют производить программирование, перепрограммирование, управление и считывание параметров [49].

Микропроцессорные счетчики Матрица. Счётчики электроэнергии NP5 представляют собой интеллектуальные микропроцессорные многофункциональные приборы, предназначенные для контроля и учёта потребляемой электроэнергии [50].

В счётчиках происходит преобразование аналоговых сигналов датчиков тока и напряжения в цифровые величины, на основании которых вычисляется мощность, потребляемая энергия и ряд других параметров. Все данные сохраняются в энерго-независимой памяти счётчиков и могут быть дистанционно считаны.

Для счётчиков Матрица отметим следующие характеристики:

- в качестве линии связи со счётчиком используется силовая питающая линия, в которой счётчик установлен. Благодаря технологии ретрансляции сигнала каждым устройством и использованию двухчастотного канала передачи обеспечивается надежная устойчивая связь;

- наличие системы контроля текущих параметров сети и встроенного управляемого силового реле. Данная особенность позволяет контролировать нагрузку в соответствии с договором с абонентом, производить дистанционные отключения в случае несоблюдения условий договора. Имеется возможность контроля загруженности линий и загруженность оборудования в часы пиковых нагрузок;

- наличие в счетчиках датчика дифференциального тока, измеряющего разность токов в фазных и нулевом проводах сети потребителя. Наличие дифференциального тока может свидетельствовать о случайном или умышленном, полном или частичном заземлении нулевого провода. В любом случае, поставщик электроэнергии имеет возможность зафиксировать наличие этого тока и принять меры, исходя из соображений безопасности или борьбы с хищениями электроэнергии. В совокупности с силовым реле выступает как эффективное защитное устройство от различных аварийных режимов и несанкционированных отборов электроэнергии (хищения);

- счётчики оснащены реле двух типов: основного и дополнительного. Основное реле обеспечивает полное отключение потребителя от сети при оговоренных условиях – при превышении лимита потребления активной мощности, лимита тока потребления по любой из фаз, лимита дифференциального тока и др.

Микропроцессорные счетчики Энергомера (см. рисунок 4.8). Счетчики электроэнергии CE 303 производства ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера» наряду с перечисленными общими функциями обладают разнообразными программно-аппаратными опциями, например, возможностью подключения резервного источника питания, телеметрический вход и выход, реле сигнализации и управления нагрузкой. Для двунаправленного обмена информацией об энергопотреблении в точке учета используются различные каналы связи: PLS, радио, GSM и другие [51, 52, 53].



Рисунок 4.8 – Счётчики «Энергомера» серии CE 303

В счетчиках предусмотрено наличие разнообразных программно-аппаратных опций, например, возможность подключения резервного источника питания, телеметрический вход и выход, реле сигнализации и управления нагрузкой.

Системы, построенные на базе этих решений, используются для автоматизации контроля, коммерческого и технического учета электроэнергии и мощности на энергетических объектах, промышленных предприятиях, в энергосбытовых компаниях, в коммунальном и бытовом секторе, а также для создания многоуровневых систем контроля и учета электроэнергии и мощности в энергосистемах.

Функциональные возможности – счётчик обеспечивает учет и вывод на индикацию:

- количества потребленной и отпущенной активной и реактивной энергии отдельно и нарастающим итогом суммарно по четырем тарифам на конец месяца и за 13 предыдущих месяцев;
- графиков активных и реактивных мощностей потребления, усредненных на заданном интервале времени (30 минут) не менее 60 суток;
- значение активной и реактивной мощности, усредненное за прошедший трехминутный интервал;
- количества потребленной активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по 4 тарифам на конец суток и за предыдущие 45 суток;
- действующего тарифа и направления электроэнергии (отпуск, потребление);
- максимального значения активной и реактивной мощности, усредненной на 30-минутном интервале, за текущий и прошедшие 12 месяцев отдельно по четырем тарифам.

Счетчик измеряет и показывает:

- среднеквадратические значения фазных напряжений и токов;
- частоту сети;
- активную и реактивную мощность.

Счетчик обеспечивает:

- фиксацию 100 последних пропаданий и выходов за пределы допустимых значений фазных напряжений;

- управление нагрузкой с использованием УЗО (или внешнего коммутационного аппарата) по команде диспетчера с индикацией режима отключения;
- сигнализацию отклонения от лимитов по мощности и потреблению, фиксацию максимального значения мощности для каждого тарифа в течение месяца (интервал усреднения – 30 минут) и контроль превышения лимита для выдачи счетчиком команды на срабатывание внешнего реле сигнализации;
- обеспечение питания как от фазного напряжения (наличие 1 фазы), так и от линейного (обрыв нуля).

Для реализации функций сигнализации и управления предусмотрены исполнения счетчиков со следующими типами реле:

- реле управления (РУ) – для управления устройствами коммутации нагрузки;
- реле сигнализации (РС) – для управления устройствами сигнализации;
- реле управления нагрузкой трехфазное (РУН) – для прямой коммутации нагрузки.

Все реле могут срабатывать по одному из следующих критериев:

- по превышению лимита мощности;
- по расходованию разрешенной к потреблению энергии;
- по выходу фазных напряжений за заданные пределы;
- по команде, полученной по интерфейсу;
- по тарифному расписанию.

Проведенный анализ функций и характеристик микропроцессорных счётчиков электрической энергии показывает:

1 Счётчики, измеряя входные напряжения и токи, кроме основных расчётных параметров, связанных с электрической энергией, могут выполнять широкий круг дополнительных расчётов, в частности, определять параметры качества электрической.

2 Особенностью современных счётчиков является и то, что, например, при отклонении напряжения в питающей сети свыше допустимых максимального или минимального значений, они могут отключать потребители от сети.

3 Современные микропроцессорные системы учёта электрической энергии позволяют передавать информацию о потребляемой энергии сначала в питающую трансформаторную подстанцию, а затем в более высокие уровни или центры сбора и учёта данных – пусть сегодня один раз в сутки. Передача информации может осуществляться с использованием радио, PLC, GSM-технологий.

Подводя итоги сказанного, можно сделать вывод, что если микропроцессорный счётчик наделить дополнительными функциями, позволяющими определять состояние электрической сети, а используя каналы передачи данных, передать отключающую команду повреждённой воздушной линии на трансформаторную подстанцию, то в принципе можно построить систему защиты воздушной линии при обрывах фазных проводов.

4.4 Возможность использования микропроцессорных счётчиков для выявления обрывов фазных проводов

Рассмотрим возможность использования трёхфазных микропроцессорных счётчиков электроэнергии для выявления обрывов фазных проводов и несимметричных режимов работы ВЛ. В качестве примера рассмотрена система сбора и передачи информации о электропотреблении, построенная на базе продукции компании «Энергомера». Рассмотрим подробнее возможности применяемого оборудования.

Современные счётчики кроме обработки информации о потребляемой электроэнергии позволяют вычислять некоторые показатели её качества, например, напряжения прямой, обратной и нулевой последовательности, позволяют сопоставлять вычисляемые параметры с некоторыми уставками и при выходе их за заданные значения производить отключения потребителей. Например, при недопустимом снижении напряжения на какой-либо фазе счётчик может отключить потребителя.

В работе предлагается дополнить микропроцессорный счётчик некоторыми функциями, которые позволили бы выявлять несимметричные режимы работы ВЛ.

Систему по обнаружению обрывов фазных проводов можно построить и с использованием GSM технологии передачи данных. Пример такой системы представлен на рисунках 4.9.

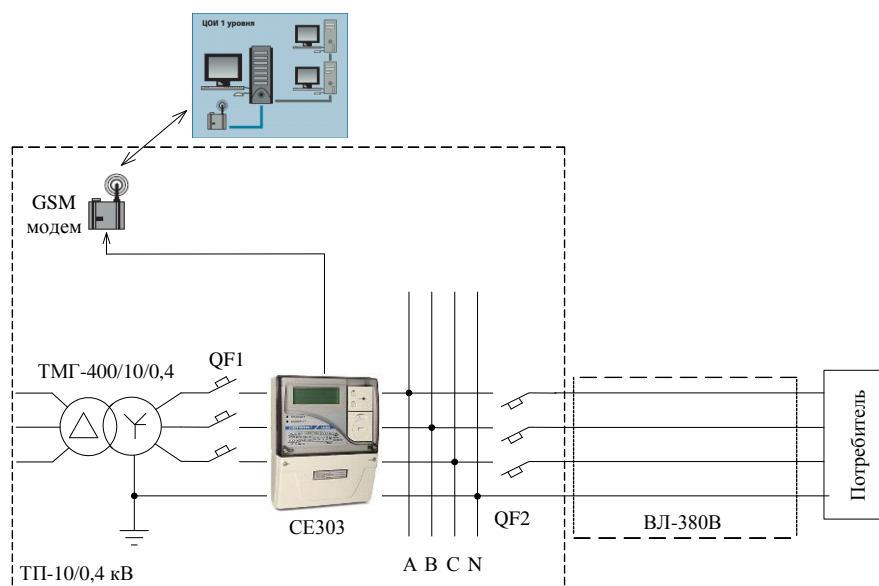


Рисунок 4.9 – Схема включения микропроцессорных счётчиков с передачей информации с использованием GSM технологии

В микропроцессорном счётчике в его измерительно-логическом блоке (рисунок 4.10) предлагается внести дополнительные функции:

1. Сравнение фазного напряжения U_{ϕ} с уставкой напряжения $U_{\phi} \geq U_{уст}$. Повышение напряжения U_{ϕ} выше определённого уровня может говорить об обрыве фазного провода на линии 10 кВ.

2. Формирование сигнала об обрыве фазного провода на ВЛ–10 кВ и передаче его по GSM каналу через сотовый оператор связи (практически любой, действующий в данной местности на диспетчерский пункт управления электрических сетей)

Диспетчер при получении аварийного сигнала в зависимости от ситуации может отключить поврежденную ВЛ–10 кВ и отправить дежурный оперативный персонал (бригаду из 2-3 человек), для осмотра ВЛ и выявления места повреждения (см. рисунок 4.10).



Рисунок 4.10 – Дополнительные функции микропроцессорного счётчика

Преимущества использования данной защиты от обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ:

1. Легко интегрируются в систему телемеханики, АСУ ТП и систему SCADA.
2. Возможна параллельная организация системы защиты линий электропередач напряжением 0,4 кВ.

Недостатки использования данной защиты от обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ:

1. Большое количество различных типов микропроцессорных счётчиков, с различными функциональными возможностями. Тем самым возникает необходимость, в замене счётчиков с отсутствием необходимых функций и в разработке программного обеспечения для каждого производителя.
2. Отсутствие возможности разделения доступа по службам (служба РЗиА и служба учёта).

4.5 Техничко-экономическая эффективность

SWOT-анализ необходимости реализации проекта.

Чтобы определить необходимость реализации проекта создания новой системы защиты ВЛ 6–10 кВ от обрыва фазного провода, проведем сравнительный анализ для двух вариантов методом SWOT (см. таблицы 4.11–4.12):

Таблица 4.11 – Сеть работает с существующей на данный момент системой защиты

<p>S – сильные стороны:</p> <p>Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы с данным оборудованием.</p>	<p>W – слабые стороны:</p> <p>1) случаи электротравм у населения; 2) неэффективная работа РЗ; 3) возникновение перерывов в работе;</p>
<p>O – возможности:</p> <p>Не эффективная, но стабильная работа системы учета электропотребления бытовых потребителей.</p>	<p>T – угрозы:</p> <p>1) штрафы за недоотпуск электроэнергии; 2) штрафы за неэффективную работу РЗ и связанные с ней электротравмы населения.</p>

Таблица 4.12 – Сеть работает с новой системой защиты, рассчитанной в данной работе

<p>S – сильные стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) повышением уровня электробезопасности (снижение электротравматизма); 2) повышение эффективности выявления обрыва фазного провода; 3) обеспечение надёжности работы сети. 	<p>W – слабые стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) разработка и внедрение требуют дополнительных затрат; 2) необходимость обучения эксплуатационного персонала.
<p>O – возможности во внешней среде:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) уменьшение затрат, связанных с недоотпуском электроэнергии за счёт быстрого определения места повреждения; 2) снижение затрат, связанных со снижением качества электроэнергии питающего напряжения потребителей 0,4 кВ при обрыве питающих фазных проводов со стороны 10(6) кВ. 	<p>T – угрозы внешней среды:</p> <p>Нежелание потребителей переходить на многотарифный учет электроэнергии.</p>

После проведения SWOT анализа можно сделать вывод о том, что реализовывать данный проект необходимо: предлагаемый проект имеет больше сильных сторон, он более защищен от угроз внешней среды и имеет широкие возможности для развития.

STEEP-анализ для факторов внешней среды проекта.

STEEP - анализ производится для эффективной оценки внешних факторов в части вызовов внешней среды. Рассмотрим различные факторы, которые могут влиять на реализацию проекта.

Социальные факторы (S):

- множество пострадавших и даже имеются случаи гибели людей от обрывов фазных проводов ВЛ 6-10 кВ;
- нехватка специалистов, обладающих знаниями работы с современным оборудованием.

Технологические факторы (T):

- неэффективность существующей системы защиты от обрывов фазных проводов;
- применение современных счётчиков на строящихся и реконструируемых объектах;
- возможность расширения функций счётчика;
- наличие каналов связи для быстрого обмена информацией счётчика с системами более высокого уровня.

Экономические факторы (E):

- высокий уровень хищений электроэнергии бытовыми потребителями;
- после ликвидации существующего в России перекрестного субсидирования и неизбежного отказа от системы самообслуживания перед российскими бытовыми

компаниями стоит проблема минимизации затрат на снятие показаний счетчиков и выписку счетов потребителям;

– многочисленные создаваемые сбытовые организации в условиях реструктуризации и жесткой конкуренции могут экономически выжить, только предлагая своим потребителям гибкие взаимовыгодные тарифные системы.

Экологические факторы (E):

– образование гололеда на проводах ВЛ–10 кВ.

Политические факторы (P):

– происходит процесс либерализации рынка электроэнергетики;

– отсутствие правовой базы на рынке бытового учета электроэнергии.

Таким образом мы имеем ситуацию идеальную для применения новой системы защиты. Так как страна только переходит на новые счетчики и только создается единая система контроля и учета, то сейчас можно дополнять средства учета электроэнергии новыми функциями при том, что их технические возможности в настоящее время используются не до конца.

Анализ поля сил по Курту Левину.

Согласно данному методу анализа, любую сложившуюся в экономике ситуацию можно рассматривать как модель, находящуюся в состоянии равновесия между движущими и сдерживающими силами реализации целей. Поле сил характеризует организационную надежность состояния, устойчивость и направленность развития.

Для того, чтобы произвести изменения необходимо вывести ситуацию из равновесия, то есть величина или количество движущих сил должны быть больше сдерживающих сил.

Схема поля сил представлена на рисунке 4.11.

Главной сдерживающей силой является нехватка финансовых ресурсов. Создание принципиально новой системы защиты ее испытание и получение разрешения на применение связано со значительными финансовыми вложениями, которые не могут быстро окупиться.

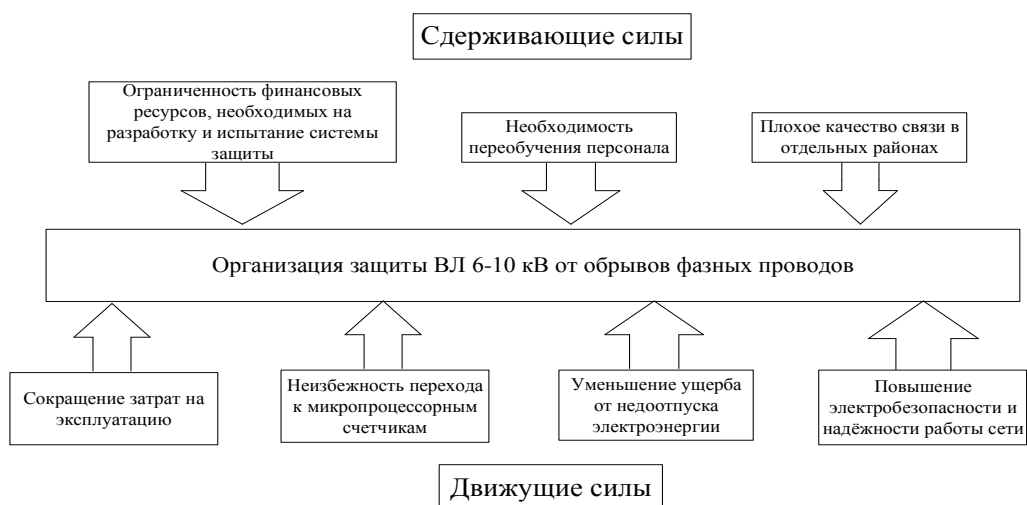


Рисунок 4.11 – Поле сил Курта Левина проекта защиты ВЛ–10 кВ от обрывов фазных проводов при помощи счетчиков

Главной движущей силой является неизбежность перехода к микропроцессорным счетчикам, которые помимо выполнения основных функций по контролю энергопотребления могут анализировать состояние системы электроснабжения в непосредственной близости от потребителя. А имеющиеся каналы связи счетчика с системами более высокого уровня могут использоваться для передачи информации об аварийных режимах.

Анализ показал, что движущие силы преобладают над сдерживающими. Это указывает на способность проекта к развитию, а также на то, что данная цель будет достигнута.

Согласно [54], стоимость человеческой жизни в России в 2015 году составила 4,5 миллиона рублей, что делает внедрение данной защиты от обрывов фазных проводов воздушных линий 10(6) кВ весьма актуальной. Это значительно сократит расходы электросетевых компаний на выплаты компенсаций пострадавшим и их семьям.

Выводы по разделу 4

Проанализированы возможности современных микропроцессорных счетчиков электроэнергии и комбинированных датчиков тока и напряжения.

Рассмотрена возможность использования счетчиков электроэнергии и комбинированных волоконно-оптических датчиков тока и напряжения для организации защиты от обрывов фазных проводов ВЛ–10 кВ.

STEEP–анализ для факторов внешней среды позволил выявлять возможности и угрозы по отношению к анализируемому проекту с точки зрения поставленной цели.

SWOT–анализ показал, что реализация проекта имеет массу возможностей и при этом снижается угроза со стороны внешней среды.

Анализ поля сил показал, что движущие силы преобладают над сдерживающими, таким образом позволяет говорить о возможности реализации проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложено новое решение актуальной научно-технической задачи, состоящее в обеспечении условий электробезопасности при эксплуатации воздушных линий напряжением 10 кВ посредством внедрения в эксплуатацию системы защиты при обрывах фазных проводов в указанных линиях.

Выполненные исследования позволяют сформулировать следующие основные результаты и выводы работы:

1 На компьютерной модели электрической сети напряжением 10 кВ были проведены исследования различных режимов её работы при обрывах фазных проводов, результаты которых позволили установить изменения напряжений и токов.

2 Предложено использовать для выявления обрывов проводов воздушной линии напряжением 10 кВ комбинированный волоконно-оптический датчик тока и напряжения или микропроцессорный счётчик электрической энергии, устанавливаемый на стороне 0,4 кВ трансформаторной подстанции. В качестве информационного параметра предложено использовать фазное напряжение.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Положение ПАО «РОССЕТИ» о единой технической политике в электросетевом комплексе – ПАО «РОССЕТИ», Москва, 2013. – 196 с.
2. Надёжное электроснабжение – надёжное будущее. Годовой отчёт за 2015 год ПАО «РОССЕТИ» – ПАО «РОССЕТИ», Москва, 2016. – 96 с.
3. Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. №242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
4. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения. – М.: Сельэнергопроект, 1988. – 16 с.
5. Повышение уровня электробезопасности в электрических сетях напряжением до 1000 В при однофазных коротких замыканиях / Диссертация на соискание канд. техн. наук. / Валеев Р.Г. – Челябинск: ЮУрГУ, 2014. – 220 с.
6. Электроснабжение сельского хозяйства. – Рекомендовано Министерством сельского хозяйства и продовольствия Российской Федерации в качестве учебника для студентов высших учебных заведений по специальности 311400 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства» / И.А. Бузко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
7. Энергоэффективная технология передачи электрической энергии на напряжении 0,95 кВ / В.В. Князев // Электроэнергия: передача и распределение. – 2016. – №5. – С. 42–45.
8. Техническое перевооружение российских электрических сетей / Г.С. Боков // Новости электротехники. – 2002. – №2. – С. 32.
9. Надёжность распределительных электрических сетей 6–10 кВ / А.А. Овчинников // Новости электротехники. – 2002. – №5. – 32 с.
10. Овчинников А.Г. ВЛ 0,4–20 кВ с изолированными и защищёнными проводами: опыт проектирования, строительства и эксплуатации // Новости электротехники. – 2002. – №5. – 9с.
11. Ресурсосберегающая технология строительства и реконструкции распределительных сетей 6–10 кВ / Ю.Р. Гунгер. – Организация ЗАО «ВНПО ЭЛСИ», 2014.
12. Релейная защита распределительных сетей: издание второе, переработанное и дополненное / Я.С. Гельфанд. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 186 с.
13. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей: 3 электронная версия / В.Г. Гловацкий, И.В. Пономарёв. – Компания «EMV» ЭНЕРГО-МАВШИН, 2003. – 535 с.
14. Электрические системы и сети: учебное пособие / А.В. Лыкин. – М.: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с.
15. «Новости Электротехники» Техническое перевооружение электрических сетей выпуск 2(14) 2002г. – 6 стр.
16. Новый кабель воздушный самонесущий напряжением 6–10–15–20–24–30–35–110 кВ надёжный и оригинальный для распределительных электрических сетей / Ю.П. Валявский // Энергобезопасность в документах и фактах. – 2006. – №1. – С. 10–12.

17. Метод внедрения инновационных идей на предприятии / М.А. Шуваев, С.В. Мостовой // Инновационная деятельность. – 2015. – №1. – 140–144 с.
18. Анализ технического состояния электрических сетей 0,38–110 кВ Российской Федерации / С.В. Смоловик, Ф.Х. Халилов // Труды Кольского научного центра РАН. – 2011. – №2. – 24–29 с.
19. Фабрикант В.Л. Дистанционная защита. – М., Высшая школа, 1978.
20. Беркович М.А., Основы автоматики энергосистем: справ. пособие В.А. Семенов. – М. Энергия, 1968.
21. Аржанников Е.А. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / справ. пособие В.Ю. Лукоянов, М.Ш. Мисриханов. Под ред. В.А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
22. Авт. св-во. 10740 (СССР). Класс 21с, 71. Устройство для защиты трёхфазной сети с изолированной нейтралью от обрыва фазы / Г.И. Атабеков, А.В. Гордон, А.В. Каменский и В.Г. Тер-Захарянц / Бюллетень изобретений – 1956.
23. Авт. св-во. 1001287 (СССР). МКИ Н 02 h 5/10. Устройство для определения обрыва проводов в воздушных электрических сетях / В.И. Красников, Р.Ш. Сагутдинов, А.И. Селивахин, В.И. Сукманов / Бюллетень изобретений – 1983- –№8.
24. Overcurrent relays «MiCOM P123R: Technical manual.:Schneider Electric – 2012.
25. Дифференциальная токовая защита линии «MiCOM P141-145»: Руководство пользователя.:Schneider Electric.
26. Reyrolle Protection Devices «7SR11 & 7SR12 Argus»: Technical manual.:Siemens – 2017.
27. Устройство определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи «Сириус–2–ОМП»: Руководство по эксплуатации.: Радиус Автоматика – 2009.
28. Авт. св-во. 1348941 (СССР). МКИ Н 02 h 5/10. Устройство для защиты трёхфазных электрических цепей от обрыва фазных проводов / Н.И. Попов, А.Н. Попов // Бюллетень изобретений №40 – 1983.
29. Вакуумный реклоузер TER_Rec15_A11_L5: Руководство по эксплуатации.: Таврида Электрик – 2016.
30. Авт. св-во. 112334 (СССР).Класс 21с, 71. Устройство для выявления обрыва одной из фаз трехфазной цепи / А.Г. Пинчук – 1950.
31. Авт. св-во. 1136244 СССР, МПК Н 02 Н 3/16. Устройство для защиты от неполнофазных режимов в электрической сети с изолированной нейтралью / Э.Д. Шефер, В.О. Жидков, А.А. Сарапов.–№552976/24-07; заявл. 14.10.85; опубл. 7.11.87, Бюл. № 41.
32. Индикатор короткого замыкания для воздушных ЛЭП 6–110 кВ ИКЗ–3.: ООО МНПП «Антракс».
33. Индикаторы обнаружения мест повреждения линий электропередачи Nortroll.:ООО «СИКАМ».
34. Fault Sensor Indicator, a fault detection device for MV overhead line networks Sicam FSI.:Siemens AG.
35. Индикатор повреждения воздушной линии FI-3A1F.: Релематика – 2014.

36. Методы совместного моделирования систем тягового и внешнего электро-снабжения железных дорог переменного тока / В.П. Закарюкин, А.В. Крюков. – Иркутск: ИрГУПС, 2010. – 160 с.

37. Трансформаторы ТМГ 6–20 кВ с нормальными потерями.: ЗАО «Трансформер».

38. Электрические сети и системы: издание четвёртое, переработанное и дополненное / А.А. Глазунов – М.:Госэнергоиздата, 1960. – 368 с.

39. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий СН 174–75: утв. постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР по делам строительства от 29 августа 1975 г. №143 / ГОССТРОЙ СССР. – Москва. 1975.

40. Электрические сети и системы: учебное пособие для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1986. – 430 с.

41. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов / С.А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

42. Схемо-алгебраическое моделирование и расчет линейных электрических цепей / С.А. Курганов, В.В. Филаретов: учебное пособие. – Ульяновск : УлГТУ, 2005. – 319 с.

43. Власов М.М., Сердцев А.А. Оптические трансформаторы: первый опыт // Энергоэксперт, 2007. – №1.

44. www.ufdgroup.ru

45. www.nxtphase.com

46. www.sensethepower.com

47. <http://www.mars-energo.ru/home/metrologicheskoe-obespechenie-cps/krismars-ctvt.html>

48. Многофункциональные микропроцессорные счётчики электроэнергии АЛЬФА / Каталог – М.: «Эльстер Метроника», 2014. – 28 с.

49. Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М / Руководство по эксплуатации – Нижний Новгород: ОАО «ННПО имени М.В. Фрунзе», 2014. – 90 с.

50. Счётчик электрической энергии серии NP5 «Матрица» / Описание функций – М.: ООО «Матрица», 2010. – 41 с.

51. Счётчики электрической энергии / Каталог – Ставрополь: ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера», 2013. – 32 с.

52. Счётчик активной и реактивной электрической энергии трёхфазный СЕ 303 / Руководство по эксплуатации – Ставрополь: ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера», 2012. – 65 с.

53. АСКУЭ. Комплекс технических и программных средств «Энергомера» / Прозрачные решения – Ставрополь: ЗАО «Энергомера», 2013. – 8 с.

54. Зыкова Т.Т. Вот это жизнь // Российская газеты. – 2015. – №6790.