

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»

На правах рукописи



Хлопова Анна Владимировна

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБРЫВЕ ФАЗНОГО ПРОВОДА
ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ**

05.26.01 – Охрана труда (электроэнергетика)

Диссертация

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук,
профессор Сидоров А.И.

Челябинск – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 5 |
| 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ | 10 |
| 1.1 Анализ повреждаемости воздушных линий электрических сетей напряжением 6–10 кВ | 10 |
| 1.2 Основные опасности, возникающие при обрыве фазного провода воздушных линий электрических сетей напряжением 6–10 кВ | 15 |
| 1.3 Существующие методы и средства защиты воздушной линии напряжением 6–10 кВ при обрыве фазного провода..... | 19 |
| 1.4 Цель и задачи исследования | 27 |
| 2 ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ О ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ | 30 |
| 2.1 Анализ технических характеристик воздушных линий напряжением 6–10 кВ филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»..... | 30 |
| 2.2 Анализ технологических нарушений в электрических сетях филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»..... | 35 |
| 2.3 Влияние сезонных и климатических факторов на повреждаемость воздушных линий напряжением 6–10 кВ..... | 40 |
| 2.4 Выводы по главе 2..... | 44 |
| 3 ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10/0,38 кВ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ОБРЫВЕ ФАЗНОГО ПРОВОДА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ | 46 |
| 3.1 Исходные положения для проведения исследований | 47 |
| 3.1.1 Описание исследуемой электрической сети напряжением 10/0,38 кВ..... | 47 |
| 3.1.2 Исследуемые режимы работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ..... | 49 |

| | |
|--|------------|
| 3.1.3 Информационные параметры, используемые для построения релейной защиты ВЛ 6–10 кВ при обрыве фазного провода..... | 52 |
| 3.1.4 Инструментарии, используемые для исследования режимов работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ..... | 54 |
| 3.1.5 Методика проведения исследований..... | 56 |
| 3.2 Исследования режимных параметров в электрической сети 6–10/0,38 кВ при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ | 60 |
| 3.2.1 Изменения напряжений при симметричной нагрузке потребителей 380 В | 60 |
| 3.2.2 Изменения напряжений в электрической сети с трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Y _н при несимметричной нагрузке потребителей | 64 |
| 3.3 Исследование влияния режимов и параметров сети на напряжение обратной последовательности в электрической сети 10/0,38 кВ | 79 |
| 3.4 Анализ логических признаков, характеризующих различные режимы работы электрической сети напряжением 10/0,38 кВ..... | 92 |
| 3.5 Выводы по главе 3..... | 98 |
| 4 РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ ПРИ ОБРЫВЕ ФАЗНОГО ПРОВОДА..... | 101 |
| 4.1 Классификация защит воздушных линий напряжением 6–10 кВ при обрыве фазного провода..... | 101 |
| 4.2 Разработка устройства защиты ВЛ 6–10 кВ при обрыве фазного провода..... | 102 |
| 4.3 Испытания устройства защиты ВЛ-10 кВ при обрыве фазного провода на физической модели | 113 |
| 4.4 Оценка изменения длительности существования электроопасной ситуации в результате применения разработанной системы автоматического определения повреждённого участка ВЛ | 119 |
| 4.5 Выводы по главе 4..... | 131 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 133 |

| | |
|--|-----|
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | 135 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А Компьютерная модель электрической сети..... | 157 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б Физическая модель электрической сети..... | 162 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ В Опытная электрическая сеть напряжением 10/0,38 кВ | 177 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расширенная программа и методика проведения экспериментальных исследований в опытной электрической сети | 179 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Д Результаты исследований на компьютерной модели изменений напряжений при режимах работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ | 199 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Е Результаты исследований режимных параметров при режимах работы электрической сети на физической модели | 211 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Результаты исследований режимных параметров при режимах работы в опытной электрической сети..... | 235 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ И Изменения напряжений в электрической сети с трансформатором со схемой соединения обмоток Δ/Y_N при несимметричной нагрузке потребителей..... | 240 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ К Акт испытания устройства защиты от обрыва фазного провода воздушной линии электрической сети напряжением 10 кВ на физической модели | 252 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Л Справка о внедрении результатов диссертационной работы | 255 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. По данным Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» на 2016 год протяжённость воздушных линий напряжением 6–10 кВ (ВЛ 6–10 кВ) составляла 962 933,5 км или 46,5 % от протяжённости ВЛ напряжением 0,38–110 кВ. Доля ВЛ 6–10 кВ, находящихся в эксплуатации, со сверхнормативным сроком службы составила 50 %, в связи с этим показатели надёжности электроснабжения распределительных электрических сетей 6–10 кВ за последние годы снижаются.

Анализ статистических данных показывает, что наиболее травмоопасным в электрических сетях является оборудование класса напряжения 6–10 кВ.

Одной из распространённых аварийных ситуаций в линиях напряжением 6–10 кВ является обрыв фазного провода воздушной линии электропередачи и, как правило, возникающее при этом однофазное замыкание на землю.

Электрические сети напряжением 6–10 кВ, образованные воздушными линиями, работают в основном в режиме изолированной нейтрали, при котором обрыв провода и его падение на землю не приводят к срабатыванию релейной защиты и, соответственно, снятию напряжения с линии. Такие ВЛ могут находиться в работе длительное время, пока не будет обнаружено повреждение. Это создаёт опасную ситуацию для жизни людей и животных, оказавшихся вблизи места обрыва, а также может стать причиной возникновения пожара. Несмотря на наличие достаточно большого количества существующих способов и устройств защиты, предназначенных для сигнализации и / или отключения сети при возникновении обрыва провода воздушных линий напряжением 6–10 кВ, в настоящее время отсутствует их широкое внедрение.

Работа согласуется с Распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» и концепцией «Цифровая трансформация 2030», принятой ПАО «Россети» 21 декабря 2018 года.

Степень научной разработанности проблемы.

Вопросами обеспечения безопасности при обрывах фазных проводов занимались такие учёные, как П.А. Долин, Т.В. Ерёмина, А.А. Красных, Т.Б. Лещинская, О.К. Никольский, А.И. Сидоров и другие.

Значительный вклад в решение вопроса обнаружения и / или отключения обрывов проводов ВЛ 6–10 кВ внесли учёные и специалисты: Г.И. Атабеков, А.В. Григорьев, А.М. Ершов, Н.М. Зуль, В.Ю. Кабашов, А.М. Манилов, В.А. Ощепков, Р.Ш. Сагутдинов, А.И. Селивахин, В.И. Сукманов, А.И. Федотов, М. Vežjak и другие. В своих разработках устройств защиты при обрыве провода в сети с изолированной нейтралью авторы упоминают используемые режимные параметры, но не приводят их количественные характеристики.

Вместе с этим возможности обеспечения безопасности при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ изучены не в полном объёме. Недостаточно широко исследованы режимы работы сети при обрыве провода ВЛ 6–10 кВ, а существующие способы и устройства защиты требуют определения количественных значений уставок, характеризующих режимы работы.

Цель работы – обеспечение безопасности путём разработки устройства защиты при обрыве фазного провода воздушных линий напряжением 6–10 кВ.

Задачи исследования:

- 1 Выполнить исследования симметричных составляющих напряжений, возникающих в электрической сети при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ.
- 2 Выявить зависимости изменения симметричных составляющих напряжения сети при различных режимах работы и параметрах сети 6–10/0,38 кВ.
- 3 Разработать устройство защиты при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ.
- 4 Оценить изменение длительности существования электроопасной ситуации в результате применения разработанного устройства защиты.

Объект исследования: воздушные линии электропередачи напряжением 6–10 кВ при возникновении в них обрыва фазного провода.

Предмет исследования: выявление закономерностей изменения напряжений в электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ при возникновении обрыва

фазного провода 6–10 кВ, позволяющих разработать защиту при указанном режиме.

Научная новизна основных положений и результатов, выносимых на защиту:

– установлены зависимости изменения симметричных составляющих напряжений, возникающие при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ в электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ с изменяющейся несимметричной фазной нагрузкой и различными параметрами сети;

– обоснованы место установки устройства защиты и входной режимный параметр для его работы;

– полученные зависимости изменения напряжения обратной последовательности при различных режимах работы электрической сети 6–10/0,38 кВ позволили сформировать дополнительные функции для микропроцессорного счётчика электроэнергии с целью использования их для выявления обрыва фазного провода ВЛ 6–10 кВ;

– предложена система автоматического выявления повреждённого участка ВЛ, которая может быть использована как подсистема интеллектуальной электрической сети;

– выполнена оценка изменения длительности существования электроопасной ситуации в результате применения разработанной системы автоматического выявления участка ВЛ 6–10 кВ с обрывом фазного провода.

Теоретическая и практическая значимость работы.

1 Полученные зависимости изменения напряжения обратной последовательности при различных режимах работы электрической сети 6–10/0,38 кВ позволили определить зону изменения уставок для устройства защиты ВЛ 6–10 кВ при обрыве фазного провода.

2 Результаты исследований изменений напряжений легли в основу разработки устройства защиты ВЛ 6–10 кВ при обрыве фазного провода (патент РФ на изобретение № 2633803).

3 Разработана система автоматического выявления повреждённого участка ВЛ 6–10 кВ.

4 В результате применения разработанной системы выявления повреждённого участка ВЛ 6–10 кВ будет уменьшено время определения места обрыва фазного провода и, следовательно, длительность существования электроопасной ситуации.

Методы исследования. При проведении работы использованы положения теоретических основ электротехники, теории электробезопасности, теории подобия, методы компьютерного и физического моделирования, эксперименты в опытной электрической сети.

Степень достоверности и апробация результатов.

Степень достоверности научных положений и результатов исследований подтверждается сопоставлением полученных результатов с помощью компьютерного и физического моделирования с результатами экспериментальных исследований в опытной электрической сети напряжением 10/0,38 кВ.

Основные положения и результаты работы докладывались и получили одобрение на: 68-й и 69-й научных конференциях профессорско-преподавательского состава, аспирантов и сотрудников ЮУрГУ, г. Челябинск, 2016, 2017; XVII отраслевой научно-технической конференции молодых руководителей и специалистов «Молодёжные инновации повышения эффективности и надёжности транспорта газа», г. Екатеринбург, 2016; VII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи», г. Казань, 2016; III Международной научно-практической конференции «Безопасность и управление рисками», г. Пермь, 2016; IV и V Всероссийских студенческих конференциях (с международным участием) «Безопасность жизнедеятельности глазами молодёжи», г. Челябинск, 2017, 2019; IX и X научных конференциях аспирантов и докторантов ЮУрГУ, г. Челябинск, 2017, 2018; III и IV Международных научно-технических конференциях «Пром-Инжиниринг», г. Санкт-Петербург, 2017, г. Москва, 2018; I Международной научно-практической конференции «Наука XXI века: техноло-

гии, управление, безопасность», г. Курган, 2017; Международной научной конференции «Цифровая индустрия: состояние и перспективы развития», г. Челябинск, 2018.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Научные положения, приведённые в диссертации, соответствуют области научных исследований пункта 3 специальности 05.26.01 – Охрана труда (электроэнергетика): разработка методов контроля, оценки и нормирования опасных и вредных факторов производства, способов и средств защиты от них.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 18 научных работ, в том числе 3 статьи в периодических изданиях, рекомендуемых ВАК РФ, 3 публикации, индексируемые в базе Scopus, получен патент РФ на изобретение.

Структура и объём работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка литературы из 183 наименований (отечественных и зарубежных авторов) и 10 приложений. Содержит 255 страниц, в том числе 156 страниц основного текста, включающего в себя 30 рисунков и 31 таблицу, и 99 страниц приложений.

Автор выражает глубокую благодарность к. т. н., доценту кафедры «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» ЮУрГУ (НИУ) А.М. Ершову за научные консультации и методическую помощь в подготовке диссертации.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

Электрические сети напряжением 6–10 кВ, образованные воздушными линиями, характеризуются большой протяжённостью и разветвлённостью, недостатком информации о режимах электрических нагрузок, большим числом аварийных и плановых отключений [29; 159]. Такие линии построены, как правило, по радиальному принципу с отпайками и состоят из элементов с низкой надёжностью (алюминиевые провода малых сечений, низкая механическая прочность опор) [9; 16; 71; 88]. Сечения проводов ступенчато уменьшаются от головных участков к отдалённым. Средняя длина линий по магистрали составляет 15–16 км с ответвлениями протяжённостью 5–6 км [26; 99]. В настоящее время сети напряжением 6–10 кВ не удовлетворяют современным требованиям по критериям надёжности электроснабжения и качества электроэнергии [16; 30; 70]. Кроме того, большой физический износ электрооборудования и снижение надёжности распределительных сетей обуславливают рост электротравматизма [13].

1.1 Анализ повреждаемости воздушных линий электрических сетей напряжением 6–10 кВ

По данным ПАО «Россети» на 01.01.2016 г. [88] в распределительных электрических сетях общая протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,38–110 кВ составила 2 068 859 км, из них 962 933,5 км (46,5 %) – это линии напряжением 6–20 кВ, из которых 50 % находятся в эксплуатации более 35 лет. Аналогично в филиале ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» на 01.01.2017 г., общая протяжённость воздушных линий напряжением 0,38–110 кВ составила 37 875 км, из них 16 273 км (42,9 %) – это воздушные линии напряжением 6–10 кВ (ВЛ 6–10 кВ). Количество ВЛ 6–10 кВ – 1 471 шт., а их износ достиг 59 %.

По данным различных источников [16; 26; 30–32; 52; 70; 72; 88; 159] около 40–60 % ВЛ 6–10 кВ к настоящему времени отработали свой нормативный срок.

Анализ аварийных отключений ВЛ 6–110 кВ, проведённый в ряде энергосистем России и стран ближнего зарубежья, показывает, что до 70 % отключений приходится на сети напряжением 6–10 кВ [16; 52; 109]. Аварии, происходящие в таких сетях, часто заканчиваются массовым повреждением основных элементов воздушных линий: опор, проводов и их креплений [121]. В среднем в этих сетях происходит до 30 отключений в год в расчёте на 100 км воздушных линий [11; 26; 29; 68; 88; 98; 101; 121]. Самым аварийным и повреждаемым оборудованием являются воздушные линии [10; 18; 33; 56; 98], согласно [115] 76 % аварийных отключений происходит именно на воздушных линиях.

Аналогичная ситуация и за рубежом. Согласно [177] большинство повреждений в сетях среднего напряжения (11–33 кВ) с изолированной нейтралью происходит на воздушных линиях (72,8 %).

Высокая повреждаемость ВЛ 6–10 кВ объясняется условиями эксплуатации, большой протяжённостью ВЛ, и их конструктивными особенностями: короткие пролёты, малые сечения проводов и стрелы их провеса, незначительные межфазные расстояния между проводами, малая крутильная жёсткость проводов, большая разрегулировка их стрел провеса в пролёте, возникающая в процессе эксплуатации, жёсткое крепление проводов на штыревых изоляторах [18; 52; 115; 120]. Одной из причин низкой надёжности ВЛ 6–10 кВ является то, что фактические гололёдно-ветровые нагрузки во многих районах страны превышают те, на которые они проектировались (сети построены, в основном, в 50–70-е годы прошлого столетия) [52; 109].

Из всех повреждений ВЛ 6–10 кВ наиболее тяжёлыми по своим последствиям являются различные повреждения опор (19,9 % аварийных отключений по количеству и 28,1–33,5 % по длительности устранения) [98; 119]. Аварийные отключения из-за повреждения опор и приставок возникают при воздействии значительных ветровых (49,7 %) и гололёдно-изморозевых нагрузок (19,3 %), грозовых разрядов молнии, вызывающих расщепление или возгорание верхней части деревянных

опор (23 %) и наезде транспортных средств (8 %). Один случай аварийного отключения может охватывать большой участок, включающий в себя несколько опор (массовое падение, пожар), увеличивая тем самым масштабы аварии. Так, согласно исследованиям, представленным в [119], по указанным выше причинам в Башкирской энергосистеме за 1972–1976 гг. были разрушены 267 железобетонных опор (44 аварийных отключения), 129 деревянных опор (46 отключений), 364 деревянные опоры на железобетонных приставках (97 отключений).

Различные короткие замыкания, а также однофазные замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью являются тяжёлыми режимами работы линий электропередач. Особо опасны однофазные замыкания на землю, переходящие в двухфазные или междуфазные, в этом случае шаговое напряжение и напряжение прикосновения к заземлённым частям достигает несколько киловольт [74]. Однофазные замыкания на землю составляют около 70 % всех повреждений в линиях 6–10 кВ [68; 70; 85]. Основные причины их возникновения: перекрытие изоляторов ВЛ в результате грозовой активности, механические повреждения в результате работы строительной техники вблизи трассы ВЛ с отступлениями от требований техники безопасности, пожары вдоль трассы, механические повреждения опор, обрыв провода с замыканием на землю, эксплуатационное старение изоляции [29; 34].

Анализ, проведённый в Башкирской энергосистеме, показал, что большая часть аварийных отключений ВЛ 6–10 кВ (54–64 %) связана с динамическим поведением проводов в ветровом потоке [51; 100]. Эти отключения вызваны одним из следующих повреждений: обрыв провода (24,9 %) или вязки провода к штыревому изолятору (9,8 %), повреждение опор и приставок (19,9 %) пережоги проволок проводов при их опасных сближениях и схлёстываниях (17 %), выпадение крюка из тела опоры (5,1 %), пробой и разрушение изолятора (3,7 %), срыв изолятора с крюка (2,3 %) [119].

Аварийность, вызванная обрывами проводов, максимальна для проводов марки А (алюминиевых без стального сердечника) и для проводов с малым сечением. 30–60 % обрывов происходит при механических нагрузках, входящих в рас-

чётные пределы, в предварительно ослабленных местах из-за пережогов при опасных сближениях проводов, усталостного разрушения проволок провода при высокочастотных колебаниях, перетирании проволок об изолятор и зажим [51; 77; 100; 119; 121].

Интенсивность обрывов проводов высока в течение всего года, однако, незначительное превышение их количества наблюдается с октября по февраль в следствие повышенных ветровых и гололёдно-ветровых нагрузок [55; 100].

Помимо того при эксплуатации ВЛ 6–10 кВ порывистый ветер при определённых условиях вызывает сближения проводов на опасные в изоляционном отношении расстояния, что часто вызывает их схлёстывание [53]. Это приводит к коротким замыканиям, повышенному усталостному состоянию (ослабление из-за пережогов, изломы или перетирания в зоне крепления к штыревому изолятору) и обрыву проводов [51]. Согласно исследованиям [8; 18; 51; 54; 98; 101] более 35 % аварийных отключений ВЛ 6–10 кВ происходит из-за обрыва и схлёстывания проводов.

Причины отказов

По данным [22] за период с 1995 по 2007 года в филиале «Рязаньэнерго» МРСК «Центра и Приволжья» и в МУП «Рязанские ГРЭС» преобладающей причиной отказа электрооборудования напряжением 0,38–10 кВ явились ветровые нагрузки (27 %) и короткие замыкания (26 %) в результате схлёстывания или обрыва проводов. Из причин отказов элементов, аппаратов и оборудования в распределительной сети 10 кВ можно выделить основные [22; 29; 57; 100; 116]:

- природно-климатический фактор (ветровые нагрузки и гололёдообразование, осадки, атмосферные перенапряжения, температура);
- превышение фактических нагрузок над их расчётными значениями;
- короткие замыкания;
- износ оборудования;
- дефекты при изготовлении, монтаже и ремонте;

– внешние воздействия (несанкционированные действия сторонних лиц, повреждение оборудования механизмами и машинами, попадание на электрооборудование птиц и животных);

– прочее (в т. ч. неустановленные причины).

Большое количество отключений ВЛ связано с неудовлетворительным техническим состоянием элементов ВЛ, зарастанием и зауженностью просек трасс ВЛ. Так, по данным за 2001–2007 годы на энергообъектах ОАО РАО «ЕЭС России» [109] из-за падения деревьев, набросов веток и сучьев произошло 38 % повреждений.

По данным [59; 93; 164] количество обрывов фазного провода в сетях 10 кВ достигает 12 % от общего числа аварий.

Причины обрывов проводов ВЛ 6–10 кВ

Основной причиной повреждаемости проводов является их обрыв от воздействия ветровых и гололёдно-ветровых нагрузок (64 %), а также от перегорания проводов при их схлестывании, перегорания из-за высоких электрических нагрузок происходят значительно реже [100].

Анализ аварийных отключений ВЛ 6–10 кВ, проведённый за период пятилетней эксплуатации в Башкирской энергосистеме [119], выявил причины возникновения обрывов проводов ВЛ 6–10 кВ (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Причины возникновения обрывов проводов ВЛ 6–10 кВ

| Причина | Количество отключений | |
|--|-----------------------|------|
| | абс. | % |
| Ветровые нагрузки | 91 | 38,9 |
| Гололёдно-ветровые нагрузки | 94 | 40,2 |
| Низкие отрицательные температуры воздуха | 40 | 17,0 |
| Падение деревьев на провода | 2 | 0,9 |
| Строительно-монтажные дефекты | 5 | 2,1 |
| Заводской брак | 2 | 0,9 |
| Всего | 234 | 100 |

Обрывы проводов происходили в ослабленных местах из-за пережогов при опасных сближениях проводов или их схлестываниях. Также ослабления (изломы, истирания и т. д.), возникающие при перемещении проводов под действием гололёдных и ветровых нагрузок, предшествовали обрывам проводов в зоне их крепления к штыревым изоляторам. Предварительные ослабления проводов в пролёте или в зоне их крепления являлись причинами обрывов при понижении температуры воздуха (ниже минус 33 °С) и соответственно увеличении тяжения в проводах.

Выполненный краткий анализ показал, что одним из наиболее распространённых видов повреждения на воздушных линиях 6–10 кВ является обрыв фазного провода. Это приводит не только к нарушению электроснабжения, но и к возникновению опасности поражения электрическим током как людей, так и животных.

1.2 Основные опасности, возникающие при обрыве фазного провода воздушных линий электрических сетей напряжением 6–10 кВ

Электрические сети напряжением 6–10 кВ, образованные воздушными линиями, работают, как правило, в режиме изолированной нейтрали, при котором обрыв провода и его падение на землю вызывает в сети недостаточный ток для срабатывания релейной защиты. Такие ВЛ могут находиться в работе длительное время, пока не будет обнаружено повреждение. Это создаёт опасную ситуацию для жизни людей и животных, оказавшихся вблизи места обрыва, а также может стать причиной пожара [29; 36; 60; 73; 94; 104; 155; 167; 168; 178; 180]. Так, в июле 2008 года на Куйбышевской железной дороге электромонтёр, совершавший работу по устранению обрыва проводов притрассовой линии электропередачи напряжением 10 кВ, получил смертельную травму от воздействия электрическим током. В сентябре 2012 года в г. Казани стрелой экскаватора были оборваны провода воздушной линии напряжением 6 кВ, в результате чего были смертельно поражены электрическим током двое рабочих. В январе 2014 года в Костромской области электромонтёр контактной сети железной дороги, держась рукой за металлическое ограждение, поднял ногой оборванный провод СИП ВЛ–10 кВ, находившийся на снегу под

напряжением, что привело к смерти. В августе того же года, в Астрахани вследствие обрыва провода линии электропередачи с последующим искрением загорелся камыш, огонь охватил территорию более 120 м² и припаркованный рядом автомобиль «Камаз». В июле 2016 года в филиале ПАО «Ленэнерго» – Выборгские ЭС в условиях сильного ветра из-за падения дерева произошёл обрыв провода ВЛ–10 кВ. Провод упал на ограждение частного дома, жительница которого, выходя из дома, коснулась металлической части ограждения и была смертельно поражена электрическим током [1; 5; 82; 91; 103].

Анализ причин несчастных случаев на электроустановках в Российской Федерации за период 2001–2005 гг., приведённый в [37], показал, что чаще всего несчастные случаи происходят в электрических сетях, причём доля несчастных случаев при работах на ВЛ составляет 40 % от всех несчастных случаев, произошедших в электроустановках.

По данным исследования травматизма в электроэнергетике [64] наиболее травмоопасным в электрических сетях является оборудование класса напряжения 6–10 кВ. В 2000 году из 32 человек 24 (75 %) погибли вследствие поражения электрическим током в сетях 6–10 кВ.

В таблице 1.2 показано распределение смертельного травматизма по различным ВЛ [64].

Таблица 1.2 – Число смертельных травм на ВЛ различного напряжения

| Класс ВЛ | Число смертельных травм | | | | | | | Среднее значение за год |
|---------------------------|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-------------------------|
| | 1990 (СССР) | 1991 (Россия) | 1992 (Россия) | 1993 (Россия) | 1994 (Россия) | 1995 (Россия) | 1999 (Россия) | |
| ВЛ 10 кВ | 34 | 39 | 32 | 22 | 28 | 24 | 11 | 27,1 |
| ВЛ 0,4 кВ | 16 | 14 | 3 | 5 | 3 | 5 | 2 | 6,9 |
| ВЛ 6 кВ | 4 | 3 | 2 | 0 | 1 | 1 | 2 | 1,9 |
| ВЛ 35 кВ | 5 | 5 | 1 | 2 | 0 | 3 | 0 | 2,3 |
| ВЛ 110 кВ | 6 | 7 | 2 | 1 | 5 | 1 | 1 | 3,3 |
| ВЛ 220 кВ | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0,9 |
| Опоры ВЛ 0,4–10 кВ | 9 | 15 | 9 | 8 | 3 | 8 | 6 | 8,3 |
| Кабельные линии до 110 кВ | 3 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1,0 |

В таблице 1.3 представлены результаты анализа травмоопасности различных видов электрооборудования [64].

Таблица 1.3 – Распределение электрооборудования по убыванию травмоопасности при определении его уровня по среднегодовому значению смертельных травм за период 1990–1999 гг.

| Порядковый номер | Наименование вида оборудования | Среднегодовое значение, чел. |
|------------------|--------------------------------|------------------------------|
| 1 | ВЛ 10 кВ | 27,1 |
| 2 | Разъединители | 15,1 |
| 3 | Опоры ВЛ 0,4 – 10 кВ | 8,3 |
| 4 | ВЛ 0,4 кВ | 6,9 |
| 5 | Выключатели | 4,8 |
| 6 | КТП | 4,3 |
| 7 | Ячейки КРУ, ЗРУ | 3,7 |
| 8 | Трансформаторы силовые | 3,6 |
| 9 | ВЛ 110 кВ | 3,3 |
| 10 | ВЛ 35 кВ | 2,3 |
| 11 | Ячейки КРУН | 2,3 |
| 12 | Ячейки КРН | 2,0 |
| 13 | ВЛ 6 кВ | 1,9 |
| 14 | Предохранители | 1,8 |
| 15 | Ячейки КСО | 1,6 |
| 16 | Кабельные линии до 110 кВ | 1,0 |
| 17 | ВЛ 220 кВ | 0,9 |
| 18 | РУ 10 кВ | 0,7 |
| 19 | Генераторы | 0,5 |
| 20 | ВЛ 500 кВ | 0 |

В распределительных сетях наиболее травмоопасными являются ВЛ-10 кВ. Здесь среднегодовое значение смертельных травм – 27,1. Далее следуют: разъединители – 15,1; опоры ВЛ – 8,3; ВЛ-0,4 кВ и т. д.

Преобладание числа травм на ВЛ-10 кВ объясняется их наибольшей протяжённостью (см. параграф 1.1). В таблице 1.4 приведено распределение количества смертельных травм на ВЛ 0,4–220 кВ на 100 000 км линий по годам [64]. Из таблицы видно, что ВЛ напряжением 6–10 кВ являются наиболее травмоопасными.

Таблица 1.4 – Количество смертельных травм на 100 000 км ВЛ разного напряжения

| Класс ВЛ | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1999 | Среднее значение |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------|
| 0,4 кВ | 1,99 | 1,74 | 0,37 | 0,62 | 0,37 | 0,62 | 0,25 | 0,86 |
| 6 кВ | 6,66 | 4,99 | 3,33 | 0 | 1,66 | 1,66 | 3,33 | 3,16 |
| 10 кВ | 3,29 | 3,77 | 3,09 | 2,13 | 2,71 | 2,32 | 1,06 | 2,62 |
| 35 кВ | 2,82 | 2,82 | 0,56 | 1,13 | 0 | 1,69 | 0 | 1,30 |
| 110 кВ | 2,04 | 2,37 | 0,68 | 0,34 | 1,70 | 0,34 | 0,34 | 1,12 |
| 220 кВ | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0 | 0,99 | 0,89 |

В настоящее время отсутствует статистика по несчастным случаям с населением по электропоражениям при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ. Однако, в литературе и в СМИ из года в год можно встретить достаточное количество описаний таких несчастных случаев.

Причинами электропоражения при обрыве провода ВЛ 6–10 кВ являются:

- непосредственное прикосновение к оборванному проводу, находящемуся под напряжением;
- прикосновение к оборудованию, в нормальном состоянии не находящимся под напряжением: электропроводящая опора ЛЭП, на которую упал оборванный провод; корпус транспортного средства, непосредственно сконтактировавший с оборванным проводом и др.;
- нахождение вблизи оборванного провода (воздействие шагового напряжения).

Так, в дендрарии Емельяновского района Красноярского края оборвался провод распределительной сети напряжением 10 кВ. Лесник с помощником заметили дым над территорией и решили осмотреть этот участок верхом на лошадях. Во время обхода лошадь лесника наступила на оборванный провод передними копытами и погибла на месте. Хозяйка лошади вылетела из седла и поэтому осталась жива. Ехавшая сзади на лошади помощница попала в зону действия шагового напряжения. Она и её лошадь были поражены электрическим током, но остались живы [60].

Рейсовый автобус зацепил провисший провод ЛЭП 10 кВ и оборвал его. Через некоторое время шины автобуса загорелись, пожар перекинулся на корпус. При выходе в переднюю дверь трое пассажиров попали под действие электрического тока и погибли на месте. Остальные пассажиры эвакуировались через задние двери и не пострадали [60].

Водитель «КАМАЗа» при отсыпке грунта двигался с поднятым кузовом по обочине дороги в охранной зоне линии электропередачи и зацепил один из проводов линии 10 кВ. При выходе из машины, держась за ручку двери машины, он ступил на землю и был смертельно поражён электрическим током [60].

Семья отдыхала на берегу реки, поставив палатку под проводами воздушной линии электропередачи. От ветра дерево упало на провода, оборвав один из них, который упал на землю вблизи 15-летней девушки, которая в это время загорала около палатки. Девушка была смертельно поражена электрическим током. Её мать, пытаясь оказать помощь, приблизилась к телу дочери и также погибла [60].

При протекании тока ОЗЗ с течением времени сопротивление току древесины и земли из-за высыхания (спекания) увеличивается [65]. Это приводит к ещё большему уменьшению тока замыкания на землю, что затрудняет поиск места обрыва и увеличивает длительность аварийного режима. При возникновении аварийного режима необходим обход линий, причём часто в плохую погоду. Это делает задачу определения места обрыва ещё более сложной, что увеличивает время технологического нарушения и длительность электроопасной ситуации [105; 110].

1.3 Существующие методы и средства защиты воздушной линии напряжением 6–10 кВ при обрыве фазного провода

Вопросами повышения надёжности электроснабжения потребителей, питающихся по ВЛ 6–10 кВ, и, следовательно, улучшения условий электробезопасности начали активно заниматься в период 1960–1985 гг., когда было осуществлено массовое строительство распределительных электрических сетей напряжением 0,38–110 кВ [149]. В разработке средств защиты и автоматики для обнаружения и

поиска специфических повреждений (обрывов фазных проводов, однофазных замыканий на землю и др.) принимали участие производственные объединения (Союзтехэнерго, Союзэнергоавтоматика и др.), научно-исследовательские и проектные институты (Сельэнергопроект, Сибирский НИИ механизации и электрификации сельского хозяйства, Институт электродинамики, Всесоюзный НИИ по безопасности работ в горнорудной промышленности и др.), высшие учебные заведения (Московский институт инженеров сельскохозяйственного производства, Московский и Свердловский горные институты, Вятский, Костромской, Красноярский сельскохозяйственные институты, Алтайский, Челябинский политехнические институты и др.) и передовые энергосистемы.

О результатах этой работы говорит большой перечень авторских свидетельств и патентов на изобретения, публикаций в научно-технических и практических журналах, а также монографий. Был предложен ряд идей и технических предложений построения защиты ВЛ, однако существовавший уровень развития электроники не позволил их реализовать в полной мере и в настоящее время воздушные линии 6–10 кВ оснащены в основном токовыми защитами и средствами автоматики, установленными в их начале и не позволяющими принципиально определять обрыв фазного провода.

Появление микропроцессорной техники и различного рода средств современной связи позволило, с одной стороны, разрабатывать средства защиты и автоматики с качественно новыми функциональными возможностями, с другой стороны, реализовать наиболее интересные идеи и технические решения, предложенные ранее. С начала XXI-го века в России и за рубежом серийно начали выпускать микропроцессорные устройства, которые выполнены в виде одного блока и позволяют реализовать несколько функций защиты и автоматики воздушных линий напряжением 6–10 кВ, в том числе, интересующую нас функцию «защита от обрыва фазы».

В микропроцессорных устройствах защиты для выявления обрыва фазного провода ВЛ 6–10 кВ используются, как правило, два режимных параметра (токи

обратной последовательности и напряжения обратной последовательности) с различными вариантами построения логической части устройства защиты. Рассмотрим их.

1. Защиты, в которых для определения обрыва провода используется информация о токе обратной последовательности I_2 или отношении этого тока к току первой гармоники I_2/I_1 , устанавливаются, как правило, на питающей подстанции ПС в начале воздушной линии (рисунок 1.1, а). К таким относятся защиты, применяемые, например, в терминале ТОР 200-Л (ООО «Релематика») [61], блоке БМРЗ-102 (ООО «НТЦ «Механотроника») [15], устройстве «Сириус-2-Л» (АО «РАДИУС Автоматика») [78], реле MiCOM P126 компании «Schneider Electric» [95] и др.

На рисунке 1.1, б приведён один из вариантов построения алгоритма защиты от обрыва фазы (ЗОФ), реализованный в блоке БМРЗ-102. Информация с трёх трансформаторов тока ТА, установленных в начале линии, подаётся на устройство защиты А. Три фазных тока I_A, I_B, I_C , протекающих по фазам ВЛ, подаются на входы блока вычисления тока обратной последовательности I_2 и блока вычисления отношения тока обратной последовательности к току прямой последовательности I_2/I_1 . С помощью программного ключа S995 и логического элемента 1 (ИЛИ) выбирается вариант алгоритма работы защиты от обрыва фазы.

В первом варианте алгоритма ток обратной последовательности I_2 пороговым элементом с гистерезисной характеристикой ($I_2 >$) сравнивается с задаваемой уставкой $I_{2,уст}$ и при её превышении на выходе блока $I_2 >$ появляется логическая единица, которая через логический элемент 1 поступает на вход блока выдержки времени $T_{ЗОФ}$. Во втором варианте алгоритма соотношение токов $\frac{I_2}{I_1}$ пороговым элементом

$\frac{I_2}{I_1} >$ сравнивается с задаваемой уставкой $\left(\frac{I_2}{I_1}\right)_{уст}$. Задержка выходного сигнала

устройства защиты может регулироваться в пределах 1–50 с. Если длительность сигналов I_2 или I_2/I_1 превышает выдержку времени, то формируется сигнал ЗОФ_{откл} на отключение ВЛ или сигнал ЗОФ_{сигн} на оповещение диспетчерского персонала электрических сетей о возникновении аварийной ситуации.

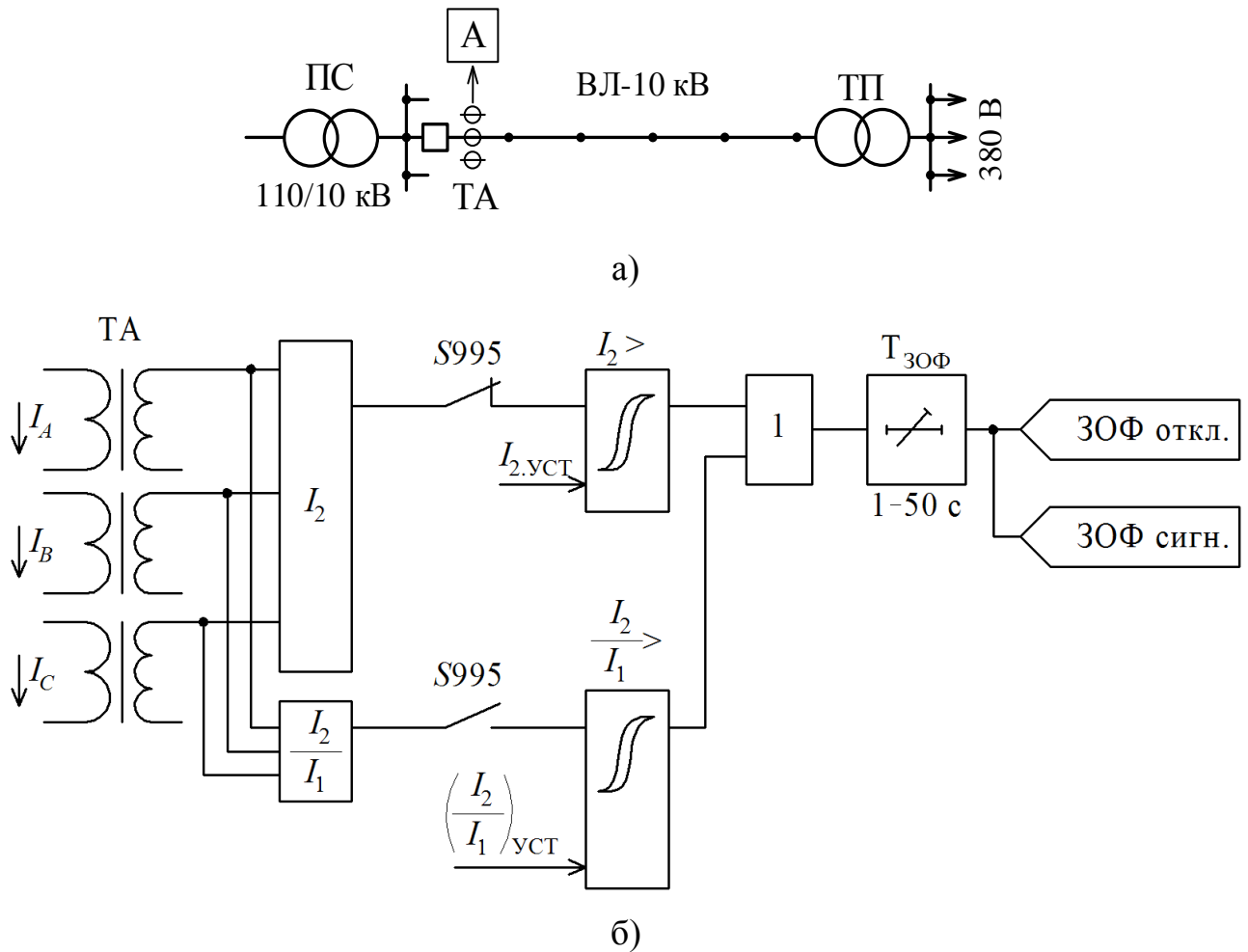


Рисунок 1.1 – Алгоритм работы защиты с использованием информации о токе обратной последовательности (на примере блока БРМЗ-102):
а) место установки защиты; б) вариант построения алгоритма защиты

Анализ работы данного вида защит показывает:

а) защита чётко может защищать только радиальную линию с сосредоточенной нагрузкой в её конце, т. к. ток нагрузки и, следовательно, возникающий при обрыве фазного провода ток обратной последовательности по длине линии не изменяются. Такими могут быть кабельные или воздушные линии, питающие сосредоточенную нагрузку;

б) защита может определять обрыв фазного провода при её установке как в начале ВЛ, так и конце ВЛ перед потребителем, т. е. защита может чувствовать обрыв фазного провода в ВЛ как после места установки, так и до места установки (рассматривая направление передаваемой мощности по ВЛ);

в) в воздушной линии с распределённой нагрузкой по её длине имеются участки (конец магистрального участка и отпаечные участки), где токи нагрузки могут составлять 10–20 % и менее тока нагрузки в начале ВЛ, где устанавливается ЗОФ. По некоторым расчётам при уставке ЗОФ $\left(\frac{I_2}{I_1}\right)_{уст} = 0,2$ (рекомендуемой про-

изводителями защиты [19; 95]), зона нечувствительности защиты может возникать при токах нагрузки участка, составляющего менее 30 % тока нагрузки в начале ВЛ;

г) чувствительность защит, использующих информацию об абсолютном значении тока обратной последовательности I_2 , зависит от величины тока нагрузки ВЛ. Поскольку уставка защиты определяется по некоторому расчётному (максимальному) току нагрузки, то с уменьшением тока нагрузки ВЛ увеличивается зона нечувствительности защиты, т. е. возрастает зона удалённых или отпаечных участков, где защита обрыв фазного провода не чувствует.

2. Защиты, в которых для определения обрыва провода используется информация о напряжении обратной последовательности U_2 или отношении этого напряжения к напряжению первой гармоники U_2/U_1 , устанавливаются в конце зоны защиты, например, в конце радиальной линии или в середине линии в пунктах секционирования ВЛ (рисунок 1.2, а). К таким относятся защиты, применяемые, например, в реклоузере TER Rec15 L5 компании «Таврида Электрик» [19] и реклоузере Recloser 3AD компании Siemens [182] и др.

На рисунке 1.2, б приведён вариант построения алгоритма защиты, реализованный в блоке управления реклоузера TER Rec15 L5, в котором для построения защиты используется информация о соотношении напряжений U_2/U_1 . Три линейных напряжения U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} подаются на входы блока вычисления отношения напряжения обратной последовательности к напряжению прямой последователь-

ности $\frac{U_2}{U_1}$. Полученное значение подаётся на пороговый элемент и сопоставляется

с уставкой, в случае превышения которой, поступает сигнал на вход блока выдержки времени $T_{ЗОФ}$. Блок выдержки времени формирует сигнал о неисправности в электрической сети.

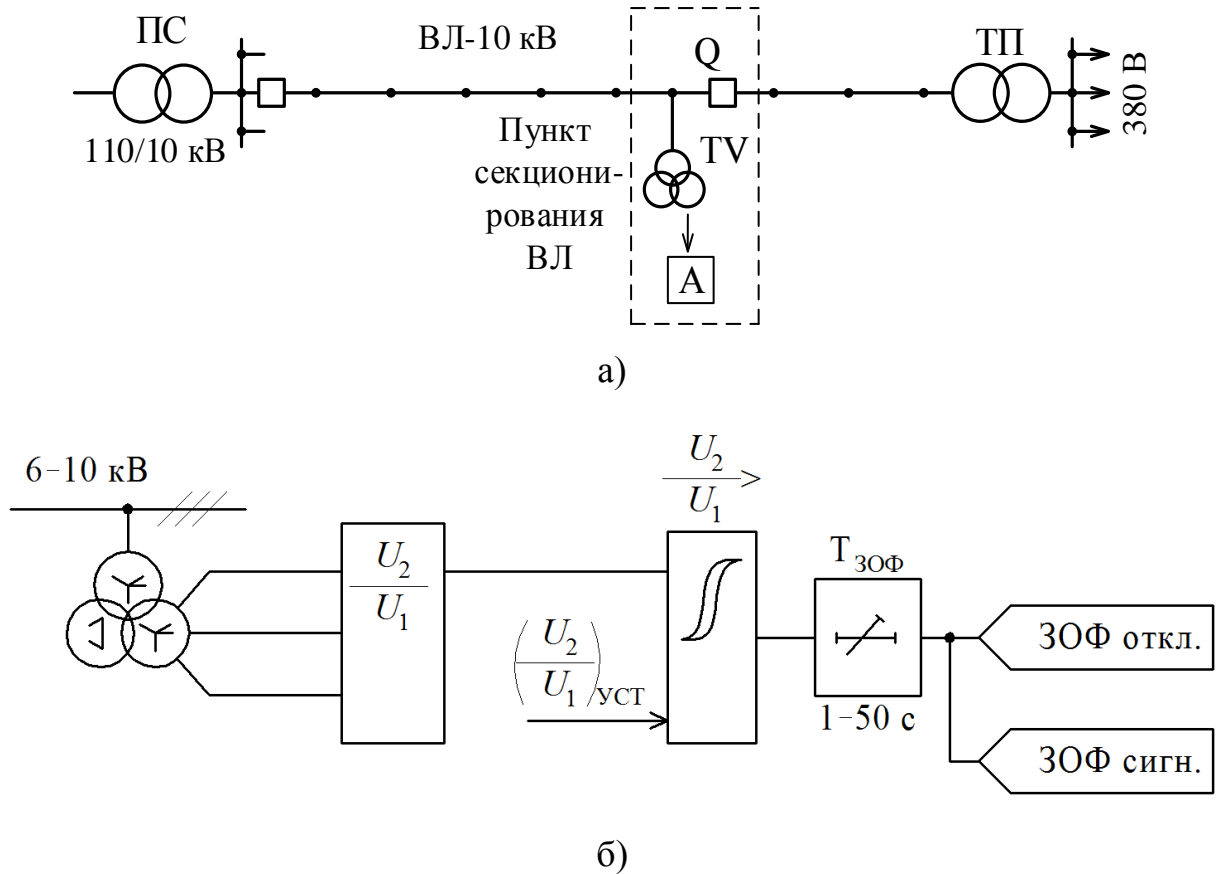


Рисунок 1.2 – Алгоритм работы защиты с использованием информации о напряжении обратной последовательности (на примере блока управления реклоузера TER Rec15 L5): а) место установки защиты; б) вариант построения алгоритма защиты

Анализ работы данного вида защит показывает:

а) зона действия защиты начинается от питающей подстанции и заканчивается местом установки блока защиты. Обрыв фазного провода за блоком защита не чувствует. Поэтому одним из вариантов организации защиты разветвлённой воздушной линии является размещение блоков защиты в конце участков ВЛ;

б) для полного обеспечения защиты разветвлённой ВЛ требуется большое количество блоков, следовательно, необходимы большие капитальные затраты;

в) одним из вариантов реализации защиты ВЛ от обрыва фазного провода является вариант, применяемый в реклоузерах, которые в последнее время стали устанавливать в пунктах секционирования вместо ранее установленных разъеди-

нителей. В частности, ПАО «Россети» в настоящее время реализует несколько пилотных проектов построения «цифрового района электрических сетей» [62; 96; 113].

В реклоузерах TER Rec15 L5 компании «Таврида Электрик» [19] применена защита от обрыва фазного провода, для построения которой используются одновременно два информационных параметра – отношение токов I_2/I_1 и отношение напряжений U_2/U_1 , что позволяет определять не только факт возникновения обрыва провода, но и с какой стороны (на каком участке) относительно реклоузера находится это повреждение.

На рисунке 1.3 приведена схема электрической сети, образованной воздушной линией, и имеет два участка W1 и W2, между которыми установлен реклоузер REC15. Датчики напряжений и токов защиты установлены с двух сторон реклоузера. Поскольку поток мощности идёт от ПС к ТП, то защита, использующая в качестве информационного параметра отношение напряжений U_2/U_1 , чувствует обрыв провода только на участке W1: при обрыве провода на участке W1 отношение возрастает с нуля до единицы $U_2/U_1 = 1$, а при обрыве провода на участке W2 оно не меняется $U_2/U_1 = 0$. Защита, использующая отношение токов I_2/I_1 , на изменения токов при обрыве провода до и после реклоузера реагирует одинаково – отношение возрастает с нуля до единицы $I_2/I_1 = 1$. Проанализировав изменяющиеся отношения, можно определить с какой стороны реклоузера произошёл обрыв фазного провода ВЛ;

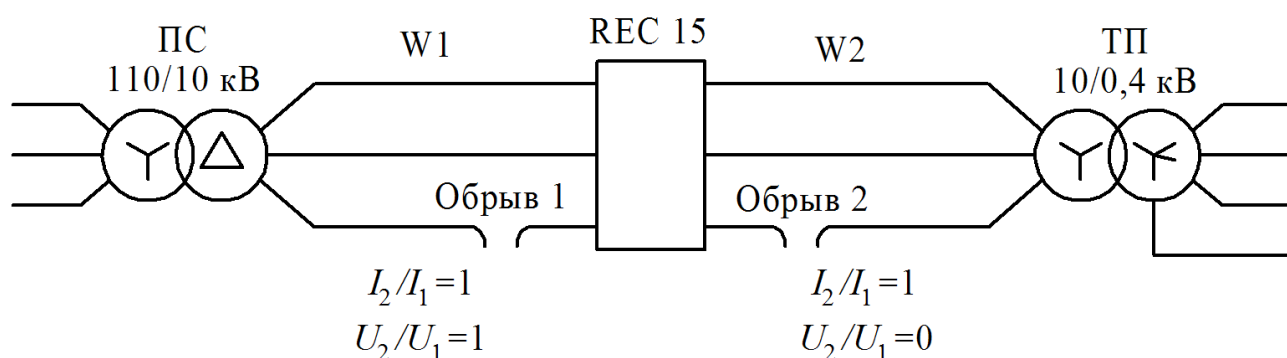


Рисунок 1.3 – Определение обрыва фазного провода с использованием блока управления реклоузера TER Rec15 L5

г) при вводе в работу защит от обрыва фазного провода ВЛ 6–10 кВ, использующих информацию о токах или напряжениях обратной последовательности, возникает вопрос о значениях уставок – как правило, производители защит рекомендуют конкретные значения уставок без учёта особенностей электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ. С другой стороны, в технической литературе отсутствуют данные или исследования по изменению токов и напряжений обратной последовательности в этой сети при влиянии различных факторов, особенно несимметрии фазной нагрузки потребителей напряжением 380 В. В результате такого положения токовые защиты ВЛ 6–10 кВ, которые разработаны достаточно давно, в электрических сетях ПАО «Россети», в частности, в филиале ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» фактически не были введены в работу. В настоящее время при реализации пилотных проектов «Цифровой РЭС» при установке реклоузеров на воздушных линиях 10 кВ функция «защита от обрыва фазы» в работу не вводится.

3. Устройства защиты, рассмотренные в предыдущих двух пунктах, позволяют выявить участок ВЛ с повреждением. Однако для протяжённой ВЛ или ВЛ, имеющей значительное количество отпаяк, встаёт задача определения местонахождения этого участка на схеме воздушной линии или на географической карте. Имеется несколько вариантов решения этой задачи. Рассмотрим их.

А. В системах мониторинга [27; 86; 174] для определения местоположения коротких замыканий используются датчики тока, устанавливаемые либо на начальных участках разветвлённой ВЛ, либо распределённые по длине ВЛ. Информация от датчиков тока поступает по каналам связи в единую геоинформационную систему, которая на географической карте показывает местоположение участка ВЛ с возникшим повреждением.

Б. В устройствах [151; 166; 181] напряжение обратной последовательности фиксируются на стороне низшего напряжения трансформаторных подстанций (ТП), подключённых к разным участкам разветвлённой ВЛ. При обрыве провода ВЛ в зависимости от места повреждения напряжение обратной последовательности появляется на стороне низшего напряжения одной или нескольких ТП. Для определения местоположения повреждённого участка персонал электрических сетей

должен самостоятельно проанализировать информацию, поступившую от одной или нескольких ТП, и принять решение о местонахождении участка ВЛ с оборванным проводом.

В. Описание методов поиска повреждённого участка ВЛ, в которой устанавливаются реклоузеры, пока в технической литературе отражения не нашли.

Общей особенностью рассмотренных методов определения повреждённого участка ВЛ являются большие капитальные вложения для получения результата. Это установка либо датчиков тока с устройствами сбора и передачи информации, либо реклоузеров с блоками управления. Учитывая особенности построения разветвлённых воздушных линий напряжением 10 кВ (большая протяжённость до 15–20 км, значительное количество отпаек до 5–10 шт.), для организации защиты от обрыва фазного провода только одной ВЛ может понадобиться установка до 10–20 комплектов датчиков тока или реклоузеров. А учитывая, что в сельских РЭС количество ВЛ-10 кВ достигает 50–100 шт. (данные по Челябинэнерго), общая задача организации защиты при обрыве провода с использованием, например, реклоузеров (цена реклоузера 10 кВ компании «Таврида Электрик» без монтажа и наладки составляет около 500 000 руб.) потребует значительных капитальных вложений.

1.4 Цель и задачи исследования

Проведённый анализ литературных источников показал, что самыми протяжёнными являются воздушные линии напряжением 6–10 кВ, на них происходит до 70 % аварийных отключений сетей 6–10 кВ. Одной из наиболее опасных ситуаций на ВЛ 6–10 кВ является обрыв фазного провода, при котором возможно непосредственное прикосновение к оборванному проводу, находящемуся под напряжением; нахождение человека или животных вблизи оборванного провода; возникновение пожара в результате искрения оборванного провода, лежащего на земле. Из года в год по этим причинам происходят несчастные случаи.

Обзор существующих методов и средств защиты при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ показал наличие большого перечня авторских свидетельств и патентов на изобретения, публикаций в научно-технических и практических журналах, а также монографий, описывающих ряд идей и технических предложений построения защиты ВЛ, предложенных в основном в 1970–1980-х годах. Однако существовавший уровень развития электроники не позволил их реализовать в полной мере и в настоящее время воздушные линии 6–10 кВ оснащены в основном токовыми защитами и средствами автоматики, установленными в их начале и не позволяющими принципиально определять обрыв фазного провода.

Развитие микропроцессорной техники и различного рода средств современной связи привело к появлению микропроцессорных устройств защиты, включающих в себя функцию защиты от обрыва фазы. Однако обзор литературных источников показал отсутствие исследований направленных на разработку методик по определению значения уставок, которые необходимы для их правильного функционирования. В связи с этим такие устройства мало распространены на практике.

В связи с высокой аварийностью и практическим отсутствием технических решений, связанных с обнаружением и отключением обрыва фазного провода ВЛ 6–10 кВ, достаточно велика длительность существования опасной ситуации для жизни людей и животных, оказавшихся вблизи места обрыва. В связи с этим формулируется **цель диссертационной работы** – обеспечение безопасности путём разработки устройства защиты при обрыве фазного провода воздушных линий напряжением 6–10 кВ. Цель работы согласуется с Распоряжением Правительства РФ «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» [84] и Концепцией цифровой трансформации 2030 [158].

Выполненный анализ позволил сформулировать **задачи исследования**, решение которых обеспечит достижение заявленной цели:

- 1 Выполнить исследования симметричных составляющих напряжений, возникающих в электрической сети при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ.
- 2 Выявить зависимости изменения симметричных составляющих напряжения сети при различных режимах работы и параметрах сети 6–10/0,38 кВ.

- 3 Разработать устройство защиты при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ.
- 4 Оценить изменение длительности существования электроопасной ситуации в результате применения разработанного устройства защиты.

2 ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ О ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ

Воздушные линии электропередачи характеризуются большим числом различных параметров. Это сечение проводов, их марка, длины линий, количество и протяжённость отпаяк, расстояния между опорами и т. п. Всё перечисленное выше влияет, в определённой степени, на появление обрывов фазных проводов, которые не только нарушают электроснабжение потребителей, но и могут приводить к электропоражениям людей и животных, а также являться причиной возникновения пожаров.

2.1 Анализ технических характеристик воздушных линий напряжением 6–10 кВ филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»

Протяжённость воздушных линий напряжением 6–10 кВ составляет почти 50 % от протяжённости линий напряжением 0,38–110 кВ, а их износ достиг 59 % (см. главу 1).

Эксплуатируемые в настоящее время в Российской Федерации ВЛ 6–10 кВ выполнены практически одинаково. И только в ряде случаев учитываются местные особенности (вероятность ледообразования, налипания мокрого снега, ветровые нагрузки). Рассмотрим характеристики указанных линий на примере электрических сетей филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

Для получения технических характеристик ВЛ 6–10 кВ проведена обработка данных для двух различных районов электрических сетей, расположенных в сельской местности (Красноармейский РЭС) и в пригородном районе г. Челябинска (Сосновский РЭС) [152]. На рисунках 2.1 и 2.2 для рассмотренных линий представлены распределения по параметрам, во многом определяющим надёжность и безопасность электроснабжения: по общей длине ВЛ, длине магистральных участков, количеству и длине отпаяк от ВЛ, суммарной мощности трансформаторных

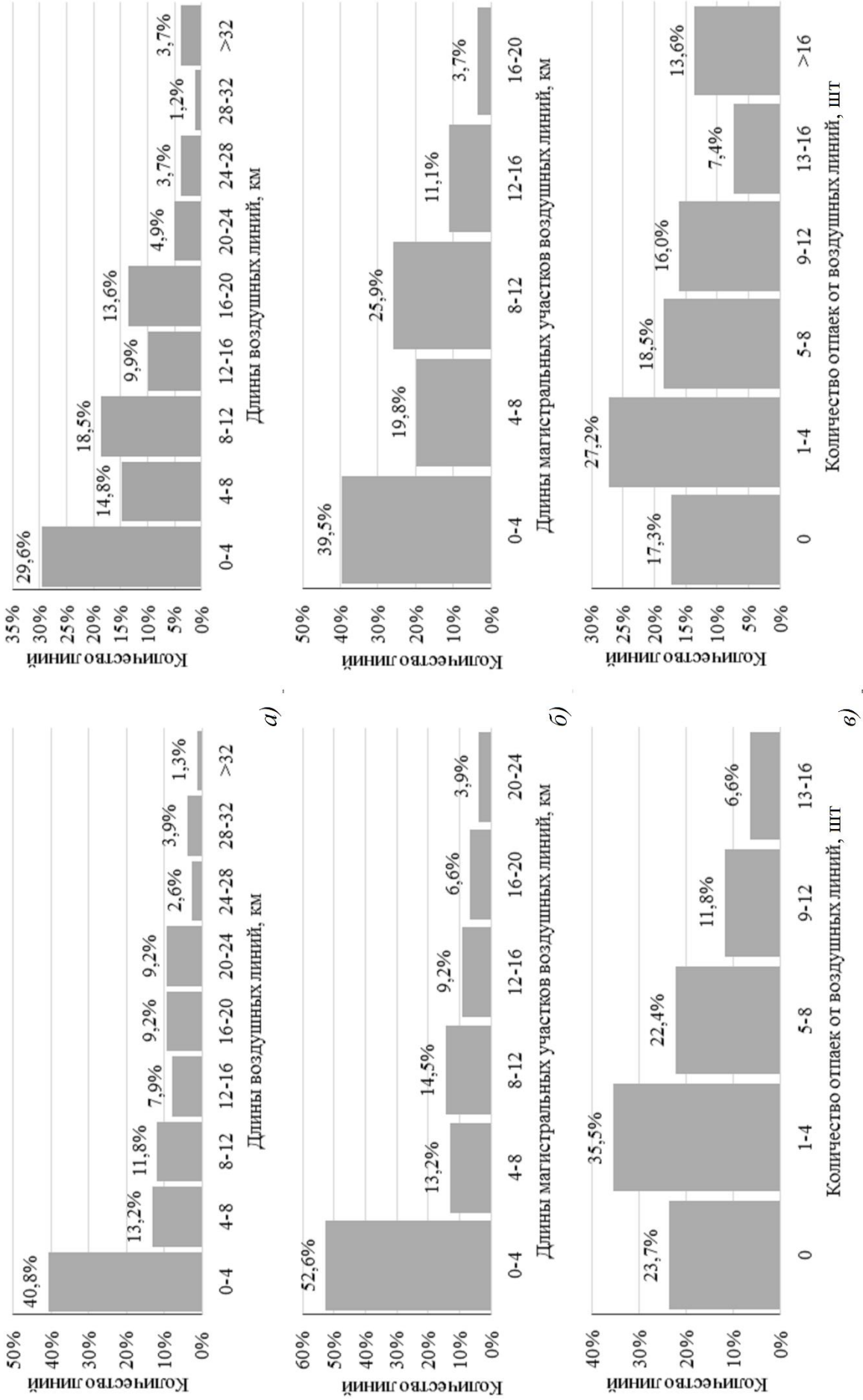


Рисунок 2.1 – Распределения ВЛ 6–10 кВ в сельском (слева) и пригородном (справа) районах электрических сетей Челябинска: а – по длинам линий; б – по длинам магистральных участков; в – по количеству отпаяк от ВЛ

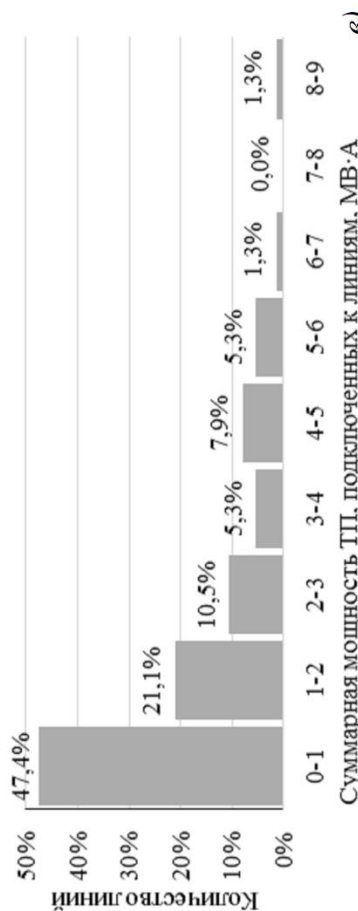
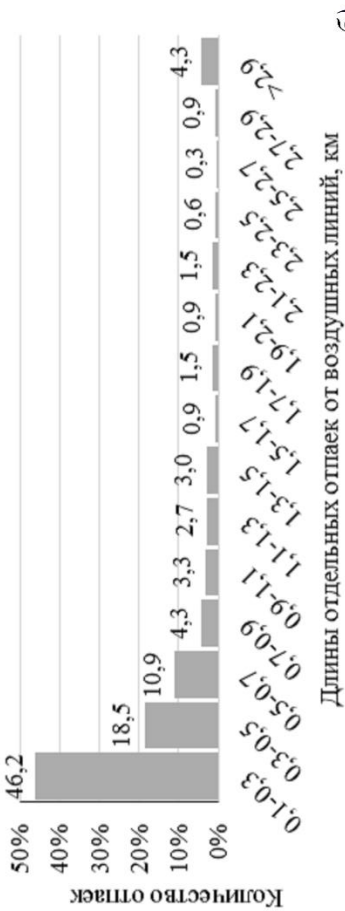
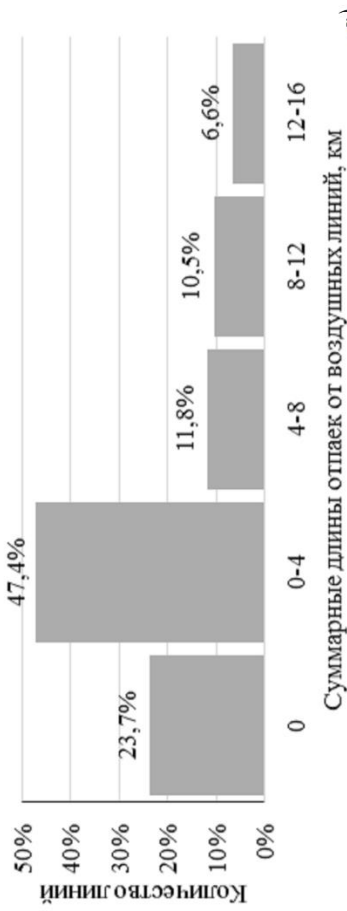
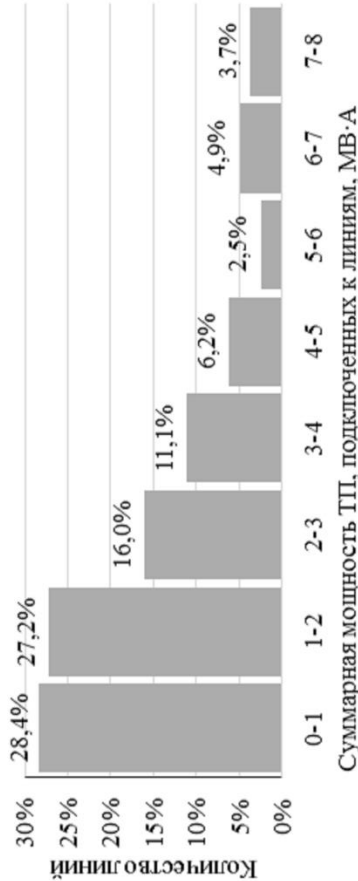
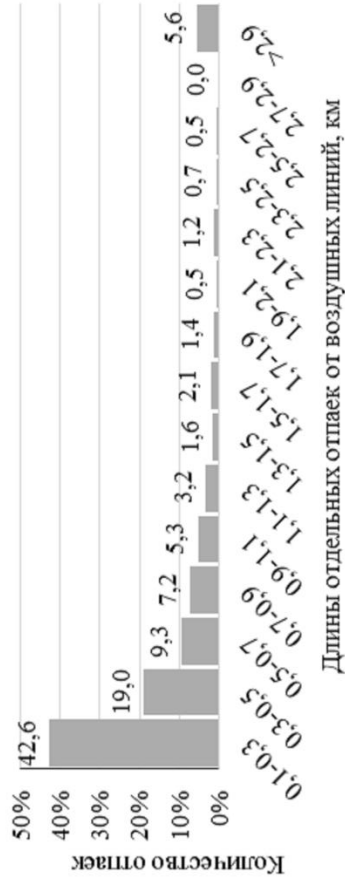
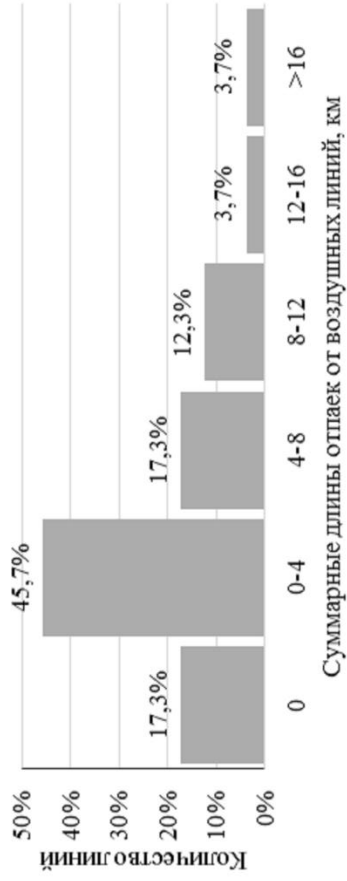


Рисунок 2.2 – Распределения ВЛ 6–10 кВ в сельском (слева) и пригородном (справа) районах электрических сетей Челябинска: а – по суммарным длинам отпаяк от ВЛ; б – по длинам отдельных отпаяк от ВЛ; в – по суммарной мощности подключённых ТП

подстанций, подключённых к ВЛ. Максимальные и средние значения характеристик ВЛ приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики ВЛ 6–10 кВ по районам электрических сетей ПО «Центральные электрические сети» Челябинэнерго

| Показатель | Ед. изм. | Красноармейский район (сельский) | Сосновский район (пригород) |
|--|----------|----------------------------------|-----------------------------|
| Количество подстанций с высшим напряжением 35–110 кВ (ПС), питающих ВЛ 6–10 кВ | шт. | 18 | 20 |
| Количество воздушных линий | шт. | 76 | 81 |
| Среднее количество ВЛ, отходящих от ПС | шт. | 4,22 | 4,05 |
| Общая протяжённость воздушных линий | км | 755,2 | 889,5 |
| Максимальная длина ВЛ вместе с отпайками | км | 37,5 | 43,8 |
| Средняя длина ВЛ вместе с отпайками | км | 9,94 | 11 |
| Максимальная длина магистрального участка ВЛ | км | 24,1 | 19,45 |
| Средняя длина магистрального участка ВЛ | км | 6,65 | 6,6 |
| Количество ВЛ без отпаек | % | 23,7 | 17,3 |
| Максимальное количество отпаек от одной ВЛ | шт. | 16 | 30 |
| Среднее количество отпаек от ВЛ | шт. | 4,4 | 7,9 |
| Максимальная суммарная длина отпаек от одной ВЛ | км | 16,4 | 32,8 |
| Средняя суммарная длина всех отпаек от одной ВЛ | км | 3,3 | 4,4 |
| Максимальная длина одной отпайки* | км | 11,95 | 13,8 |
| Средняя длина одной отпайки* | км | 0,758 | 0,814 |
| Максимальное количество ТП, питаемых от одной ВЛ | шт. | 37 | 39 |
| Среднее количество ТП, питаемых от одной ВЛ | шт. | 9,3 | 10,3 |
| Максимальная суммарная мощность ТП, подключённых к одной ВЛ | МВ·А | 8,2 | 7,4 |
| Средняя суммарная мощность ТП, подключённых к одной ВЛ | МВ·А | 1,78 | 2,27 |
| Средняя мощность одной ТП | МВ·А | 0,21 | 0,22 |
| Протяжённость ВЛ, выполненных СИП | % | 3,44 | 6,5 |
| Протяжённость кабельных линий | % | 2,38 | 2,52 |

* – отпайки длиной менее 100 м в расчёте не учитывались

В целом распределительные электрические сети напряжением 6–10 кВ обоих РЭС построены по радиальному принципу с отпайками. Линии одноцепные, большинство имеют одностороннее питание – 66,6 %, 17,4 % линий имеют секционирующие разъединители, предназначенные для включения резервного питания от другой линии, но питающейся от той же подстанции, и лишь 16 % линий имеют резервное питание, приходящее от иной подстанции. ВЛ характеризуются большой протяжённостью и разветвлённостью, выполнены в основном алюминиевыми и сталеалюминиевыми проводами сечением от 35 мм² (отпаечные участки) до 70–95 мм² (магистральные участки). Лишь 5,1 % линий выполнены самонесущим изолированным проводом (СИП) и 2,46 % – кабелем.

По большей части характеристики двух рассмотренных РЭС практически одинаковы: количество подстанций с высшим напряжением 35–110 кВ (ПС), питающих ВЛ 6–10 кВ (18–20 шт.); среднее количество ВЛ, отходящих от ПС (4,05–4,22 шт.); количество ВЛ в РЭС (76–81 шт.); максимальное и среднее количество и мощность ТП, питаемых от ВЛ и др.

Общая протяжённость ВЛ 6–10 кВ примерно одинакова: Красноармейского РЭС – 755,2 км, а Сосновского – 889,5 км. Однако количество ВЛ с длиной магистрального участка менее 4-х километров в сельском районе больше, чем в пригородном. В то же время, предельная длина магистрального участка ВЛ в сельском районе больше (24,1 км в сельском, 19,45 км – в пригородном). При этом следует отметить, что средние длины магистрального участка ВЛ для обоих РЭС практически одинаковы и составляют 6,6 км. Длины отдельных отпаяк от большинства ВЛ не превышают 300 м.

Электрические сети пригородного района в отличие от сельских сетей имеют более разветвлённую структуру. Как максимальные, так и средние длины ВЛ и отпаяк в пригородном районе несколько больше, чем в сельском. Количество отпаяк в пригороде почти в 2 раза больше. Это объясняется возрастающей в последнее время коттеджной застройкой пригорода, а также большим количеством садовых некоммерческих товариществ, расположенных в этом районе.

В связи с тем, что при прокладке новых ВЛ используют СИП, в пригородном районе по сравнению с сельским, протяжённость ВЛ, выполненных СИП, в 2,2 раза больше. Подавляющее большинство линий имеют длину менее 4-х км и несколько отпайек. Отпайки длиной менее 100 м в расчёте не учитывались, поскольку вероятность возникновения обрыва провода в такой линии мала и равняется 0,000702 в год (см. параграф 2.2).

2.2 Анализ технологических нарушений в электрических сетях филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»

Для анализа статистических данных по технологическим нарушениям в электрических сетях филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» были взяты акты аварийных отключений за период 2012–2016 гг. в сетях напряжением 6–110 кВ. В таблице 2.2 приведены данные по аварийным отключениям за этот период.

Таблица 2.2 – Распределение аварийных отключений в электрических сетях «Челябэнерго» по годам

| Показатель | Годы | | | | | В среднем |
|---|------|------|------|------|------|-----------|
| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | |
| Всего аварийных отключений в сетях напряжением 6–110 кВ | 1790 | 3166 | 4395 | 3799 | 2853 | 3200,6 |
| Из них: | | | | | | |
| аварийные отключения на ВЛ 6–10 кВ | 1203 | 2122 | 2330 | 2441 | 1614 | 1942 |
| аварийные отключения на ВЛ 6–10 кВ в % от всех аварий | 68,8 | 67,7 | 38,7 | 64,3 | 48,2 | 60,7 |
| обрывы ВЛ 6–10 кВ | 92 | 110 | 171 | 119 | 79 | 114,2 |
| обрывы ВЛ 6–10 кВ в % от аварийных отключений на ВЛ 6–10 кВ | 7,6 | 5,2 | 7,3 | 4,9 | 4,9 | 5,9 |
| Количество обрывов на 100 км ВЛ 6–10 кВ | 0,57 | 0,68 | 1,05 | 0,73 | 0,49 | 0,702 |

Проведён анализ технологических нарушений, связанных с обрывом провода ВЛ 6–10 кВ с дальнейшим определением количества обрывов проводов на 100 км ВЛ.

Из таблицы 2.2 следует.

1 Около 60 % отключений происходит из-за аварий в распределительных сетях, образованных воздушными линиями.

2 На повреждения вследствие обрыва провода приходится 5,9 %. На рисунке 2.3 представлена динамика обрывов на воздушных линиях напряжением 6–10 кВ за 5 лет.

3 По известным формулам определено количество обрывов, приходящихся на 100 км длины распределительных сетей напряжением 6–10 кВ, равное в среднем 0,702 обрыва.

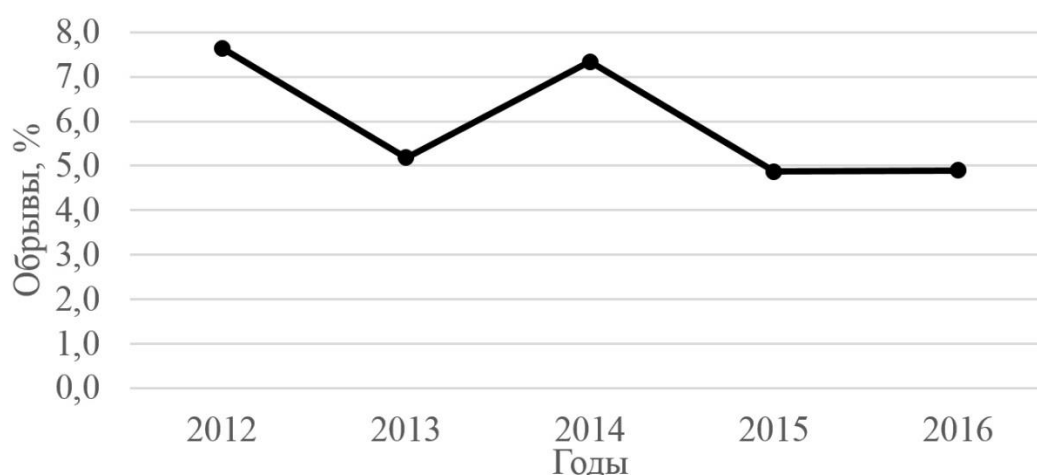


Рисунок 2.3 – Динамика обрывов на ВЛ 6–10 кВ за 5 лет

С учётом данных, приведённых на рисунке 2.3, можно сказать, что, не смотря на проводимые ОАО «МРСК Урала» мероприятия, задача обеспечения безопасности при обрывах фазных проводов остаётся актуальной.

Проанализируем причины, вызвавшие обрывы фазных проводов ВЛ 6–10 кВ в сетях филиала ОАО «МРСК Урала» – Челябинэнерго в 2012–2016 годах. Они представлены в таблице 2.3 и на рисунке 2.4.

Рассмотрим подробнее причины обрывов проводов ВЛ.

Таблица 2.3 – Причины обрывов фазных проводов ВЛ 6–10 кВ

| Причина | Годы | | | | | Всего за 5 лет | |
|--|------|------|------|------|------|----------------|-------|
| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | | |
| Климатические и атмосферные воздействия | 23 | 16 | 62 | 41 | 36 | 178 | 31 % |
| Посторонние, несанкционированные воздействия | 17 | 23 | 24 | 19 | 12 | 95 | 17 % |
| Падение деревьев на провода ВЛ | 0 | 17 | 45 | 21 | 6 | 89 | 16 % |
| Несоблюдение требований эксплуатации | 14 | 19 | 15 | 8 | 14 | 70 | 12 % |
| Изношенность конструкций и материалов при эксплуатации | 0 | 17 | 5 | 3 | 6 | 31 | 5 % |
| Грозовые перенапряжения | 0 | 13 | 5 | 9 | 3 | 30 | 5 % |
| Повреждения в сетях потребителей | 0 | 1 | 12 | 10 | 0 | 23 | 4 % |
| Перекрытие птицами | 0 | 2 | 2 | 6 | 2 | 12 | 2 % |
| Прочее | 38 | 2 | 1 | 2 | 0 | 43 | 8 % |
| Всего: | 92 | 110 | 171 | 119 | 79 | 571 | 100 % |

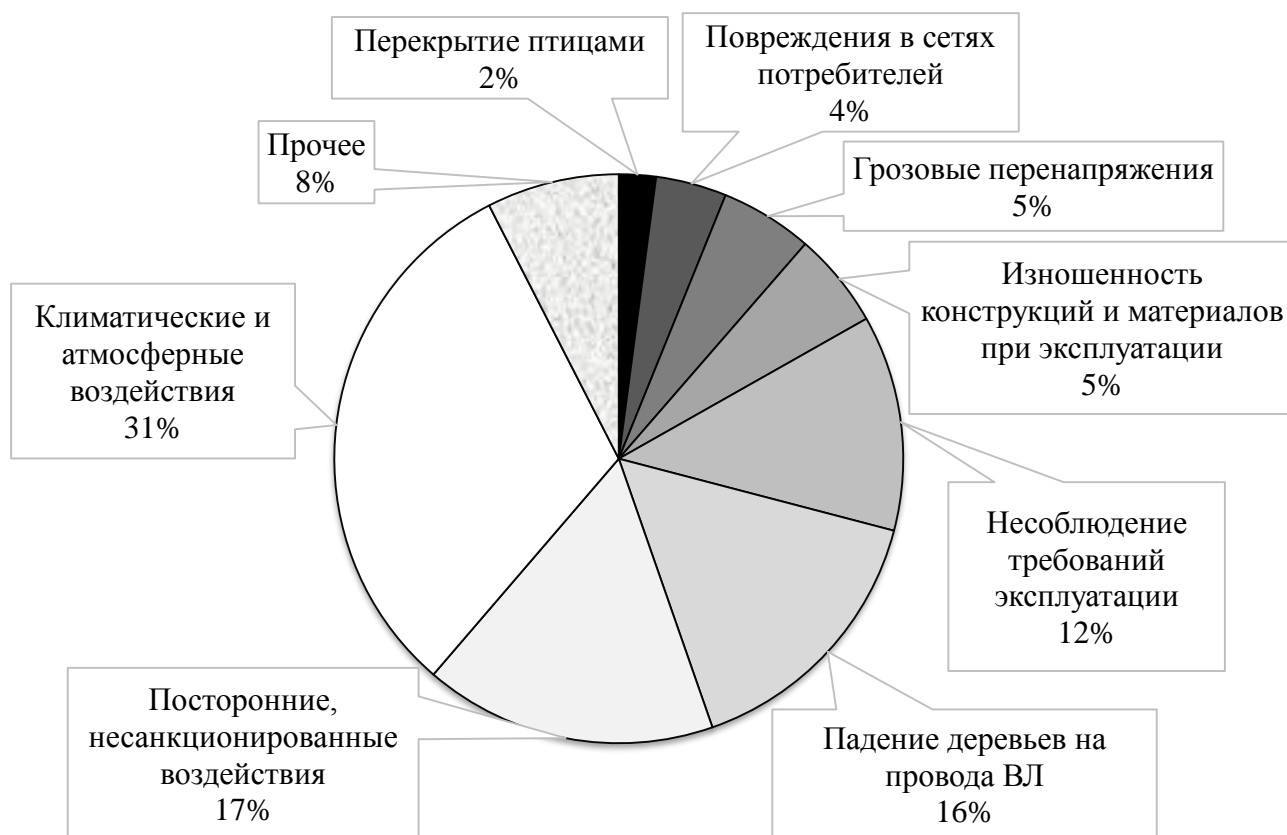


Рисунок 2.4 – Причины обрывов фазных проводов ВЛ 6–10 кВ

Значительное влияние на обрывы проводов оказывает климатический фактор (сильные порывы ветра, воздействие низких температур, налипание снега на провода). ВЛ подвержены непогоде особенно в осенний период (сильные, шквалистые ветра, грозы). Это часто приводит к падению высоких деревьев или отдельных веток на провода ВЛ.

Посторонние, несанкционированные воздействия являются ещё одной серьёзной причиной обрывов проводов ВЛ 6–10 кВ. Чаще всего это воздействие грузового и сельскохозяйственного негабаритного транспорта непосредственно на провода ВЛ при пересечении линий с дорогами, неумышленное повреждение проводов при работе вблизи охранной зоны, наезд транспортных средств на опоры, несанкционированная вырубка деревьев вблизи линии. Для уменьшения количества аварий, вызванных наездом автотранспорта на опоры ВЛ, в последнее время устанавливают железобетонные отбойники вблизи самой опоры.

Обрыв провода в сети, подконтрольной непосредственно потребителю, помимо вышеперечисленных причин возникает также из-за плохого надзора собственников электрических сетей.

Большое скопление птиц на проводах ВЛ приводит к обрыву провода из-за сильного натяжения, а в результате одновременного взлёта птиц велика вероятность схлестывания проводов соседних фаз, возникновения короткого замыкания, и последующего обрыва.

Грозовые перенапряжения возникают при прямом попадании молнии в ВЛ или рядом с ней.

К прочим причинам относятся, например, пожары на прилегающей к ВЛ территории, длительное воздействие токов короткого замыкания и др.

Стоит отметить, что наиболее часто обрыв провода происходит по причине изношенности оборудования линии [17]. Большинство ВЛ 6–10 кВ построены в 80-х–начале 90-х годах прошлого столетия. Ежегодно реконструируется лишь 1–2 % линий 6–10 кВ в электрических сетях Челябэнерго.

Рассмотрим влияние изношенности проводов на их обрывы. На рисунке 2.5 представлена зависимость количества обрывов ВЛ 6–10 кВ от года изготовления

провода. Как видно, наибольшее количество обрывов приходится на провода 70–80-х годов изготовления.

На рисунке 2.6 представлена зависимость количества обрывов ВЛ 6–10 кВ от срока эксплуатации провода. Из рисунка 2.6 видно, что многие провода (50 %), подвергшиеся обрыву, находились в эксплуатации гораздо больше нормативного срока – вплоть до 77 лет. Большинству (70 %) оборвавшихся проводов 25–45 лет [157].



Рисунок 2.5 – Зависимость количества обрывов ВЛ 6–10 кВ от года изготовления провода



Рисунок 2.6 – Зависимость количества обрывов ВЛ 6–10 кВ от срока эксплуатации провода

На появление обрывов фазных проводов влияют факторы, которыми мы не можем управлять, например, метеорологической обстановкой.

Рассмотрим распределения обрывов фазных проводов по группам указанных факторов.

2.3 Влияние сезонных и климатических факторов на повреждаемость воздушных линий напряжением 6–10 кВ

При проектировании и эксплуатации распределительных сетей напряжениями 6–10 кВ мы сталкиваемся с так называемыми «неуправляемыми факторами» (погодные условия, стихия и др.), т. е. такими факторами, учесть которые мы в определённой степени можем (например, выбором сечения и марки фазных проводов с учётом влияния погодных условий), однако воздействовать на них не можем.

На рисунке 2.7 показано распределение обрывов фазных проводов (период 2012–2016 годы) по месяцам, дням неделям и времени суток.

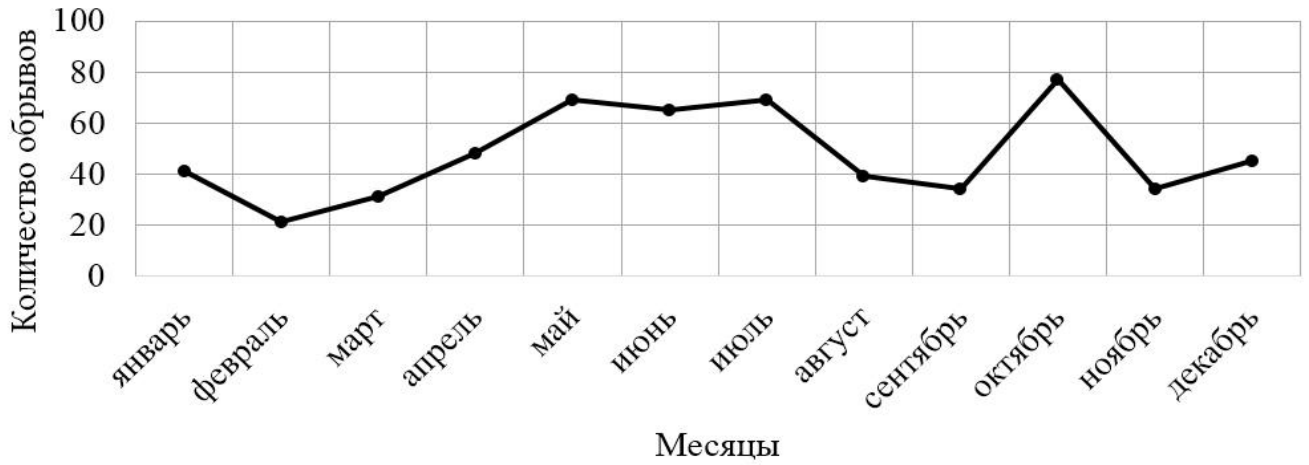
Согласно рисунку 2.7, а наибольшее количество обрывов приходится на следующие месяцы: октябрь, май, июль, июнь. Максимальное число отказов наблюдается в октябре. Это обусловлено рядом причин, в частности, ветровой нагрузкой, вероятностью лёдообразования на проводах (об образовании наледи на проводах подробнее рассмотрено ниже), а также завершением сельскохозяйственных работ (последнее относится и к маю месяцу). Июнь, июль – это, прежде всего, грозовая деятельность.

Зависимость количества обрывов от дня недели (рисунок 2.7, б) показывает примерно равномерную зависимость с небольшим увеличением обрывов к концу недели. Что говорит о незначительном влиянии этого фактора.

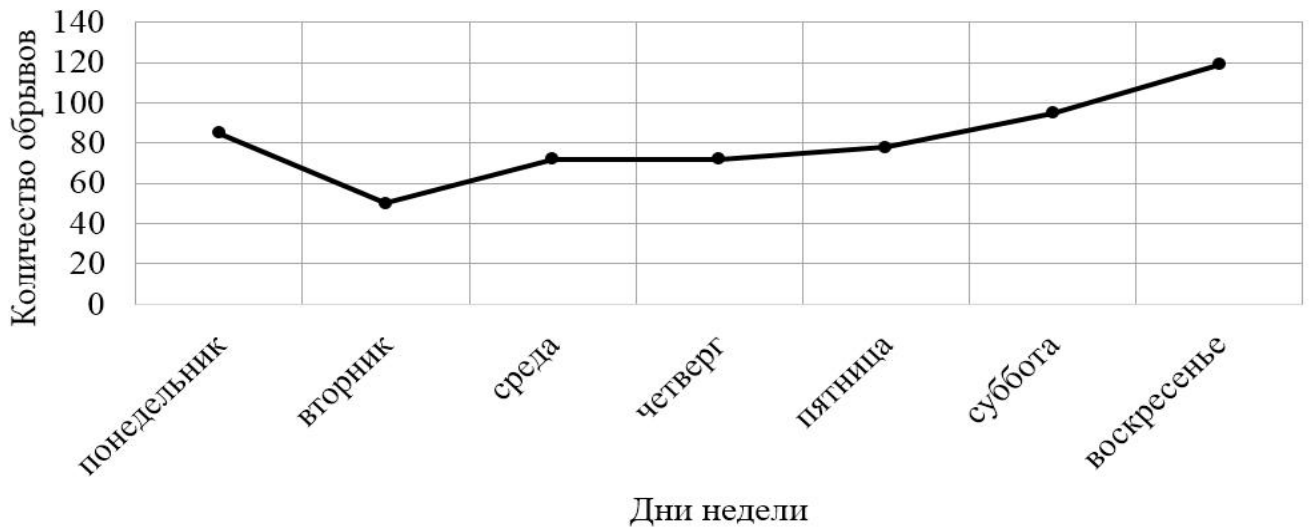
Из зависимости количества обрывов от времени суток (рисунок 2.7, в) видно, что меньше обрывов происходит в ночное время (с 22:00 до 8:00).

На рисунке 2.8 показано распределение обрывов фазных проводов от температуры окружающей среды¹. Согласно рисунку 2.8 наибольшее количество отказов наблюдается при температурах от –3 °С до –2 °С. Нагревание проводов вследствие протекания по ним тока приводит к разнице между температурой провода и температурой окружающей среды. Высокая влажность, ветры, осадки в виде снега и

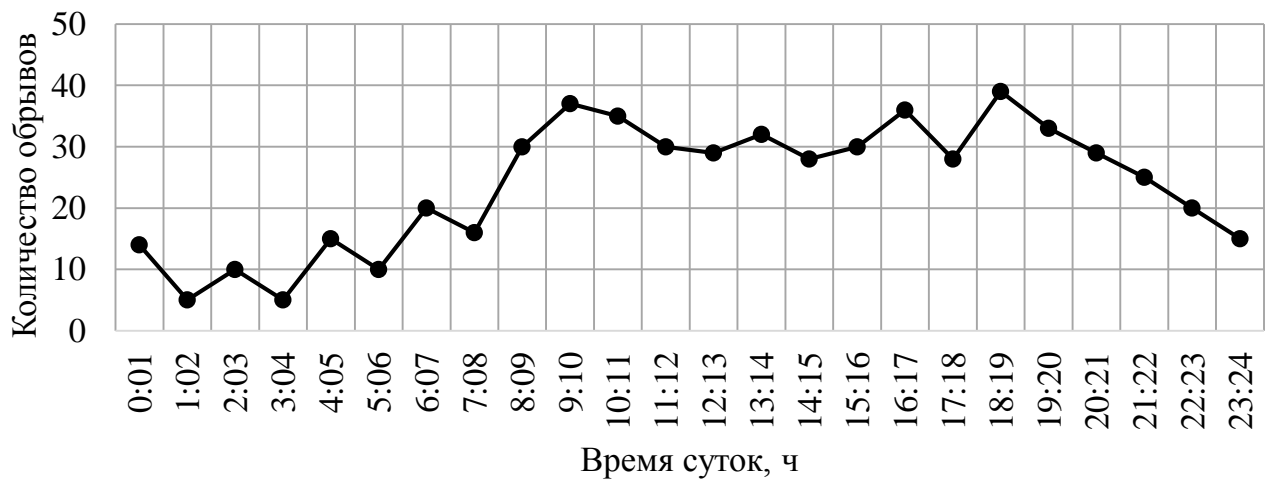
¹ Данные по метеорологическим параметрам предоставлены Челябинским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды



а)



б)



в)

Рисунок 2.7 – Распределение обрывов за 2012–2016 годы: а) по месяцам, б) по дням недели, в) по времени суток

дождя, резкие перепады температуры воздуха способствуют образованию наледи на проводах воздушных линий, толщина которой на них может достигать 60–70 мм [83], существенно утяжеляя провода.

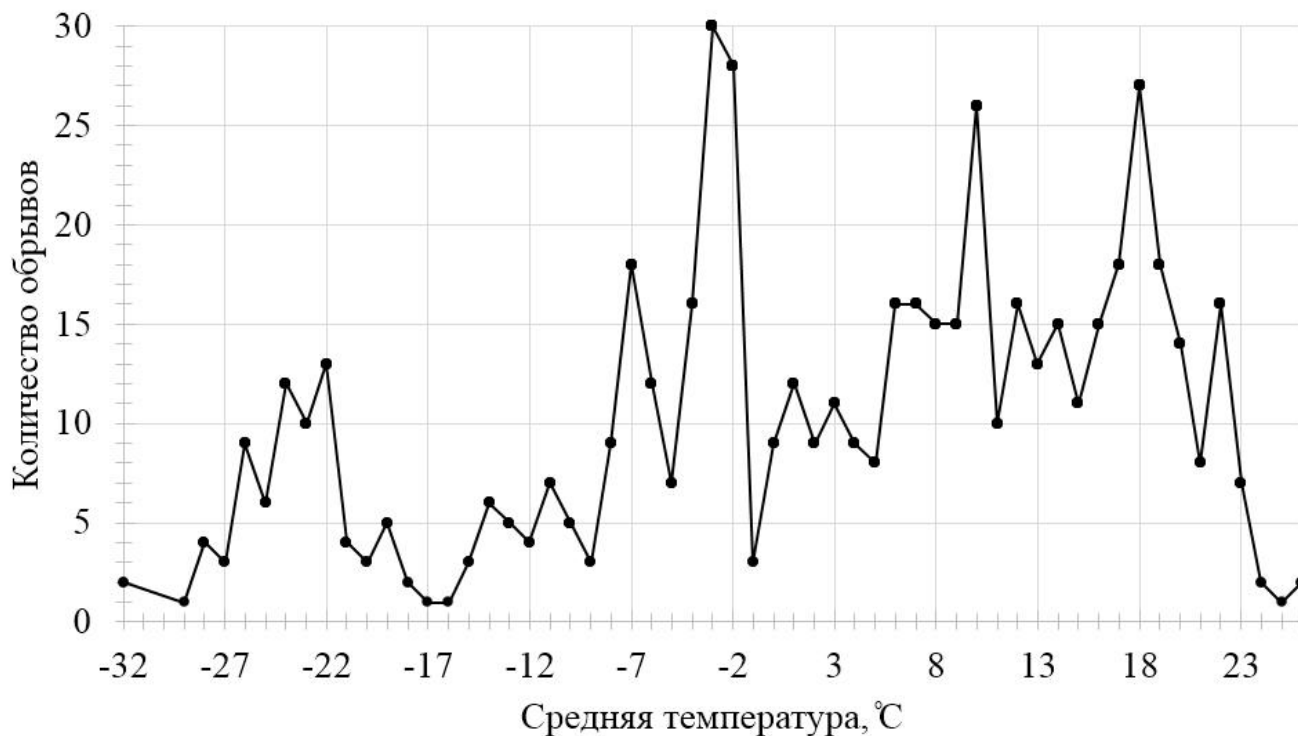


Рисунок 2.8 – Зависимость количества обрывов от средней температуры за 2012–2016 годы

На интенсивность обледенения влияет также высота расположения проводов. При увеличении расстояния от земли возрастает скорость ветра и увеличивается содержание переохлаждённой воды в воздухе, что способствует увеличению размеров гололёдных отложений [12].

Наличие гололёда обуславливает дополнительные механические нагрузки на все элементы воздушных линий. В результате значительного увеличения массы происходят опасные и нежелательные явления, особенно при сильном ветре. К их числу относятся: обрыв токопроводящих проводов под тяжестью снега и льда, недопустимо близкое сближение проводов и их сильное раскачивание (так называе-

мая пляска), ухудшение защитных свойств изоляторов, разрушение опор. Подобные аварии наносят значительный экономический ущерб, на их устранение уходит до нескольких дней и затрачиваются определённые средства.

Так, 19 октября 2014 года в результате обильных осадков в виде ледяного дождя было нарушено электроснабжение 100 населённых пунктов Челябинской области [92]. До этого подобное происшествие было в ноябре 1971 года, толщина стенки гололёда на проводах ЛЭП достигала 10 см. Под тяжестью льда не только рвались провода, но и рушились железобетонные опоры. В одном только Магнитогорске упало 690 опор и произошло 180 обрывов ВЛ. Похожая ситуация была и в других районах области [28].

Из рисунка 2.8 также видно увеличение количества обрывов при больших отрицательных температурах ниже $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$. Вследствие таких низких температур увеличивается натяжение проводов воздушных линий, и возрастает вероятность обрыва провода вследствие сильного растяжения. Уменьшение количества обрывов при температуре ниже $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ обусловлено тем, что такие температуры достаточно редки для Челябинской области.

При положительных температурах обрывы проводов происходят достаточно равномерно при всех значениях температуры. Исключение составляют высокие температуры, выше $24\text{ }^{\circ}\text{C}$. Уменьшение количества обрывов при высоких температурах обусловлено тем, что средние температуры по территории Челябэнерго в самый жаркий месяц июль колеблются около $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, и, соответственно, высокие температуры (выше $24\text{ }^{\circ}\text{C}$) бывают не часто.

На рисунке 2.9 показана зависимость количества обрывов от скорости порыва ветра.

Из рисунка 2.9 видно, что наибольшее количество обрывов происходило при порывах ветра до 15 м/с. Это объясняется климатическими особенностями Челябинской области. Средняя скорость ветра составляет 3–4 м/с. А порывы больше 15 м/с достаточно редки, они возникают кратковременно при метелях в зимнее время года и грозах – в летнее, такие порывы в среднем бывают в течение 26 дней в году.

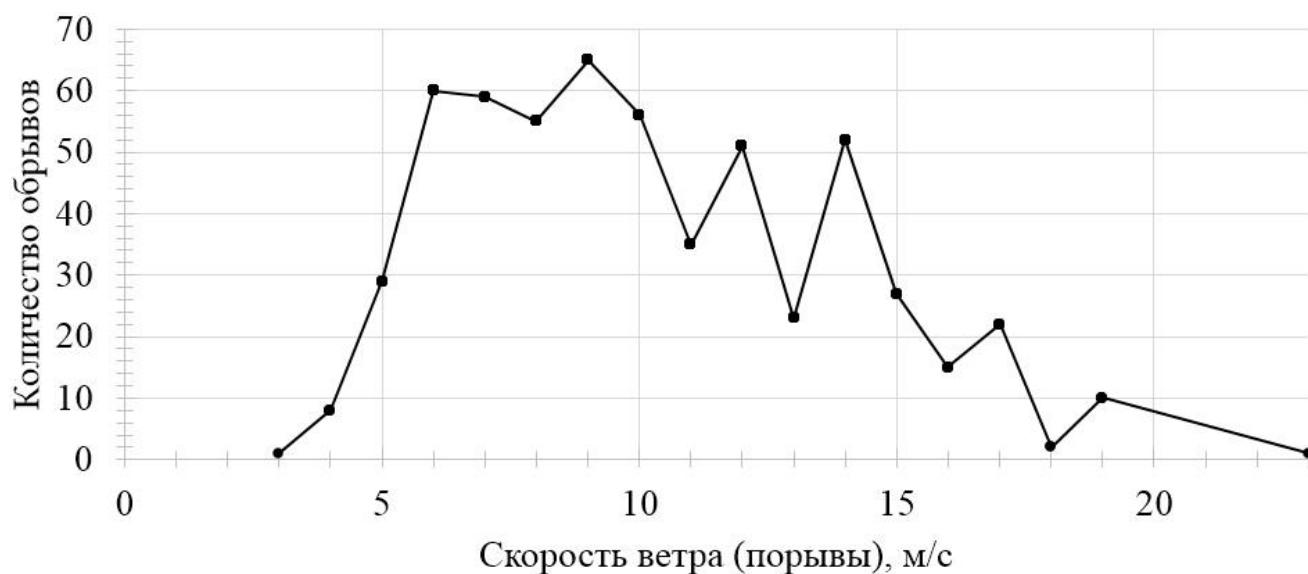


Рисунок 2.9 – Зависимость количества обрывов от скорости порыва ветра за 2012–2016 годы

2.4 Выводы по главе 2

1 Выполнен анализ технических характеристик ВЛ 6–10 кВ для двух РЭС филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», который показал, что в целом распределительные электрические сети напряжением 6–10 кВ построены по радиальному принципу с отпайками. Линии одноцепные, 66,6 % линий имеют одностороннее питание. ВЛ характеризуются большой протяжённостью и разветвлённостью, выполнены в основном алюминиевыми и сталеалюминиевыми голыми проводами, лишь 5,1 % линий выполнены самонесущим изолированным проводом. Длины ВЛ вместе отпайками достигают 44 км, а длины магистральных участков – 24 км. Среднее количество отпаек от ВЛ невелико и лежит в диапазоне 4–8 шт., при этом их максимальное количество может достигать 30 шт. Среднее количество ТП, подключённых к ВЛ 6–10 кВ равно 10, а их средняя суммарная мощность составляет 2 МВ·А.

2 Выполнен анализ статистических данных по повреждаемости воздушных линий напряжением 6–10 кВ за период 2012–2016 гг. филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго». Установлено, что на каждые 100 км линий приходится в среднем

в год 0,702 обрыва фазных проводов, наибольшее количество обрывов фазных проводов (31 %) происходит в результате климатических и атмосферных воздействий.

3 Выявлено, что 81 % обрывов приходится на провода ВЛ 6–10 кВ 1970–1980-х годов изготовления и ранее. При этом 50 % оборванных проводов находилось в эксплуатации больше нормативного срока, вплоть до 77 лет.

4 Выявлено, что максимальное число обрывов проводов ВЛ 6–10 кВ наблюдается в октябре при температурах окружающей среды от $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Это обусловлено рядом причин, в частности, ветровой нагрузкой и лёдообразованием на проводах.

3 ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10/0,38 кВ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ОБРЫВЕ ФАЗНОГО ПРОВОДА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ

Для построения структуры устройства распознавания появления обрывов фазных проводов воздушных линий напряжением 6–10 кВ (устройства защиты) необходимо, с одной стороны, знать параметры электрической сети (напряжения и токи) при аварийных режимах её работы, на которые устройство должно реагировать, а с другой – параметры нормальных режимов работы электрической сети, от которых следует отстраиваться [79].

Решение задачи необходимо разделить на следующие части:

1 Анализ нормальных режимов работы электрической сети, на которые устройство защиты не должно реагировать.

2 Анализ режимов работы воздушных линий, связанных с обрывом фазного провода, опасного как для людей и животных, так и для подключённых к электрической сети электроприёмников (на такие режимы работы устройство защиты должно реагировать).

3 Определение перечня информационных параметров, характеризующих как нормальные, так и различные несимметричные режимы работы воздушных линий.

4 Анализ режимов работы электрической сети, обусловленных другими видами повреждений воздушных линий, которые устройство может распознавать.

5 Выявление логических признаков – режимных параметров электрической сети (в нашем случае различного рода напряжений), характеризующих разные режимы её работы.

6 Построение функциональной схемы устройства защиты ВЛ-10 кВ при обрыве фазного провода.

3.1 Исходные положения для проведения исследований

Под исходными положениями понимается: описание исходных данных для проведения исследований – схемы электрической сети и её параметров; описание режимов работы электрической сети, которые необходимо исследовать; описание информационных параметров, подлежащих исследованию; инструменты, с помощью которых проводятся исследования.

3.1.1 Описание исследуемой электрической сети напряжением 10/0,38 кВ

На основании анализа применяемых в распределительных сетях силовых трансформаторов, марок проводов нами была подобрана в качестве аналога среднестатистическая электрическая сеть [79] напряжением 10/0,38 кВ, параметры которой приведены в таблице 3.1.

На рисунке 3.1 приведена схема замещения электрической сети напряжением 10/0,38 кВ, состоящая из:

- источника питания, характеризующегося мощностью короткого замыкания $S_{кз}$;
- трёхпроводной воздушной линии напряжением 10 кВ с удельными параметрами $Z_{L0}^{BH} = r_0 + j\omega L_0$, $X_{C0}^{BH} = 1/\omega C_0$;
- понижающего трансформатора напряжением 10/0,4 кВ;
- четырёхпроводной воздушной линии напряжением 380 В с удельными параметрами Z_{L0}^{HH} ;
- пофазно-изменяемой нагрузки потребителей $P = var$.

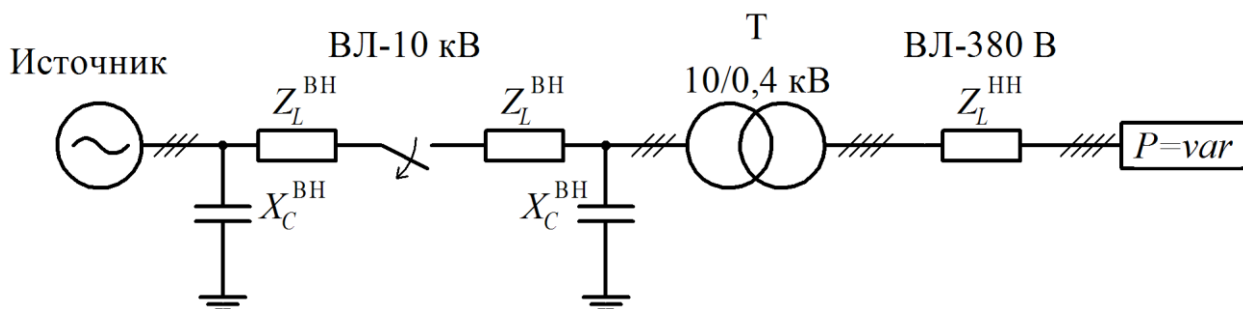


Рисунок 3.1 – Электрическая сеть напряжением 10/0,38 кВ

Таблица 3.1 – Параметры исследуемой электрической сети

| Элемент схемы | Параметр | Величина | Единицы измерения |
|-------------------------------------|---|---------------------------------------|-------------------|
| Источник | $S_{кз}$ | 100 | МВ·А |
| ВЛ-10 кВ | Длина линии | 10 | км |
| | Сечение проводов | 70 | мм ² |
| | Материал провода | Алюминий со стальным сердечником (АС) | |
| | Удельное сопротивление провода (r_0) | 0,42859 | Ом/км |
| | Удельная индуктивность провода (L_0) | $1,164 \cdot 10^{-3}$ | Гн/км |
| | Удельная ёмкость провода относительно земли (C_0) | $9,974 \cdot 10^{-9}$ | Ф/км |
| Трансформатор | Мощность | 160 | кВ·А |
| | Схема соединения обмоток | Y/Y _Н или Δ/Y _Н | |
| | Потери короткого замыкания | 2650 или 3100 | В·А |
| | Напряжение короткого замыкания | 4,5 | % |
| | Ток холостого хода | 2,4 | % |
| | Потери холостого хода | 510 | В·А |
| ВЛ-380 В | Длина линии | 0,5 | км |
| | Сечение проводов | 35 | мм ² |
| | Материал провода | АС | |
| | r_0 | 0,7897 | Ом/км |
| | L_0 | $0,9606 \cdot 10^{-3}$ | Гн/км |
| | C_0 | $1,22 \cdot 10^{-8}$ | Ф/км |
| Сопротивления заземляющих устройств | Трансформаторной подстанции | 4 | Ом |
| | Повторное заземление нулевого провода ВЛ | 30 | Ом |
| | Потребителя | 10–30 | Ом |
| Потребитель | Мощность | 3×10000 | Вт |

Для получения более полных результатов исследования проведены при следующих изменениях параметров электрической сети:

- длина ВЛ-10 кВ менялась в пределах от 1 до 20 км;
- сечение проводов ВЛ-10 кВ – 35–95 мм²;
- мощность понижающего трансформатора 10/0,4 кВ – от 63 до 630 кВ·А, его загрузка – от 0,2 до 0,7;

- схема соединения обмоток понижающего трансформатора – Y/Y_n или Δ/Y_n ;
- место возникновения обрыва провода – в начале, в середине и конце линии 10 кВ.

3.1.2 Исследуемые режимы работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ

На режим работы электрической сети 6–10/0,38 кВ влияют:

- состояние воздушных линий 6–10 кВ и 380 В. Они могут находиться в нормальном режиме работы, в линиях могут происходить обрывы фазных и нулевого проводов, а также могут возникать различные виды замыканий;
- изменение несимметрии фазных нагрузок потребителей 380 В.

На рисунке 3.2 приведена схема распределительной сети указанного выше напряжения.

Составим перечень возможных режимов работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ [153].

Режим 1. Нормальный режим работы (НР) электрической сети, при котором трансформаторная подстанция и обе воздушные линии находятся в рабочем состоянии.

Режим 2–4. Обрыв провода фазы А, В, С, соответственно, ВЛ 6–10 кВ. При исследованиях обрыв фазного провода рассматривается последовательно в фазе А, затем В и С. Это обеспечивает все возможные сочетания фаз оборванного провода ВЛ-10 кВ с фазной несимметрией потребителей напряжением 380 В, поскольку наблюдается различие характеристик напряжений нулевой U_0 и обратной U_2 последовательностей на отстающей и опережающей фазах по отношению к фазе, в которой происходит обрыв фазного провода [172]. Режим работы ВЛ-380 В – нормальный.

Режим 5. НР ВЛ 6–10 кВ. Однофазное КЗ (КЗ между фазным и нулевым проводом) $K^{(1)}$ в ВЛ-380 В.

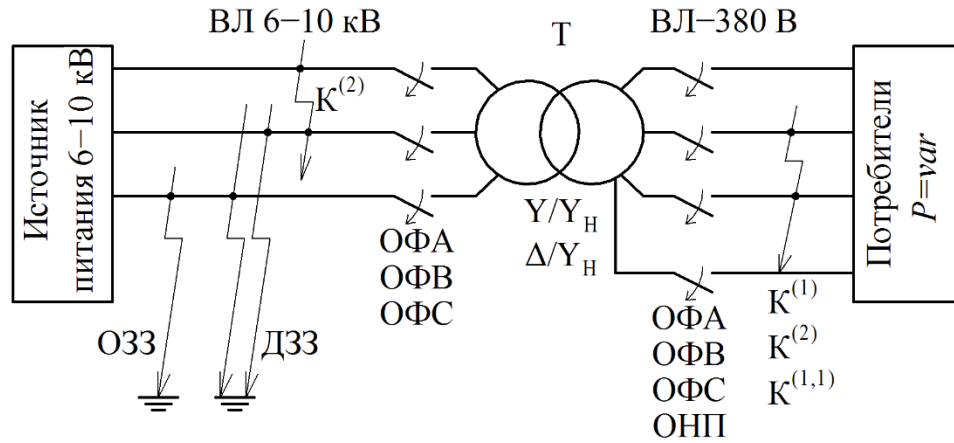


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема электрической сети 6–10/0,38 кВ:
 ОФА, ОФВ, ОФС – обрывы фазного провода, соответственно фазы А, В, С, возникающие в ВЛ 6–10 кВ и ВЛ-380 В; ОНП – обрыв нулевого провода на стороне 380 В; $K^{(2)}$ – двухфазное короткое замыкание (КЗ), ОЗЗ и ДЗЗ – однофазное замыкание на землю и двойное замыкание на землю в ВЛ 6–10 кВ; $K^{(1)}$, $K^{(2)}$, $K^{(1,1)}$ – виды КЗ в ВЛ-380 В – однофазное, двухфазное и двухфазное КЗ на нулевой провод; $P=var$ – изменяемая пофазно нагрузка потребителей электроэнергии, питающихся от электрической сети 380 В

Режим 6. НР ВЛ 6–10 кВ. Двухфазное КЗ (КЗ между двумя фазными проводами) $K^{(2)}$ в ВЛ-380 В.

Режим 7. НР ВЛ 6–10 кВ. Двухфазное КЗ на нулевой провод $K^{(1,1)}$ в ВЛ-380 В.

Режим 8. НР ВЛ 6–10 кВ. Обрыв фазного провода фазы А или В, или С в ВЛ-380 В.

Режим 9. НР ВЛ 6–10 кВ. Обрыв двух фазных проводов фаз А и В или В и С, или С и А в ВЛ-380 В.

Режим 10. НР ВЛ 6–10 кВ. ОНП в ВЛ-380 В.

Режим 11. ОФА или ОФВ, или ОФС в ВЛ 6–10 кВ и в линии 380 В режимы, аналогичные п. 2–10.

Режим 12. ОЗЗ в ВЛ 6–10 кВ и в линии 380 В режимы, аналогичные п. 2–10.

Режим 13. Обрыв фазного провода (ОФП) ВЛ 6–10 кВ и его ОЗЗ со стороны питания, а в линии 380 В режимы, аналогичные п. 2–10.

Режим 14. ОФП ВЛ 6–10 кВ и его ОЗЗ со стороны потребителя, а в линии 380 В режимы, аналогичные п. 2–10.

Режим 15. ОФП ВЛ 6–10 кВ и его ОЗЗ со стороны питания и со стороны потребителя, а в линии 380 В режимы, аналогичные п. 2–10.

Режим 16. К⁽²⁾ в ВЛ 6–10 кВ и в линии 380 В режимы, аналогичные п. 2–10.

Режим 17. ДЗЗ в ВЛ 6–10 кВ и в линии 380 В режимы, аналогичные п. 2–10.

Режим 18. Обрыв двух фазных проводов фаз А и В или В и С, или С и А ВЛ 6–10 кВ и в линии 380 В режимы, аналогичные п. 2–10. Обрыв одновременно двух фаз в ВЛ 6–10 кВ рассматривать не имеет смысла, т. к. работа электрической сети 6–10 кВ с изолированной нейтралью в таком режиме невозможна.

Отметим, что нагрузка потребителей 380 В в исследуемых режимах изменялась в каждой фазе: $P_A = var$, $P_B = var$, $P_C = var$. При исследовании были учтены следующие четыре предельных варианта изменения несимметрии нагрузки потребителей напряжением 380 В по фазам:

- 1 $P_A = P_B = P_C = 100 \%$ – симметричная фазная нагрузка;
- 2 $P_A = 0 \%$, $P_B = P_C = 100 \%$ – нагрузка отсутствует в фазе А;
- 3 $P_A = P_B = 0 \%$, $P_C = 100 \%$ – нагрузка отсутствует в двух фазах А и В;
- 4 $P_A = P_B = P_C = 0 \%$ – нагрузка отсутствует во всех фазах ВЛ-380 В – «холостой ход».

Следовательно, для каждого режима 1–17 дополнительно рассмотрены четыре варианта несимметрии фазных нагрузок потребителей 380 В. С учётом этого, режим с конкретным видом несимметрии в дальнейшем будем обозначать двумя числами (например, 1.1, 1.2, 1.3, 1.4), где первое число – номер режима, а вторая – вариант изменения несимметрии нагрузки потребителя.

3.1.3 Информационные параметры, используемые для построения релейной защиты ВЛ 6–10 кВ при обрыве фазного провода

В случае технологического нарушения (ОФП) на линии 6–10 кВ происходит искажение векторных диаграмм фазных и линейных напряжений, исчезает ток повреждённой фазы и изменяются токи в здоровых фазах [67]. Следовательно, для построения защиты при ОФП подходят следующие информационные параметры [39; 42]:

- фазные токи, протекающие в ВЛ 6–10 кВ [122; 129; 133 и др.];
- ток обратной последовательности, возникающий в ВЛ 6–10 кВ [24; 107 и др.];
- линейные и фазные напряжения, измеряемые в электрической сети 6–10 кВ и в сети 380 В [128; 139; 141 и др.];
- напряжения нулевой и обратной последовательностей, возникающие в электрической сети 6–10 кВ и в сети 380 В [136; 147 и др.].

Защиты, реагирующие на изменения информационных параметров при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ, могут устанавливаться в четырёх характерных точках электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ (рисунок 3.3):

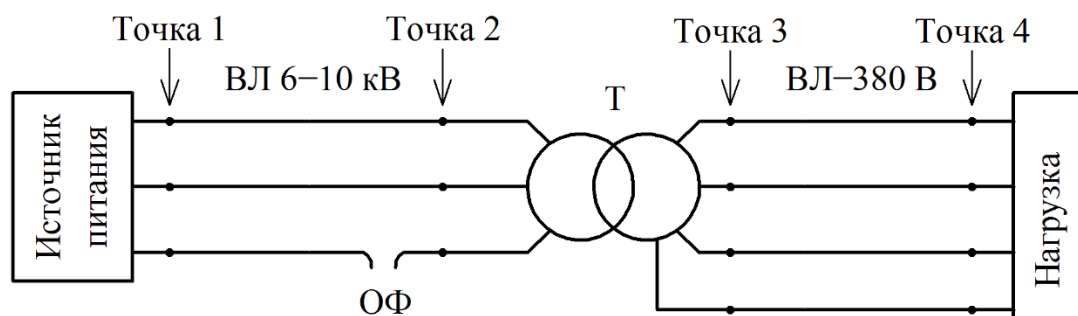


Рисунок 3.3 – Точки установки защит в электрической сети 6–10/0,38 кВ

- со стороны источника питания (точка 1) – до места обрыва провода воздушной линии 6–10 кВ;
- в конце воздушной линии 6–10 кВ (точка 2) – после места обрыва провода, на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора Т;

– на стороне низшего напряжения понижающего трансформатора Т (точка 3);

– в конце ВЛ-380 В, на вводе у потребителей электроэнергии напряжением 380 В (точка 4).

Защиты, устанавливаемые в начале ВЛ 6–10 кВ или ВЛ-380 В, могут реагировать на изменения токов, а защиты, устанавливаемые после обрыва провода – на изменения напряжений.

Фазные токи, протекающие по ВЛ 6–10 кВ (точки 1 и 2), при нормальном её состоянии представляют собой уравновешенную трёхфазную систему токов, которые примерно равны по величине и сдвинуты на 120 электрических градусов относительно друг друга, их векторная сумма равна нулю. При ОФП ВЛ остаются два фазных тока, их величины зависят как от величины питаемой нагрузки 380 В, так и от степени её несимметрии.

Ток обратной последовательности I_2 , измеряемый в точке 1 или 2, определяется параметрами фазных токов.

Фазные и линейные напряжения, а также их симметричные составляющие в точке 1 как при нормальном режиме, так и при обрыве фазного провода остаются без изменений, т. к. они определяются параметрами напряжений трёхфазного источника питания.

В точках 2, 3 и 4 фазные и линейные напряжения при нормальном режиме работы ВЛ 6–10 кВ также, как и токи, представляют собой уравновешенные трёхфазные системы напряжений, которые примерно равны по величине и сдвинуты на 120 электрических градусов относительно друг друга, их векторная сумма равна нулю. Обрыв одной из фаз приводит к искажению линейных напряжений, при этом фазные напряжения также подвергаются изменению.

Напряжение нулевой последовательности U_0 наблюдается только в электрической сети 6–10 кВ. На сторону низшего напряжения понижающего трансформатора Т напряжение U_0 не трансформируется, поэтому в точках 3 и 4 данный параметр отсутствует и не может быть использован для выявления обрыва фазного провода ВЛ 6–10 кВ.

Напряжение обратной последовательности U_2 , появляющееся после обрыва фазного провода ВЛ 6–10 кВ в точке 2, проходит через понижающий трансформатор Т и наблюдается в точках 3 и 4.

На токи и напряжения электрической сети 6–10/0,38 кВ оказывает существенное влияние изменение несимметрии фазных нагрузок потребителей напряжением 380 В. При выборе информационных параметров для построения релейной защиты была также учтена возможность и доступность их измерения.

Для дальнейшего рассмотрения и проведения исследований с целью построения релейной защиты в качестве информационных параметров в работе выбраны линейные и фазные напряжения и напряжения нулевой и обратной последовательностей.

3.1.4 Инструментарии, используемые для исследования режимов работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ

Аналитические исследования режимов работы электрической сети 6–10/0,38 кВ в различных её точках представляется сложной и трудоёмкой задачей [63; 117; 118 и др.], что объясняется большим количеством возможных режимов, каждый из которых описывается своими уравнениями состояния сети.

С целью проведения достаточно глубоких и разносторонних исследований в электрических сетях 6–10/0,38 кВ использованы следующие инструментарии:

1 Компьютерная модель, построенная в программном комплексе MATLAB с использованием пакета Simulink.

2 Физическая модель электрической сети.

3 Действующая опытная электрическая сеть напряжением 10/0,38 кВ.

Рассмотрим их подробнее.

Компьютерное моделирование на имитационной модели системы электропитания, созданной с использованием пакета Simulink в программном комплексе MATLAB [7; 161]. При компьютерном моделировании имеется возможность варьировать параметры электрической сети (длины ВЛ, мощности трансформатора и

др.) в широком диапазоне, моделируя сеть в том числе и с предельными техническими параметрами [160; 161]. Компьютерная модель предоставляет широкие возможности для исследования. Она позволяет моделировать ситуации, на практике встречающиеся в распределительных сетях, однако их воспроизведение чревато возникновением электроопасной ситуации.

Для построения компьютерной модели использованы стандартные блоки библиотеки Simulink: трёхфазный источник питания; трёхфазная линия электропередачи; трёхфазный двухобмоточный трансформатор; нагрузка активного характера; блоки, моделирующие обрыв фазы и различные виды замыканий в трёхфазной сети; дополнительные подсистемы, включающие в себя различные измерительные блоки. Параметры компьютерной модели рассчитаны для среднестатистической электрической сети. В качестве исходных данных взяты параметры, приведённые в таблице 3.1. Подробное описание компьютерной модели приведено в приложении А [154].

Для проверки достоверности результатов исследований, полученных при компьютерном моделировании, было применено физическое моделирование с использованием теории подобия [23]. Подробное описание физической модели приведено в приложении Б [48].

Создание в распределительной сети обрывов или иных аварийных режимов, рассмотренных ранее, как правило не разрешается эксплуатирующей организацией. Для подобных исследований была создана опытная электрическая, состоящая из действующей воздушной линии напряжением 10 кВ, подключённой к ней трансформаторной подстанции с понижающим трансформатором ТМГ–160/10 и воздушной линии напряжением 380 [80]. Описание опытной электрической сети приведено в приложении В.

Совместные эксперименты на компьютерной и физической моделях, а также в опытной электрической сети позволили провести более детальное исследование информационных параметров электрической сети, на основании которого нами сделан вывод об адекватности тех или иных результатов.

3.1.5 Методика проведения исследований

Методически грамотно подготовленный эксперимент делает его более эффективным. В настоящее время универсальной методики проведения экспериментов в реальных сетях с воздушными линиями напряжением 10 кВ нет. Следует отметить, что создать такую методику практически невозможно из-за большого многообразия вопросов, которые приходится решать в процессе эксплуатации таких сетей. Поэтому возникает необходимость в написании методики проведения эксперимента для конкретно решаемых задач [40].

Исследования направлены на определение структуры устройства защиты при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ.

Методами исследования являются три инструментария, описанные в параграфе 3.1.4: компьютерная модель в программе Matlab, физическая модель в лаборатории и опытная электрическая сеть, построенная на полигоне Челябэнерго.

Одним из важных организационных мероприятий является разработка программы проведения исследований, содержание которой включает в себя следующие разделы.

- 1 Описание схемы эксперимента.
- 2 Объём экспериментальных исследований.
- 3 Организация измерений во время проведения экспериментов.
- 4 Разработка регламента проведения экспериментов, определяющего последовательность действий участников экспериментов.
- 5 Обеспечение электробезопасности лиц, принимающих участие в проведении экспериментов, согласно требованиям нормативных документов [89; 90].
- 6 Обработка и анализ экспериментальных данных.

1 Описание схемы эксперимента

Общая схема сети, на основе которой проводятся эксперименты, описана в параграфе 3.1.1. Она состоит из трёхфазного источника питания напряжением 10 кВ, трёхпроводной воздушной линии, трансформатора 10/0,4 кВ, четырёхпроводной воздушной линии и нагрузки в конце линии.

2 Объём экспериментальных исследований

Первоначальные экспериментальные исследования включают в себя следующий перечень режимов работы электрической сети:

1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ при различных нагрузках фаз ВЛ-380 В.

2 Обрыв фазы А в конце ВЛ-10 кВ при различных нагрузках фаз ВЛ-380 В.

3 Обрыв фазы В в конце ВЛ-10 кВ при различных нагрузках фаз ВЛ-380 В.

4 Обрыв фазы С в конце ВЛ-10 кВ при различных нагрузках фаз ВЛ-380 В.

При выполнении исследований изменение нагрузки в конце ВЛ-380 В задаётся в следующем порядке:

– $P_A = P_B = P_C = 100\%$ – симметричная фазная нагрузка;

– $P_A = 0\%$, $P_B = P_C = 100\%$ – нагрузка отсутствует в фазе А;

– $P_A = P_B = 0\%$, $P_C = 100\%$ – нагрузка отсутствует в двух фазах А и В;

– $P_A = P_B = P_C = 0\%$ – нагрузка отсутствует во всех фазах ВЛ-380 В – «холостой ход».

3 Организация измерений во время проведения экспериментов

Для регистрации информационных параметров работы электрической сети на физической модели и в опытной электрической сети применяются измерительные комплекты «Ресурс-UF2М», на компьютерной модели – это встроенные измерительные блоки.

Измерительные комплекты типа «Ресурс-UF2М» предназначены для измерения целого комплекса параметров качества электрической энергии. Отметим только те параметры, которые необходимо получить во время экспериментов:

– действующие значения линейных и фазных напряжений относительно нулевого провода, а также линейных токов;

– действующие значения напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей;

– действующие значения токов прямой, обратной и нулевой последовательностей;

– мощность переменного трёхфазного и однофазного тока;

– угловые характеристики между фазными напряжениями для построения в дальнейшем векторных диаграмм.

Цифровые комплекты типа «Ресурс-UF2М» позволяют обрабатывать информацию об измеряемых параметрах с одноминутным интервалом осреднения и затем размещать её в своей памяти. Кроме того, комплекты могут быть синхронизированы между собой по времени с точностью до 1 секунды, что впоследствии даёт возможность сопоставлять полученные экспериментальные данные для различных точек электрической сети.

При исследованиях в лаборатории на физической модели комплект Ресурс-UF2М подключался в четырёх характерных точках электрической сети:

- на входе сети 380 В (эквивалент воздушной линии 10 кВ) – точка 1;
- на высокой стороне трансформатора напряжением 380/177 В – точка 2;
- на низкой стороне трансформатора напряжением 380/177 В – точка 3;
- на вводе электрической нагрузки, в конце линии 177 В (эквивалент воздушной линии 380 В) – точка 4.

При исследованиях в опытной электрической сети измерительный комплект подключался в двух точках сети (точки 3 и 4).

В компьютерной модели используются встроенные измерительные блоки для расчёта интересующих нас параметров, подключённые в тех же четырёх характерных точках электрической сети.

4 Разработка регламента проведения экспериментов, определяющего последовательность действий участников экспериментов

С целью обеспечения условий электробезопасности разрабатывается регламент проведения эксперимента, в котором указывается: последовательность действий при подготовке электрической сети для моделирования различных режимов её работы; последовательность действий при подаче напряжения и выполнении каждого этапа эксперимента, в том числе, и проведения замеров; конкретные организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ [89].

Кроме того, регламент позволяет скоординировать работу, уменьшить вероятность нарушения последовательности измерений и, как следствие, сократить время проведения экспериментов.

Подробный регламент для проведения экспериментов описан в расширенной программе и методике проведения экспериментальных исследований в опытной электрической сети, утверждённой главным инженером филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» В.А. Локтиным (см. приложение Г). Некоторые положения этого регламента могут быть использованы и для экспериментов на физической модели.

5 Обеспечение электробезопасности лиц, принимающих участие в проведении экспериментов, согласно требованиям нормативных документов

Все измерения проводятся с учётом требований, указанных в нормативных документах, регламентирующих организацию и проведение работ в действующих электроустановках, принятых при эксплуатации электрических сетей Российской Федерации [89; 90].

Все оперативные действия в сети производятся при снятом напряжении с использованием электрозащитных средств. При проведении экспериментов в опытной электрической сети при работе в ячейке нагрузочных сопротивлений используются указатели напряжения, служащие для проверки наличия или отсутствия напряжения на токоведущих частях электроустановок.

6 Обработка и анализ экспериментальных данных

Изменения информационных параметров электрической сети, полученные в ходе экспериментальных исследований, подвергаются анализу в следующих параграфах, целью которого является формулировка требований к устройству защиты при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ.

3.2 Исследования режимных параметров в электрической сети 6–10/0,38 кВ при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ

В [2; 67; 118 и др.] приводятся исследования режимов работы электрических сетей при возникновении продольной несимметрии, но они касаются сетей напряжением 110 кВ и выше. Авторы [63; 76 и др.] в своих публикациях, посвящённых несимметричным режимам работы силовых трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ, рассматривают только влияние на работу трансформаторов несимметричной нагрузки потребителей.

В работах по релейной защите [6; 14; 66; 162; 163] авторы анализируют изменения токов короткого замыкания, возникающих на стороне НН понижающих трансформаторов 6–10/0,4 кВ, при их переходе на сторону высшего напряжения (ВН). Подход к исследованию изменения токов с использованием метода симметричных составляющих может быть применён и к исследованию изменения напряжений, но уже при переходе через трансформатор со стороны ВН на сторону НН – это фактически «зеркальная задача».

В параграфе 3.2 диссертационной работы проведён анализ изменений напряжений, перечисленных в 3.1.3, при различных режимах эксплуатации ВЛ для определения конкретного режимного параметра, который может быть использован при построении устройства защиты ВЛ 6–10 кВ при ОФП.

3.2.1 Изменения напряжений при симметричной нагрузке потребителей 380 В

Проанализируем изменения векторов линейных и фазных напряжений до и после трансформатора, работающего при ОФП на стороне ВН [44; 170; 172].

При этом нами были приняты следующие допущения:

- коэффициент трансформации принят равным единице ($K = 1$),
- токи нагрузки не учитывались, т. е. изменения напряжений рассмотрены для трансформатора, работающего на холостом ходу.

Рассмотрим на примере двух трансформаторов со схемами соединений обмоток Y/Y_H-0 и Δ/Y_H-11 .

Электрическая сеть с трансформатором Y/Y_H-0 .

В случае применения в электрической сети трансформатора со схемой соединения обмоток «звезда-звезда с нулём» (рисунок 3.4, а) при обрыве фазы В со стороны высокого напряжения, диаграммы линейных векторов напряжений на стороне ВН и фазных на стороне НН показаны на рисунке 3.4, б и 3.4., в, соответственно. Углового сдвига между напряжениями с разных сторон трансформатора не будет вследствие нулевой группы соединения обмоток.

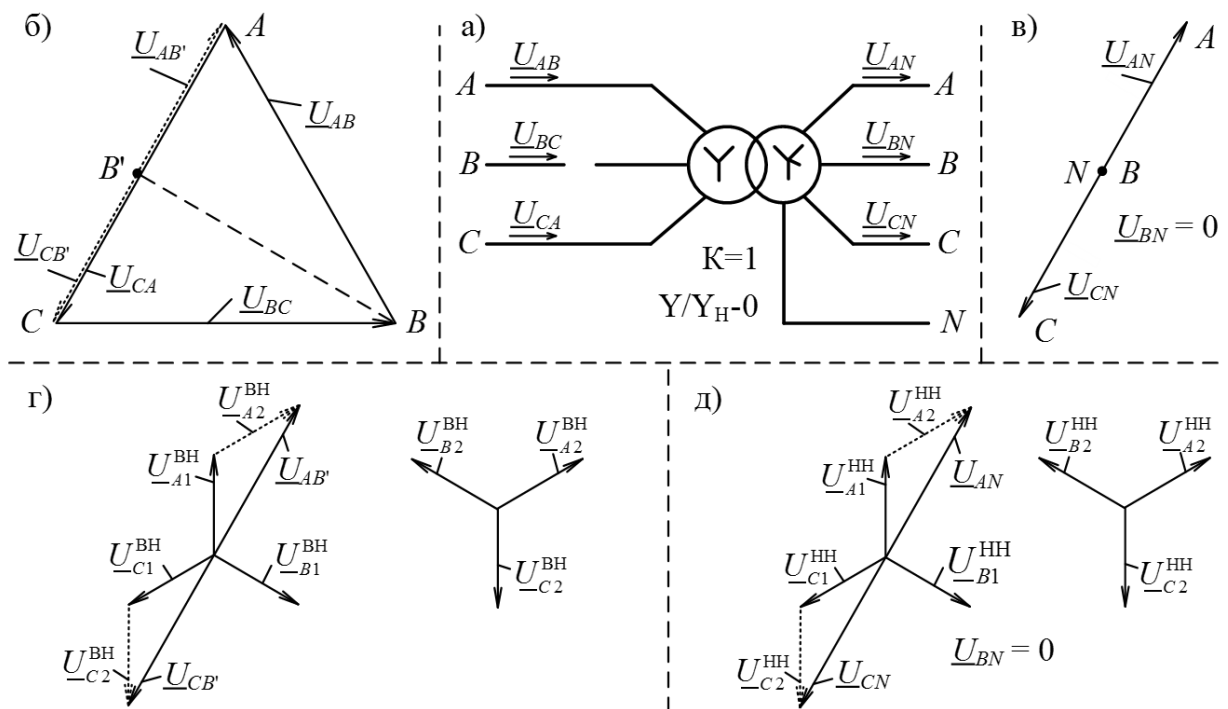


Рисунок 3.4 – Векторные диаграммы напряжений силового трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Y_H-0 при ОФП на стороне ВН

С использованием метода симметричных составляющих [6; 14; 162] на рисунке 3.4, г и 3.4., д показаны вектора напряжений прямой и обратной последовательностей. При этом напряжение \underline{U}_{CA} со стороны ВН остаётся без изменений, а вектора $\underline{U}_{AB'}$ и $\underline{U}_{CB'}$ будут определяться следующим образом:

$$\underline{U}_{AB'} = \underline{U}_{A1}^{BH} + \underline{U}_{A2}^{BH} \quad \text{и} \quad \underline{U}_{CB'} = \underline{U}_{C1}^{BH} + \underline{U}_{C2}^{BH}. \quad (3.1)$$

Вектора фазных напряжений со стороны НН трансформатора будут определяться выражениями:

$$\underline{U}_{AN} = \underline{U}_{A1}^{\text{НН}} + \underline{U}_{A2}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{Л}}^{\text{НН}}}{2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot U_{\Phi}^{\text{НН}}; \quad (3.2)$$

$$\underline{U}_{BN} = \underline{U}_{B1}^{\text{НН}} + \underline{U}_{B2}^{\text{НН}} = 0; \quad (3.3)$$

$$\underline{U}_{CN} = \underline{U}_{C1}^{\text{НН}} + \underline{U}_{C2}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{Л}}^{\text{НН}}}{2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot U_{\Phi}^{\text{НН}}. \quad (3.4)$$

Для анализа и расчётов несимметричных режимов работы трёхфазных электрических сетей широко используются симметричные составляющие – напряжение нулевой и обратной последовательностей, которые получаются в результате обработки данных о линейных и фазных напряжениях [49; 67; 118 и др.]. Эти два напряжения несут информацию о возникающих несимметричных режимах электрической сети в более компактном виде, чем шесть напряжений – три фазных и три линейных.

Для рассматриваемой схемы электрической сети 10/0,38 кВ (рисунок 3.4, а) можно рассчитать напряжение обратной последовательности на стороне как высшего, так и низшего напряжений трансформатора, используя известные соотношения, приводимые в литературе [49]. Имея информацию о линейных напряжениях, получим напряжение обратной последовательности U_2 , равное $0,5 \cdot U_{\text{Л}}$.

Для расчёта напряжения нулевой последовательности на стороне высшего напряжения трансформатора для рассматриваемой схемы (рисунок 3.4, а) нет достаточной информации, чтобы его определить. А на сторону низшего напряжения трансформатора напряжение нулевой последовательности не проходит. Поэтому, это напряжение на данном этапе исследований рассматривать не будем.

Электрическая сеть с трансформатором $\Delta/Y_{\text{Н-11}}$.

Векторные диаграммы на стороне ВН трансформатора со схемой соединения обмоток «треугольник-звезда с нулём» и одиннадцатой группой (рисунок 3.5, а) будут такими же, как и в случае схемы соединения обмоток «звезда-звезда с нулём» (см. рисунок 3.5, б, г).

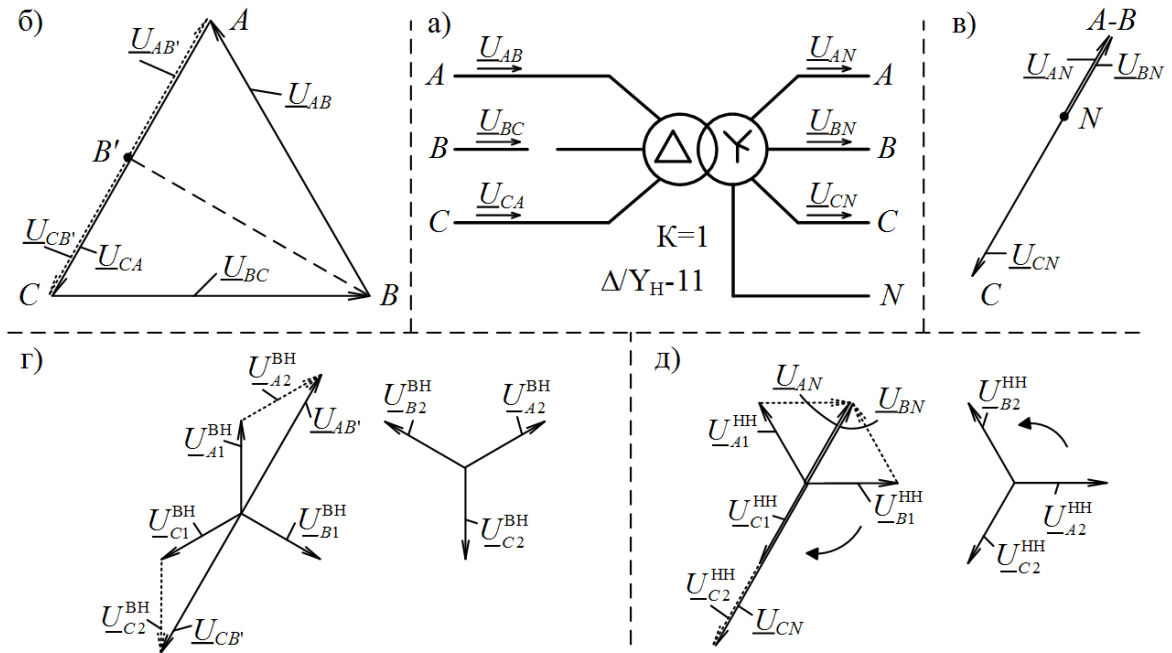


Рисунок 3.5 – Векторные диаграммы напряжений силового трансформатора со схемой соединения обмоток Δ/Y_H-11 при ОФП на стороне ВН

С учётом поворота векторов при переходе через трансформатор с группой 11, на стороне НН векторные диаграммы будут выглядеть, как показано на рисунке 3.5, в, д. При этом фазные напряжения будут определяться выражениями:

$$\underline{U}_{AN} = \underline{U}_{A1}^{HH} + \underline{U}_{A2}^{HH} = \frac{U_{\Phi}^{HH}}{2}; \quad (3.5)$$

$$\underline{U}_{BN} = \underline{U}_{B1}^{HH} + \underline{U}_{B2}^{HH} = \frac{U_{\Phi}^{HH}}{2}; \quad (3.6)$$

$$\underline{U}_{CN} = \underline{U}_{C1}^{HH} + \underline{U}_{C2}^{HH} = U_{\Phi}^{HH}. \quad (3.7)$$

Напряжение обратной последовательности U_2 в этом случае также будет равняться $0,5 \cdot U_{\Phi}$.

При изменении оборванной фазы (А или С вместо В) вид диаграмм напряжений останется без изменений. Поменяются лишь сочетания фаз.

Анализ векторных диаграмм показал, как ведут себя фазные напряжения в сети 380 В и линейные напряжения в сети 6–10 кВ, а также напряжение U_2 при ОФП ВЛ 6–10 кВ [44; 170; 172]:

– одно из линейных напряжений (напряжение между «здоровыми» фазами) на стороне ВН трансформатора (точка 2 и 3) равно $U_{\text{Л}}$, а два других линейных напряжений – $0,5 \cdot U_{\text{Л}}$ не зависимо от схемы соединения обмоток трансформатора;

– фазные напряжения на НН трансформатора (точка 3) меняются от 0 до $U_{\text{Ф}}$ в зависимости от оборванной фазы и схемы соединения обмоток трансформатора. На ВН трансформатора (точка 2) фазные напряжения имеют место быть только в случае соединения обмоток трансформатора по схеме «звезда-звезда с нулём», при этом величины фазных напряжений такие же, как и в точке 3;

– напряжение обратной последовательности равно $0,5 \cdot U_{\text{Л}}$ на обеих сторонах трансформатора независимо от схемы соединения обмоток.

Дальнейшие исследования изменений этих напряжений проведены с использованием компьютерного [154] и физического [48] моделирования с последующей проверкой полученных результатов исследованиями в опытной электрической сети [80].

3.2.2 Изменения напряжений в электрической сети с трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Y_{H} при несимметричной нагрузке потребителей

Проведём исследование изменений напряжений в электрической сети 10/0,38 кВ по её длине в четырёх характерных точках. Исследуем четыре режима работы электрической сети 10/0,38 кВ (см. параграф 3.1.2):

1 – нормальный режим (НР) работы ВЛ-10 кВ при четырёх вариантах нагрузки потребителей напряжением 380 В;

2–4 – поочерёдный обрыв провода фаз А, В или С ВЛ-10 кВ (ОФА, ОФВ, ОФС) при четырёх вариантах нагрузки потребителей напряжением 380 В.

В приложении Д представлены таблицы с полными результатами исследований изменений напряжений и токов в электрической сети 10/0,38 кВ, полученные с помощью компьютерного моделирования. В таблицах Д.1–Д.8 приведена инфор-

мация о следующих параметрах электрической сети: фазные и линейные напряжения, напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей; углы между фазными напряжениями; линейные токи; токи прямой, обратной и нулевой последовательностей; мощность нагрузки по фазам и суммарная. Параметры рассчитаны для четырёх упомянутых выше режимов в четырёх характерных точках электрической сети 10/0,38 кВ с трансформатором со схемами соединения обмоток как Y/Y_H , так и Δ/Y_H .

В таблице 3.2 представлены выборочные данные результатов исследований изменений напряжений U_2 и U_0 в четырёх характерных точках электрической сети напряжением 10/0,38 кВ (рисунок 3.3) с трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Y_H , полученные с помощью компьютерного моделирования. Напряжения представлены в относительных единицах (о. е.): напряжение U_0 приведено к соответствующим фазным напряжениям, а напряжение U_2 – к соответствующим линейным напряжениям, измеренным в четырёх характерных точках при работе сети 10/0,38 кВ на холостом ходу, т. е. при отсутствии нагрузок потребителей, подключённых к ВЛ-380 В.

Проведём анализ изменения напряжений [173].

1 Напряжение нулевой последовательности U_0 .

1.1 При нормальном режиме работы электрической сети 10/0,38 кВ:

– напряжение U_0 в сети 10 кВ (в точках 1 и 2; режимы 1.1–1.4) равно нулю (следует отметить, что при наличии естественной несимметрии ёмкостных проводимостей фаз ВЛ 6–10 кВ относительно земли, это напряжение может достигать не более 0,75–2 % фазного значения);

– напряжение U_0 в сети 380 В (точки 3 и 4) при симметричной нагрузке и на холостом ходу ВЛ-380 В (режимы 1.1 и 1.4) равно нулю, а при наличии несимметрии нагрузки потребителей 380 В (режимы 1.2 и 1.3) составляет 2,1–16,2 % фазного напряжения и обусловлено несимметрией фазных нагрузок потребителей 380 В.

Таблица 3.2 – Изменения напряжений U_0 и U_2 (о. е.) в характерных точках электрической сети напряжением 10/0,38 кВ, полученные с помощью компьютерного моделирования

| Номер режима | Нагрузка по фазам, % | | | Точка 1 | | Точка 2 | | Точка 3 | | Точка 4 | |
|---|----------------------|-------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | P_A | P_B | P_C | U_0 | U_2 | U_0 | U_2 | U_0 | U_2 | U_0 | U_2 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 100 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.2 | 0 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0,021 | 0,004 | 0,147 | 0,032 |
| 1.3 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0,023 | 0,003 | 0,162 | 0,027 |
| 1.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 Обрыв провода фазы А | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 100 | 100 | 100 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,499 | 0 | 0,497 | 0 | 0,46 |
| 2.2 | 0 | 100 | 100 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,499 | 0 | 0,497 | 0 | 0,46 |
| 2.3 | 0 | 0 | 100 | 0,004 | 0 | 0,95 | 0,95 | 0,011 | 0,95 | 0,079 | 0,94 |
| 2.4 | 0 | 0 | 0 | 0,003 | 0 | 0,5 | 0,500 | 0 | 0,5 | 0 | 0,5 |
| 3 Обрыв провода фазы В | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 100 | 100 | 100 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,499 | 0 | 0,497 | 0 | 0,46 |
| 3.2 | 0 | 100 | 100 | 0,002 | 0 | 0,491 | 0,49 | 0,022 | 0,489 | 0,154 | 0,477 |
| 3.3 | 0 | 0 | 100 | 0,002 | 0 | 0,526 | 0,526 | 0,011 | 0,525 | 0,079 | 0,533 |
| 3.4 | 0 | 0 | 0 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,5 | 0 | 0,5 | 0 | 0,5 |
| 4 Обрыв провода фазы С | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 100 | 100 | 100 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,499 | 0 | 0,497 | 0 | 0,46 |
| 4.2 | 0 | 100 | 100 | 0,003 | 0 | 0,573 | 0,572 | 0,022 | 0,572 | 0,154 | 0,559 |
| 4.3 | 0 | 0 | 100 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,5 | 0 | 0,5 | 0 | 0,5 |
| 4.4 | 0 | 0 | 0 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,5 | 0 | 0,5 | 0 | 0,5 |

1.2 При ОФП ВЛ-10 кВ:

– напряжение U_0 в сети 10 кВ (в точке 1; режимы 2.1–4.4) возрастает до 0,2–0,4 % фазного напряжения. Это обусловлено возникновением неравенства ёмкостных проводимостей фаз сети относительно земли из-за обрыва фазного провода;

– напряжение U_0 в сети 10 кВ (в точке 2; режимы 2.1 и 2.4, 3.1 и 3.4, 4.1 и 4.4) при симметричной нагрузке потребителей 380 В, а также на холостом ходу ВЛ-380 В становится равным половине фазного напряжения сети. При остальных режимах (2.2 и 2.3, 3.2 и 3.3, 4.2 и 4.3) на продольную несимметрию ВЛ-10 кВ

накладывается несимметрия фазных нагрузок потребителей сети 380 В (вследствие искажения треугольников векторов линейных напряжений как на стороне низшего, так и высшего напряжения трансформатора [63; 81]), что, в зависимости от сочетания повреждённой фазы ВЛ-10 кВ и несимметрии фазных нагрузок, сопровождается изменением U_0 в пределах 50–95 % фазного напряжения;

– напряжение U_0 в точках 3 и 4 при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ не меняется – оно остаётся тем же, что и при нормальном режиме работы ВЛ-10 кВ. Это подтверждают теоретические положения [67; 118; 150], где показано, что напряжение U_0 из сети 10 кВ, работающей с изолированной нейтралью, в сеть 380 В через понижающий трансформатор Т не проходит, независимо от схем соединения обмоток этого трансформатора. Наличие небольшого напряжения U_0 (в точках 3 и 4; режимы 2.2 и 2.3, 3.2 и 3.3, 4.2 и 4.3), равного 1,1–15,4 % фазного напряжения, обусловлено несимметрией фазных нагрузок потребителей.

2 Напряжение обратной последовательности U_2 .

2.1 При нормальном режиме работы электрической сети 10/0,38 кВ:

– напряжение U_2 в сети 10 кВ (в точках 1 и 2; режимы 1.1–1.4) равно нулю или близко к нему – сеть симметричная;

– напряжение U_2 в сети 380 В (в точках 3 и 4) при симметричной нагрузке и на холостом ходу ВЛ-380 В (режимы 1.1 и 1.4) равно нулю, а при наличии несимметрии нагрузки потребителей 380 В (режимы 1.2 и 1.3) изменяется в пределах 0,4–3,2 % линейного напряжения и обусловлено несимметрией фазных нагрузок потребителей.

2.2 При ОФП ВЛ-10 кВ:

– напряжение U_2 в сети 10 кВ (в точке 1; режимы 2.1–4.4) до места обрыва фазного провода остаётся равным нулю, поскольку ВЛ-10 кВ на участке до места обрыва работает в симметричном режиме;

– напряжение U_2 в сети 10 кВ (в точке 2; режимы 2.1 и 2.4, 3.1 и 3.4, 4.1 и 4.4) после места обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ при симметричной нагрузке потребителей 380 В, а также на холостом ходу ВЛ-380 В становится равным половине линейного напряжения сети. При остальных режимах (2.2 и 2.3, 3.2 и 3.3, 4.2 и 4.3)

из-за деформации треугольников линейных напряжений вследствие влияния несимметрии нагрузок потребителей 380 В напряжение U_2 изменяется в пределах 49–95 % линейного напряжения;

– напряжение U_2 в точке 3 в относительных единицах при всех режимах работы электрической сети 10/0,38 кВ (режимы 1.1–4.4) остаётся практически таким, что и в точке 2. Это говорит о том, что при прохождении через понижающий трансформатор Т напряжение обратной последовательности U_2 не изменяется – обусловлено это тем, что треугольник линейных напряжений при трансформации на сторону низшего напряжения сохраняется неизменным, он может поворачиваться с учётом группы соединения обмоток понижающего трансформатора. В точке 4 напряжение U_2 незначительно изменяется из-за влияния несимметрии фазных нагрузок потребителей 380 В.

На рисунке 3.6 в качестве примера показаны изменения векторных диаграмм напряжений для различных точек электрической сети напряжением 10/0,38 кВ при обрыве провода фазы В при симметричной ($P_A = P_B = P_C = 100$ %, режим 3.1) и несимметричной ($P_A = P_B = 0$, $P_C = 100$ %, режим 3.3) нагрузках потребителей напряжением 380 В.

На рисунке 3.6, а видно:

- в точке 1 векторная диаграмма линейных напряжений симметрична;
- в точке 2 вследствие обрыва провода фазы В вершина (точка В) треугольника линейных напряжений перемещается на середину вектора линейного напряжения \underline{U}_{CA} , при этом вектор напряжения \underline{U}_{CA} сохраняет своё положение на комплексной плоскости, два других вектора напряжений \underline{U}_{AB} и \underline{U}_{BC} поворачиваются, уменьшаются в 2 раза и становятся равными половине линейного напряжения \underline{U}_{CA} ;
- в точках 3 и 4 на стороне НН понижающего трансформатора нейтральная точка N находится на середине вектора напряжения \underline{U}_{CA} , два вектора фазных напряжений \underline{U}_{AN} и \underline{U}_{CN} противоположны по фазе и равны половине линейного напряжения \underline{U}_{CA} .

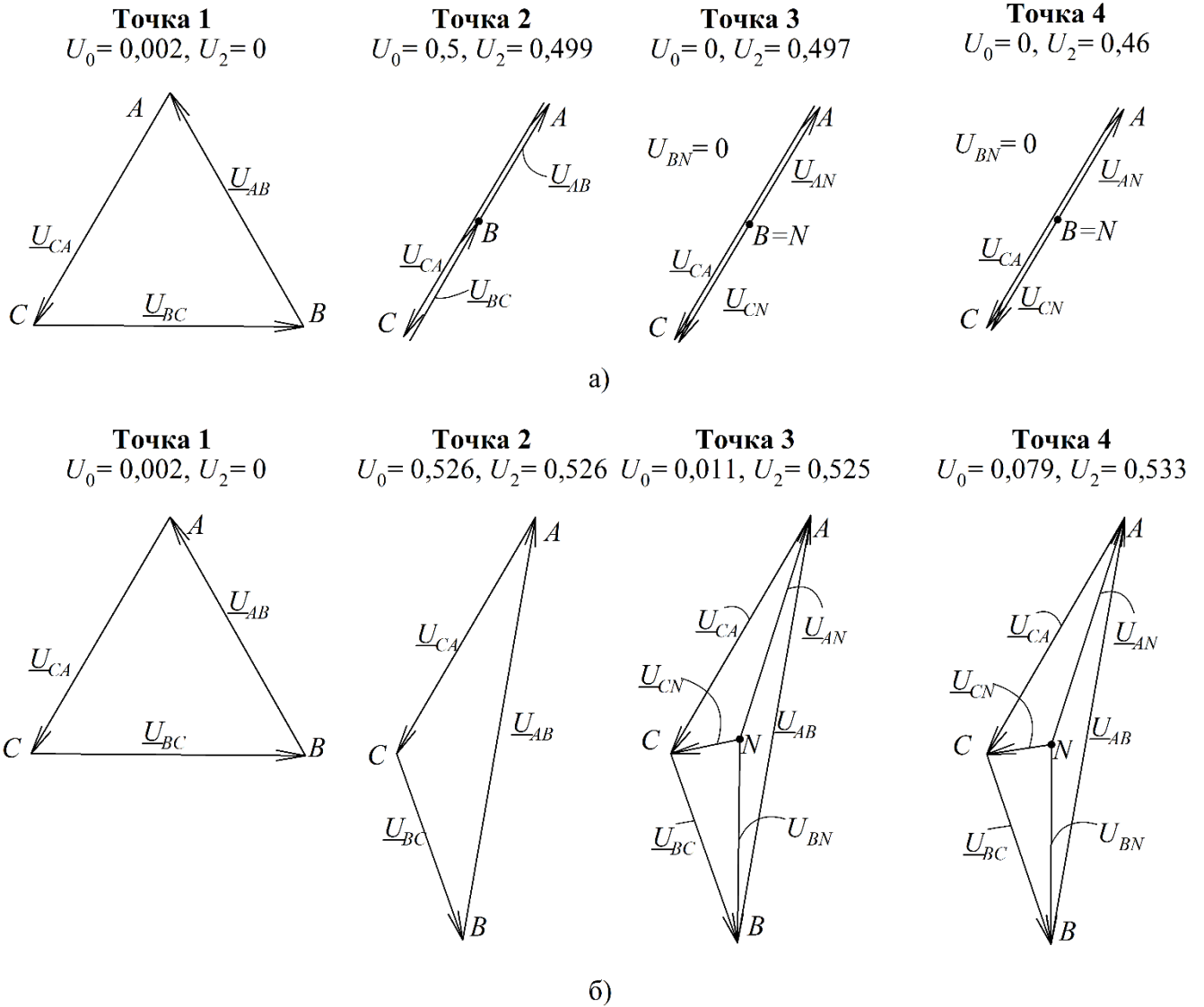


Рисунок 3.6 – Векторные диаграммы напряжений при обрыве провода фазы В при симметричной (а) и несимметричной (б) нагрузках потребителей 380 В в разных точках сети 10/0,38 кВ

При наличии несимметрии фазных нагрузок потребителей 380 В векторные диаграммы линейных напряжений в точках 2, 3 и 4 деформируются (рисунок 3.6, б), при этом точка В векторных диаграмм линейных напряжений перемещается на комплексной плоскости в зависимости от степени несимметрии фазных нагрузок 380 В [172]. Это обусловлено перераспределением магнитных потоков в магнитопроводе понижающего трансформатора (при отсутствии питания фазы В со стороны высшего напряжения).

Исследования изменений напряжений обратной U_2 и нулевой U_0 последовательностей в четырёх характерных точках электрической сети напряжением 10/0,38 кВ (рисунок 3.3) проведены не только на компьютерной модели, но и на физической модели. В опытной электрической сети исследования проведены в двух точках (в точках 3 и 4). Полные результаты исследований на физической модели и в опытной электрической сети представлены в приложениях Е и Ж, соответственно.

На рисунке 3.7 показано наглядное сравнение интересующих нас напряжений для различных точек электрической сети. Напряжения были получены с использованием трёх инструментариев, рассмотренных в параграфе 3.1.4. Пунктиром показаны диапазоны изменения этих напряжений при различных режимах работы ВЛ-10 кВ (нормальный режим и при ОФП фаз А, В или С) и различных степенях несимметрии нагрузок потребителей в сети напряжением 380 В.

Сопоставление результатов исследований показывает их хорошее качественное совпадение, несущественные количественные различия обусловлены некоторым отличием элементов электрической сети 10/0,38 кВ, используемых в реальной сети и в компьютерной и физической моделях [173].

Проведённые исследования изменений напряжений в точках 1–4 электрической сети 10/0,38 кВ позволили сформулировать следующую оценку возможности использования разных информационных параметров для построения релейной защиты при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ.

1 Линейные напряжения в сети 10 кВ и фазные напряжения в сети 380 В при различных режимах работы электрической сети имеют многообразные изменения, не позволяющие построить достаточно простые алгоритмы работы релейной защиты.

2 При измерении напряжения U_0 в точке 2 мы получим информацию об обрыве на линии 10 кВ. Через понижающий трансформатор это напряжение не проходит и, следовательно, в качестве информационного параметра может быть использовано только в точке 2.

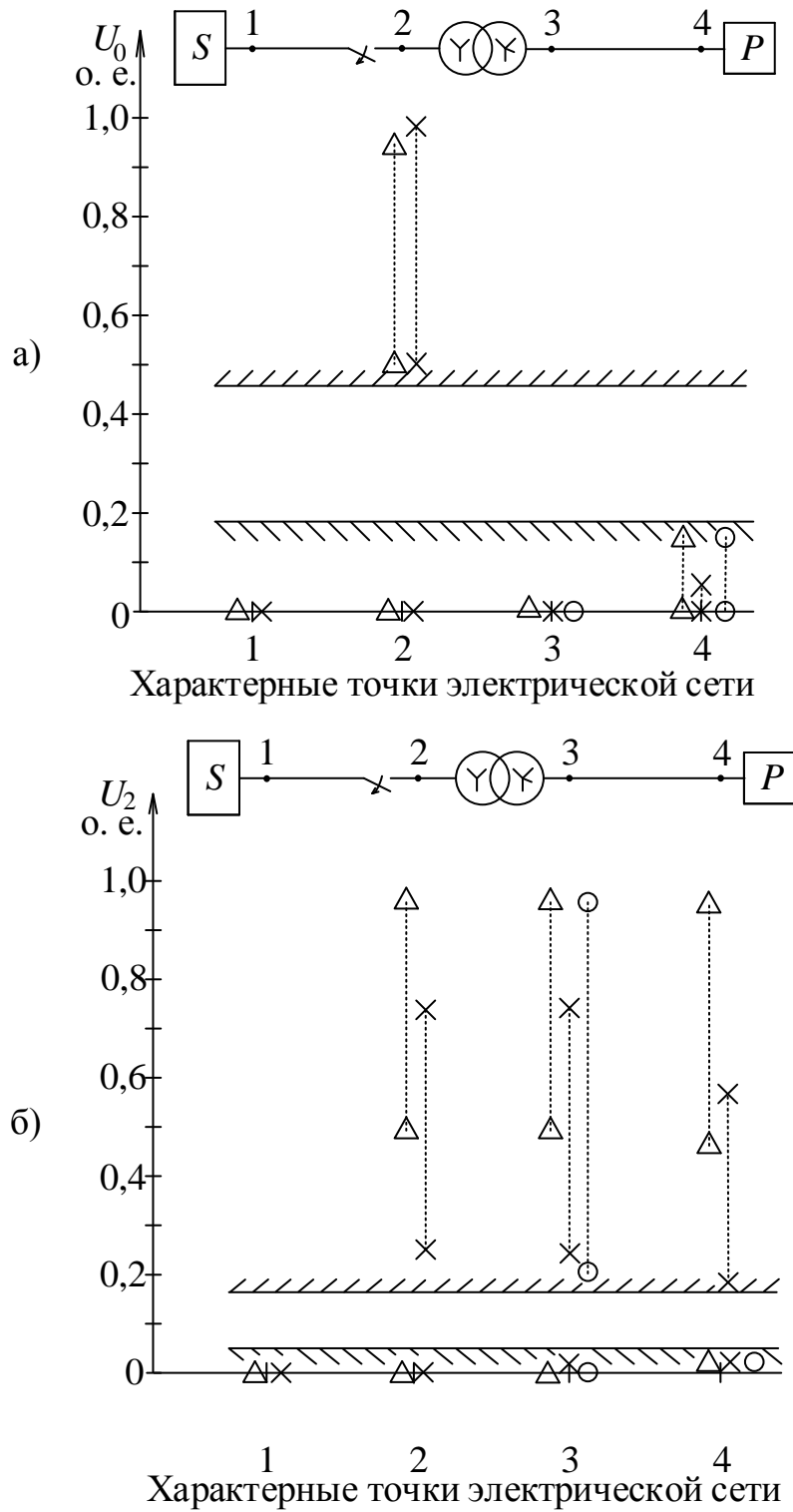


Рисунок 3.7 – Изменения напряжений нулевой U_0 (а) и обратной U_2 (б) последовательностей в разных точках электрической сети 10/0,38 кВ, полученные на КМ (Δ), ФМ (\times) и в ОЭС (\circ):

$\diagup \diagdown$ – область нормального режима работы ВЛ-10 кВ;

$\diagdown \diagup$ – область обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ

3 Напряжение обратной последовательности U_2 об обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ несёт информацию в точках 2, 3 и 4, причём на стороне высшего и низшего напряжения понижающего трансформатора оно изменяется одинаково, а в конце ВЛ-380 В имеет место некоторое влияние несимметрии фазной нагрузки потребителей, за счёт чего напряжение искажается.

Из этого следует, что в выборе информационного параметра предпочтительнее использовать напряжение нулевой последовательности в точке 2 или напряжение обратной последовательности в точках 2, 3.

При выборе места установки защиты стоит отдавать предпочтение схемам надёжным, простым и дешёвым в установке и обслуживании. Устройства защиты, устанавливаемые в точке 2 в конце ВЛ 6–10 кВ, для получения информации используют антенные фильтры [25; 124; 131; 136], ёмкостные [130] и индуктивные [108] измерители, трансформаторы напряжения [125; 127; 142]. Названные элементы выполняются на соответствующее напряжение электрической сети 6–10 кВ и их установка по периферии разветвлённой ВЛ (не менее 5–10 комплектов на ВЛ) представляет достаточно сложную техническую задачу.

На стороне низшего напряжения понижающего трансформатора (точка 3) устройства защиты можно организовать без каких-то специальных согласующих устройств, в частности, без трансформаторов напряжения, производя непосредственное измерение фазных и линейных напряжений 380 В, т. е. они получают конструктивно проще [135; 145]. В настоящее время всё больше трансформаторных подстанций напряжением 6–10/0,4 кВ оснащаются интегрированными устройствами релейной защиты, автоматики и учёта электрической энергии, устанавливаемыми на стороне низшего напряжения. С развитием интеллектуальных электросетей (Smart Grid) происходит внедрение микропроцессорных счётчиков электрической энергии, производящих цифровое измерение токов и напряжений и передачу информации по каналам связи на диспетчерский пункт [114]. Поэтому устройство защиты можно совместить с трёхфазным микропроцессорным счётчиком электрической энергии, соответствующим образом дополнив его программное обеспечение [143].

Проведённое сопоставление мест установки устройств защиты в точках 2 или 3 показывает очевидные преимущества варианта установки в точке 3 [41].

В связи с вышесказанным, в качестве информационного параметра для построения защиты при ОФП ВЛ-10 кВ выбираем напряжение U_2 в точке 3.

Рассмотрим подробнее изменения напряжений в точке 3 для электрической сети напряжением 10/0,38 кВ с понижающим трансформатором, имеющим схему соединения обмоток Y/Y_H , с использованием компьютерной и физической моделей и опытной электрической сети. Выборочные данные результатов исследований представлены соответственно в таблицах 3.3, 3.4 и 3.5.

Таблица 3.3 – Результаты исследований на компьютерной модели

| Номер режима | Нагрузка по фазам, % | | | Фазные напряжения, В | | | Линейные напряжения, В | | | U_2 | |
|------------------------------------|----------------------|-------|-------|----------------------|----------|----------|------------------------|----------|----------|-------|-------|
| | P_A | P_B | P_C | U_{AN} | U_{BN} | U_{CN} | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | В | о.е. |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 100 | 100 | 100 | 241,2 | 241,2 | 241,2 | 417,7 | 417,7 | 417,7 | 0 | 0 |
| 1.2 | 0 | 100 | 100 | 243,3 | 237,2 | 244,2 | 419,9 | 417,7 | 417,4 | 1,6 | 0,004 |
| 1.3 | 0 | 0 | 100 | 246,8 | 238,4 | 240,6 | 419,7 | 419,6 | 417,7 | 1,3 | 0,003 |
| 1.4 | 0 | 0 | 0 | 242,3 | 242,3 | 242,3 | 419,7 | 419,7 | 419,7 | 0 | 0 |
| 2 Обрыв провода фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 100 | 100 | 100 | 0,1 | 208,9 | 208,9 | 208,9 | 417,7 | 208,9 | 208,8 | 0,497 |
| 2.2 | 0 | 100 | 100 | 0,2 | 208,9 | 208,8 | 209,0 | 417,7 | 208,7 | 208,7 | 0,497 |
| 2.3 | 0 | 0 | 100 | 280,2 | 339,8 | 117,3 | 611,3 | 418,7 | 272,0 | 398,6 | 0,950 |
| 2.4 | 0 | 0 | 0 | 0,4 | 210,1 | 209,6 | 210,5 | 419,7 | 209,2 | 209,8 | 0,500 |
| 3 Обрыв провода фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 100 | 100 | 100 | 208,9 | 0,1 | 208,9 | 208,9 | 208,9 | 417,7 | 208,8 | 0,497 |
| 3.2 | 0 | 100 | 100 | 254,8 | 87,8 | 165,2 | 342,1 | 84,5 | 418,8 | 205,3 | 0,489 |
| 3.3 | 0 | 0 | 100 | 339,6 | 280,1 | 117,5 | 611,1 | 272,2 | 418,7 | 220,5 | 0,525 |
| 3.4 | 0 | 0 | 0 | 209,6 | 0,4 | 210,1 | 209,2 | 210,5 | 419,7 | 209,8 | 0,500 |
| 4 Обрыв провода фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 100 | 100 | 100 | 208,9 | 208,9 | 0,1 | 417,7 | 208,9 | 208,9 | 208,8 | 0,497 |
| 4.2 | 0 | 100 | 100 | 254,8 | 165,2 | 87,8 | 418,8 | 84,4 | 342,1 | 240,1 | 0,572 |
| 4.3 | 0 | 0 | 100 | 209,9 | 209,9 | 0,1 | 419,7 | 209,8 | 209,9 | 209,8 | 0,500 |
| 4.4 | 0 | 0 | 0 | 210,1 | 209,6 | 0,4 | 419,7 | 209,2 | 210,5 | 209,8 | 0,500 |

Таблица 3.4 – Результаты исследований на физической модели

| Номер ре- жима | Нагрузка по фазам, % | | | Фазные напряжения, В | | | Линейные напряжения, В | | | U_2 | |
|------------------------------------|----------------------|-------|-------|----------------------|----------|----------|------------------------|----------|----------|--------|-------|
| | P_A | P_B | P_C | U_{AN} | U_{BN} | U_{CN} | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | В | о.е. |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 100 | 100 | 100 | 107,7 | 106,4 | 106,6 | 186,3 | 183,6 | 185,5 | 1,62 | 0,009 |
| 1.2 | 0 | 100 | 100 | 110,3 | 106,6 | 107,5 | 189,6 | 183,8 | 188,5 | 3,55 | 0,019 |
| 1.3 | 0 | 0 | 100 | 110,7 | 108,7 | 107,5 | 191,6 | 186,6 | 188,1 | 2,93 | 0,015 |
| 1.4 | 0 | 0 | 0 | 110,6 | 109,5 | 109,5 | 191,6 | 188,9 | 190,5 | 1,55 | 0,008 |
| 2 Обрыв провода фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 100 | 100 | 100 | 14,7 | 95,5 | 88,1 | 105,0 | 183,2 | 82,1 | 81,01 | 0,426 |
| 2.2 | 0 | 100 | 100 | 18,4 | 99,3 | 84,3 | 116,2 | 183,3 | 69,3 | 85,01 | 0,447 |
| 2.3 | 0 | 0 | 100 | 60,3 | 112,8 | 82,1 | 160,8 | 187,8 | 90,2 | 141,1 | 0,741 |
| 2.4 | 0 | 0 | 0 | 20,9 | 105,0 | 85,0 | 125,9 | 190,0 | 64,2 | 98,06 | 0,515 |
| 3 Обрыв провода фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 100 | 100 | 100 | 91,7 | 0,8 | 93,6 | 92,0 | 93,3 | 185,3 | 92,72 | 0,487 |
| 3.2 | 0 | 100 | 100 | 103,7 | 33,3 | 88,5 | 127,3 | 83,0 | 189,5 | 70,64 | 0,371 |
| 3.3 | 0 | 0 | 100 | 102,6 | 56,4 | 94,8 | 136,6 | 117,5 | 188,7 | 46,05 | 0,242 |
| 3.4 | 0 | 0 | 0 | 94,7 | 0,9 | 96,6 | 94,8 | 96,6 | 191,3 | 96,1 | 0,505 |
| 4 Обрыв провода фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 100 | 100 | 100 | 89,3 | 97,1 | 15,7 | 185,9 | 107,9 | 82,1 | 104,42 | 0,549 |
| 4.2 | 0 | 100 | 100 | 100,9 | 91,1 | 38,8 | 187,9 | 99,1 | 121,8 | 127,48 | 0,670 |
| 4.3 | 0 | 0 | 100 | 90,3 | 101,3 | 17,7 | 191,1 | 114,9 | 80,2 | 107,28 | 0,564 |
| 4.4 | 0 | 0 | 0 | 85,4 | 105,8 | 22,2 | 191,1 | 127,8 | 63,4 | 95,61 | 0,502 |

Таблица 3.5 – Результаты исследований в опытной электрической сети

| Номер режима | Нагрузка по фазам, % | | | Фазные напряжения, В | | | Линейные напряжения, В | | | U_2 | |
|------------------------------------|----------------------|-------|-------|----------------------|----------|----------|------------------------|----------|----------|-------|-------|
| | P_A | P_B | P_C | U_{AN} | U_{BN} | U_{CN} | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | В | о.е. |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 100 | 100 | 100 | 242,0 | 242,1 | 242,8 | 418,7 | 420,1 | 420,2 | 0,92 | 0,002 |
| 1.2 | 0 | 100 | 100 | 250,6 | 231,2 | 247,9 | 421,9 | 420,3 | 421,1 | 0,88 | 0,002 |
| 1.3 | 0 | 0 | 100 | 255,5 | 236,8 | 236,0 | 420,2 | 420,6 | 419,7 | 0,48 | 0,001 |
| 1.4 | 0 | 0 | 0 | 243,0 | 242,8 | 243,5 | 420,4 | 421,1 | 421,8 | 0,78 | 0,002 |
| 2 Обрыв провода фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 100 | 100 | 100 | 0,1 | 209,5 | 209,6 | 209,5 | 419,1 | 209,7 | 209,7 | 0,498 |
| 2.2 | 0 | 100 | 100 | 1,4 | 209,4 | 208,5 | 210,2 | 417,9 | 207,7 | 210,0 | 0,499 |
| 2.3 | 0 | 0 | 100 | 224,4 | 274,8 | 194,4 | 459,7 | 409,7 | 333,6 | 397,7 | 0,945 |
| 2.4 | 0 | 0 | 0 | 12,3 | 213,2 | 207,6 | 219,4 | 420,7 | 202,6 | 219,9 | 0,522 |
| 3 Обрыв провода фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 100 | 100 | 100 | 208,4 | 0,7 | 209,1 | 208,3 | 209,2 | 417,5 | 209,3 | 0,497 |
| 3.2 | 0 | 100 | 100 | 259,8 | 82,0 | 162,7 | 341,6 | 87,7 | 419,7 | 203,4 | 0,483 |

Продолжение таблицы 3.5

| Номер режима | Нагрузка по фазам, % | | | Фазные напряжения, В | | | Линейные напряжения, В | | | U_2 | |
|---------------------------------|----------------------|-------|-------|----------------------|----------|----------|------------------------|----------|----------|-------|-------|
| | P_A | P_B | P_C | U_{AN} | U_{BN} | U_{CN} | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | В | о.е. |
| 3.3 | 0 | 0 | 100 | 276,5 | 223,5 | 188,9 | 465,3 | 318,4 | 410,1 | 84,8 | 0,201 |
| 3.4 | 0 | 0 | 0 | 221,2 | 22,7 | 198,9 | 243,8 | 176,5 | 420,1 | 213,5 | 0,507 |
| 4 Обрыв провода фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 100 | 100 | 100 | 208,7 | 208,8 | 0,9 | 417,4 | 208,3 | 209,1 | 208,0 | 0,494 |
| 4.2 | 0 | 100 | 100 | 260,1 | 162,3 | 82,5 | 419,6 | 86,5 | 342,5 | 242,3 | 0,575 |
| 4.3 | 0 | 0 | 100 | 210,6 | 209,4 | 1,5 | 420,0 | 208,4 | 211,6 | 209,0 | 0,496 |
| 4.4 | 0 | 0 | 0 | 225,2 | 194,8 | 32,6 | 419,8 | 164,9 | 256,3 | 221,2 | 0,525 |

На рисунке 3.8 представлены векторные диаграммы напряжений на стороне низшего напряжения понижающего трансформатора, построенные по результатам экспериментов в опытной электрической сети напряжением 10/0,38 кВ. Анализ векторных диаграмм показывает следующее.

1 При симметричной нагрузке трансформатора или при её отсутствии (холостой ход) технологическое нарушение (обрыв) на любой из фаз линии 10 кВ наблюдается соответствие векторных диаграмм (2.1, 3.1, 4.1 и 2.4, 3.4, 4.4) с аналогичными диаграммами, приведёнными на рисунке 3.4.

2 При наличии несимметричных нагрузок однофазных потребителей электроэнергии напряжением 380 В векторные диаграммы напряжений могут существенно отличаться от диаграммы, приведённой на рисунке 3.4, в.

2.1 При исчезновении нагрузки на одной фазе со стороны 380 В и обрыве провода на стороне ВЛ-10 кВ возникает отличие векторных диаграмм 3.2, 4.2 от режимов холостого хода и симметричной нагрузки. Диаграмма же 2.2 становится подобной линии, это объясняется тем, что указанные выше условия возникли, например, в фазе А и а или В и в, или С и с.

2.2 Когда нагрузка исчезает на стороне НН в двух фазах, а на стороне 10 кВ происходит обрыв фазы, векторные диаграммы 2.3, 3.3 деформируются (см. рисунок 3.8). Изменение же диаграммы 4.3 (превращение в линию), обусловлено тем, что технологическое нарушение на стороне 10 кВ и наличие нагрузки на стороне 380 В существуют в одноимённых фазах.

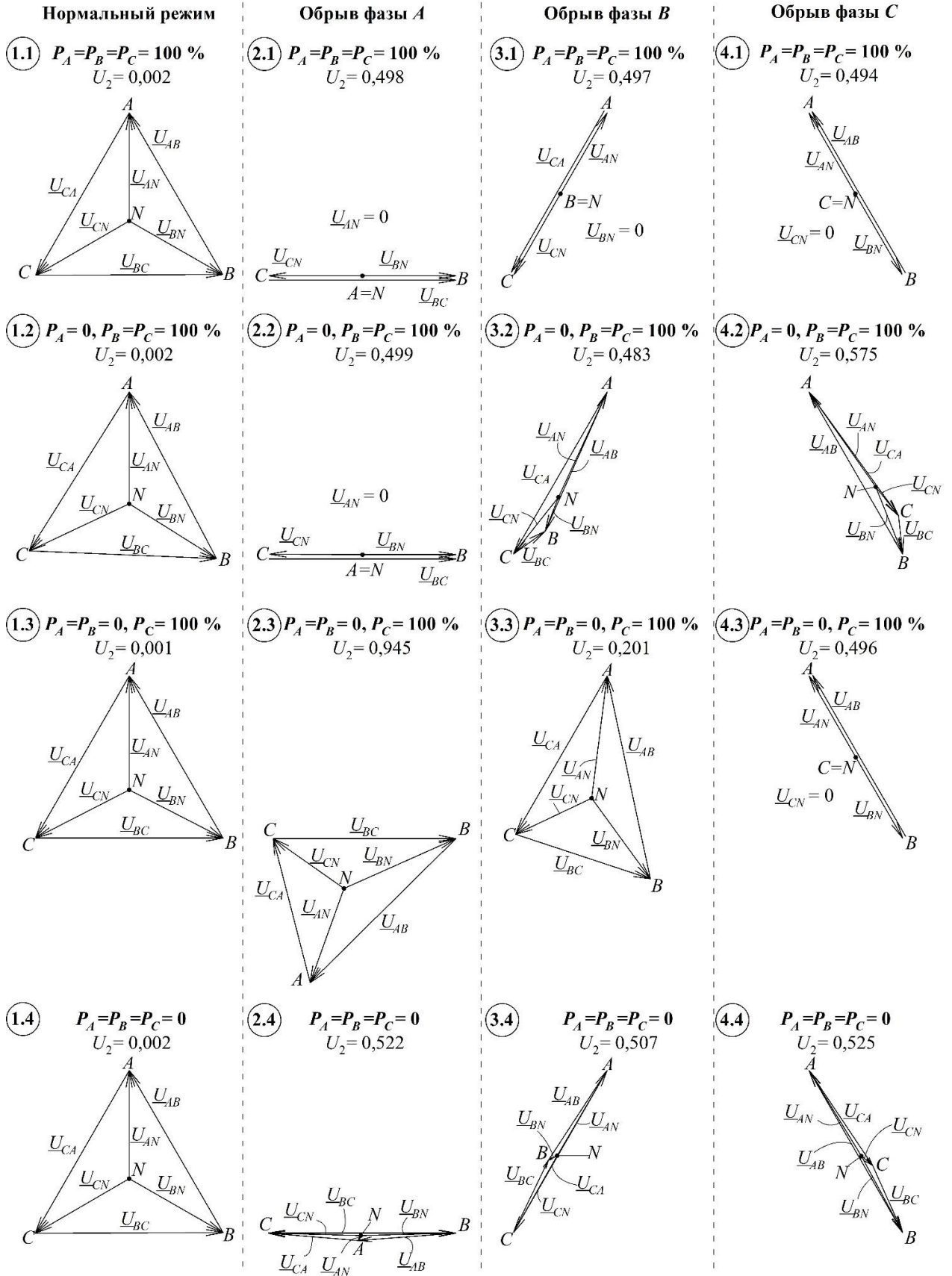


Рисунок 3.8 – Векторные диаграммы напряжений на стороне НН силового трансформатора ТМГ-160/10 со схемой соединения обмоток Y/Y_H-0

3 При НР ВЛ-10 кВ и изменении несимметрии однофазных нагрузок в сети 380 В (векторные диаграммы 1.1–1.4) происходит деформация системы фазных и линейных напряжений на стороне НН (смещение нейтральной точки N), что приводит к их отклонению от номинального значения в пределах допустимых $\pm 5\%$.

Деформации векторных диаграмм системы трёхфазных напряжений на стороне НН понижающего трансформатора объясняются влиянием несимметрии электрической нагрузки потребителей напряжением 380 В. Об этом, в частности, говорится в работах [63; 117; 118]. Неравенство фазных токов ведёт к перераспределению магнитных потоков в магнитопроводе трёхфазного трансформатора, и, соответственно, изменению системы фазных и линейных напряжений на стороне НН из-за перемещения нейтральной точки N на фазовой плоскости. При этом вектор линейного напряжения (между здоровыми фазами) сохраняет своё положение.

Таблицы 3.3–3.5 показывают качественное совпадение результатов исследований, проведённых на компьютерной и физической моделях, а также в опытной электрической сети.

Это говорит о том, что указанные изменения напряжения обратной последовательности являются чёткой информацией об обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ и о пригодности результатов компьютерного моделирования для дальнейшего анализа изменения напряжения U_2 в точке 3.

Аналогичные исследования изменений напряжений в электрической сети с трансформатором со схемой соединения обмоток Δ/Y_N проведены, а их результаты представлены в приложении И.

Сведём в таблицу 3.6 результаты всех исследований напряжения обратной последовательности U_2 в точке 3 электрической сети напряжением 10/0,38 кВ [44; 170; 172].

Сводные данные о напряжении обратной последовательности в точке 3 электрической сети напряжением 10/0,38 кВ с понижающими трансформаторами, имеющими разные схемы соединения обмоток Y/Y_N и Δ/Y_N , полученные при исследованиях на компьютерной и физической моделях, а также в опытной электрической

сети, показали не только качественное, но и хорошее количественное совпадение результатов. Это говорит:

- о корректном построении компьютерной и физической моделей, результаты исследований которых совпадают с экспериментальными данными, полученными в опытной электрической сети;
- о правильности проведённых исследований и полученных результатов;
- о пригодности результатов компьютерного моделирования для дальнейшего анализа изменения напряжения U_2 в точке 3;
- о независимости результатов исследований от схемы соединения обмоток трансформатора напряжением 10/0,4 кВ.

Таблица 3.6 – Результаты исследований напряжения U_2 на компьютерной (КМ) и физической (ФМ) моделях и в опытной электрической сети (ОЭС)

| Режим работы ВЛ–10 кВ | Нагрузка по фазам, % | | | Напряжение обратной последовательности U_2 , о. е. | | | | |
|-----------------------|----------------------|-------|-------|---|-------|-------|---|-------|
| | | | | при схеме соединения обмоток трансформатора Y/Y_H-0 | | | при схеме соединения обмоток трансформатора Δ/Y_H-11 | |
| | P_A | P_B | P_C | КМ | ФМ | ОЭС | КМ | ФМ |
| НР | 100 | 100 | 100 | 0 | 0,009 | 0,002 | 0 | 0,004 |
| | 0 | 100 | 100 | 0,004 | 0,019 | 0,002 | 0,004 | 0,016 |
| | 0 | 0 | 100 | 0,003 | 0,015 | 0,001 | 0,003 | 0,013 |
| | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,008 | 0,002 | 0 | 0,005 |
| ОФА | 100 | 100 | 100 | 0,497 | 0,426 | 0,498 | 0,497 | 0,471 |
| | 0 | 100 | 100 | 0,497 | 0,447 | 0,499 | 0,679 | 0,618 |
| | 0 | 0 | 100 | 0,950 | 0,741 | 0,945 | 0,616 | 0,617 |
| | 0 | 0 | 0 | 0,500 | 0,515 | 0,522 | 0,500 | 0,503 |
| ОФВ | 100 | 100 | 100 | 0,497 | 0,487 | 0,497 | 0,497 | 0,477 |
| | 0 | 100 | 100 | 0,489 | 0,371 | 0,483 | 0,478 | 0,335 |
| | 0 | 0 | 100 | 0,525 | 0,242 | 0,201 | 0,498 | 0,500 |
| | 0 | 0 | 0 | 0,500 | 0,505 | 0,507 | 0,500 | 0,513 |
| ОФС | 100 | 100 | 100 | 0,497 | 0,549 | 0,494 | 0,497 | 0,500 |
| | 0 | 100 | 100 | 0,572 | 0,670 | 0,575 | 0,499 | 0,514 |
| | 0 | 0 | 100 | 0,500 | 0,564 | 0,496 | 0,515 | 0,403 |
| | 0 | 0 | 0 | 0,500 | 0,502 | 0,525 | 0,500 | 0,491 |

3.3 Исследование влияния режимов и параметров сети на напряжение обратной последовательности в электрической сети 10/0,38 кВ

В параграфе 3.2 проведено исследование четырёх режимов работы электрической сети 10/0,38 кВ (нормальный режим и поочерёдные обрывы фаз линии 10 кВ при изменении фазной несимметрии потребителей 380 В), которые устройство защиты должно чётко идентифицировать как основные режимы. Однако, при эксплуатации сети возможны другие режимы, которые связаны с различного рода повреждениями. Повреждения сети могут появляться как отдельные события, например, только в сети 10 кВ или 380 В, или события могут происходить одновременно. Наиболее вероятные семнадцать режимов работы электрической сети подробно описаны в 3.1.2. В данном параграфе приведены результаты исследования режимов 5–17. Для наглядности и удобства анализа полученных результатов описание режимов представлены в виде таблицы 3.7. Отметим, что, как и в предыдущих исследованиях, для каждого режима рассмотрены четыре варианта изменения фазной нагрузки потребителей 380 В.

Таблица 3.7 – Режимы работы

| | | | | | | |
|-----------------------|------------------|------------------|--------------------|-----------------------|----------------|-----|
| Номер режима | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Режим работы ВЛ-10 кВ | Нормальный режим | | | | | |
| Режим работы ВЛ-380 В | K ⁽¹⁾ | K ⁽²⁾ | K ^(1,1) | Обрыв одной фазы (ОФ) | Обрыв двух фаз | ОНП |

Продолжение таблицы 3.7

| | | | | | | | |
|-----------------------|-------------|-----|-------------------------------|---------------------------------|------------------------|------------------|-----|
| Номер режима | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Режим работы ВЛ-10 кВ | ОФ | ОЗЗ | ОФ + ОЗЗ со стороны источника | ОФ + ОЗЗ со стороны потребителя | ОФ + ОЗЗ с двух сторон | K ⁽²⁾ | ДЗЗ |
| Режим работы ВЛ-380 В | Режимы 5–10 | | Режимы 1–10 | | | | |

Результаты исследования влияния 5–17 режимов проведено на КМ [156]. Ранее было показано, что схема соединения обмоток трансформатора не влияет на результаты исследования напряжения U_2 , поэтому исследования проведены только с трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Y_n .

Режимы 5–10 являются нормальными режимами работы для ВЛ-10 кВ, в то время как в ВЛ-380 В смоделированы такие виды повреждений, как короткие замыкания (режимы 5–7) и обрывы проводов (режимы 8–10).

Режим 11 – обрыв фазного провода ВЛ-10 кВ – рассматривался только с одновременным повреждением ВЛ-380 В (короткие замыкания, обрывы), т. к. нормальный режим ВЛ-380 В исследовался ранее в режимах 2–4.

Режим 12 – однофазное замыкание на землю в сети 10 кВ и все рассматриваемые режимы работы ВЛ-380 В.

Режим ОЗЗ часто является следствием обрыва и падения фазного провода ВЛ-10 кВ на землю. В работе рассмотрены три режима одновременного обрыва провода с его ОЗЗ:

- ОФ и ОЗЗ со стороны источника питания (режим 13);
- ОФ и ОЗЗ со стороны потребителя (режим 14);
- ОФ и ОЗЗ со стороны источника питания и со стороны потребителя (режим 15).

ОЗЗ происходит, как правило, через сопротивление замыкания на землю $R_{ЗАМ}$, величина которого может составлять от единиц Ом [102] до сотен Ом и более [35; 75] в зависимости от условий контакта упавшего провода с землёй. При исследованиях 13 и 14 режимов интерес представляло минимальное значение сопротивления, поэтому принято $R_{ЗАМ} = 10$ Ом. При моделировании 15 режима проведены исследования с тремя значениями сопротивления $R_{ЗАМ}$ – 10 Ом, 100 Ом и 1000 Ом.

Режимы 11, 13–15 имеют ключевое значение в данной работе, поскольку именно в этих режимах (как и ранее в режимах 2–4) рассматривались обрывы фазного провода ВЛ-10 кВ.

Режимы 16, 17 – двухфазное КЗ и двойное замыкание на землю в сети 10 кВ и различные режимы работы ВЛ-380 В.

На изменения напряжения обратной последовательности U_2 в точке 3 за понижающим трансформатором (см. рисунки 3.2 и 3.3) существенное влияние оказывают двухфазное КЗ ($K^{(2)}$) или двухфазное КЗ на нулевой провод ($K^{(1,1)}$), возникающие в ВЛ-380 В. Рассмотрим два предельных случая – возникновение этих КЗ в конце ВЛ-380 В (у потребителя) и в начале ВЛ-380 В. Исследования проведены для режимов работы ВЛ-10 кВ 6, 7, 11–17, результаты представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Диапазон изменения напряжения U_2 при возникновении в ВЛ-380 В междуфазного КЗ ($K^{(2)}$) или двухфазного КЗ на нулевой провод ($K^{(1,1)}$) при разных режимах работы ВЛ-10 кВ

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Диапазон изменения U_2 при повреждении ВЛ-380 В | | |
|--------------|--------------------------------------|----------------------|---|-------------|-------------|
| | | | в начале | в конце | |
| 6 | НР | $K^{(2)}$ | 0,494–0,496 | 0,054–0,059 | |
| 7 | НР | $K^{(1,1)}$ | 0,463–0,467 | 0,049–0,055 | |
| 11 | ОФ | $K^{(2)}, K^{(1,1)}$ | 0,009–0,577 | 0,455–0,579 | |
| 12 | ОЗЗ | $K^{(2)}, K^{(1,1)}$ | 0,463–0,496 | 0,049–0,059 | |
| 13 | ОФ + ОЗЗ со стороны источника | $K^{(2)}, K^{(1,1)}$ | 0,015–0,577 | 0,454–0,579 | |
| 14 | ОФ + ОЗЗ со стороны потребителя | $K^{(2)}, K^{(1,1)}$ | 0,026–0,578 | 0,233–0,586 | |
| 15 | ОФ + ОЗЗ с двух сторон при $R_{ЗАМ}$ | $K^{(2)}, K^{(1,1)}$ | 10 Ом | 0,406–0,547 | 0,047–0,074 |
| | | | 100 Ом | 0,42–0,604 | 0,04–0,189 |
| | | | 1000 Ом | 0,115–0,574 | 0,26–0,458 |
| 16 | $K^{(2)}$ | $K^{(2)}, K^{(1,1)}$ | 0,195–0,5 | 0,451–0,5 | |
| 17 | ДЗЗ | $K^{(2)}, K^{(1,1)}$ | 0,195–0,5 | 0,451–0,5 | |

При возникновении в ВЛ-380 В двухфазного КЗ ($K^{(2)}$) или двухфазного КЗ на нулевой провод ($K^{(1,1)}$) «деформируется» треугольник линейных напряжений электрической сети 380 В, линейное напряжение между повреждёнными фазами уменьшается в пределе до нулевого значения, соответственно увеличивается напряжение U_2 . При этом следует отметить, что на токи КЗ и линейные напряжения сети 380 В существенное влияние оказывают значительные активные и индуктивные сопро-

тивления ВЛ-380 В, вследствие чего треугольник линейных напряжений на выводах трансформатора искажается меньше при $K^{(2)}$ или $K^{(1,1)}$ в конце ВЛ-380 В, чем при тех же КЗ в начале ВЛ-380 В. Соответственно, при приближении места КЗ к трансформатору происходит увеличение напряжения U_2 .

Максимальное влияние режимов $K^{(2)}$ и $K^{(1,1)}$ наблюдается в случае их возникновения на стороне НН понижающего трансформатора (в начале ВЛ-380 В). Поэтому при исследованиях влияния других режимов, изменения места повреждения в ВЛ-10 кВ и изменения параметров сети на напряжение U_2 эти КЗ не рассматриваются, т. к. в этих случаях их влияние меньше.

Результаты исследований остальных режимов представлены в таблице 3.9 и на рисунке 3.9.

Таблица 3.9 – Диапазон изменения напряжения U_2 при разных режимах работы электрической сети 10/0,38 кВ

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Диапазон изменения U_2 |
|--------------|--------------------------------------|------------------------------|--------------------------|
| 5 | НР | $K^{(1)}$ | 0–0,004 |
| 8 | НР | ОФ | 0–0,004 |
| 9 | НР | Обрыв двух фаз | 0–0,003 |
| 10 | НР | Обрыв нулевого провода (ОНП) | 0–0,005 |
| 11 | ОФ | Режимы 5, 8–10 | 0,362–0,95 |
| 12 | ОЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | 0–0,005 |
| 13 | ОФ + ОЗЗ со стороны источника | Режимы 1–5, 8–10 | 0,362–0,95 |
| 14 | ОФ + ОЗЗ со стороны потребителя | Режимы 1–5, 8–10 | 0,223–0,649 |
| 15 | ОФ + ОЗЗ с двух сторон при $R_{ЗАМ}$ | 10 Ом | 0–0,006 |
| | | 100 Ом | 0–0,021 |
| | | 1000 Ом | 0,301–0,329 |
| 16 | $K^{(2)}$ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,497–0,501 |
| 17 | ДЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,497–0,501 |

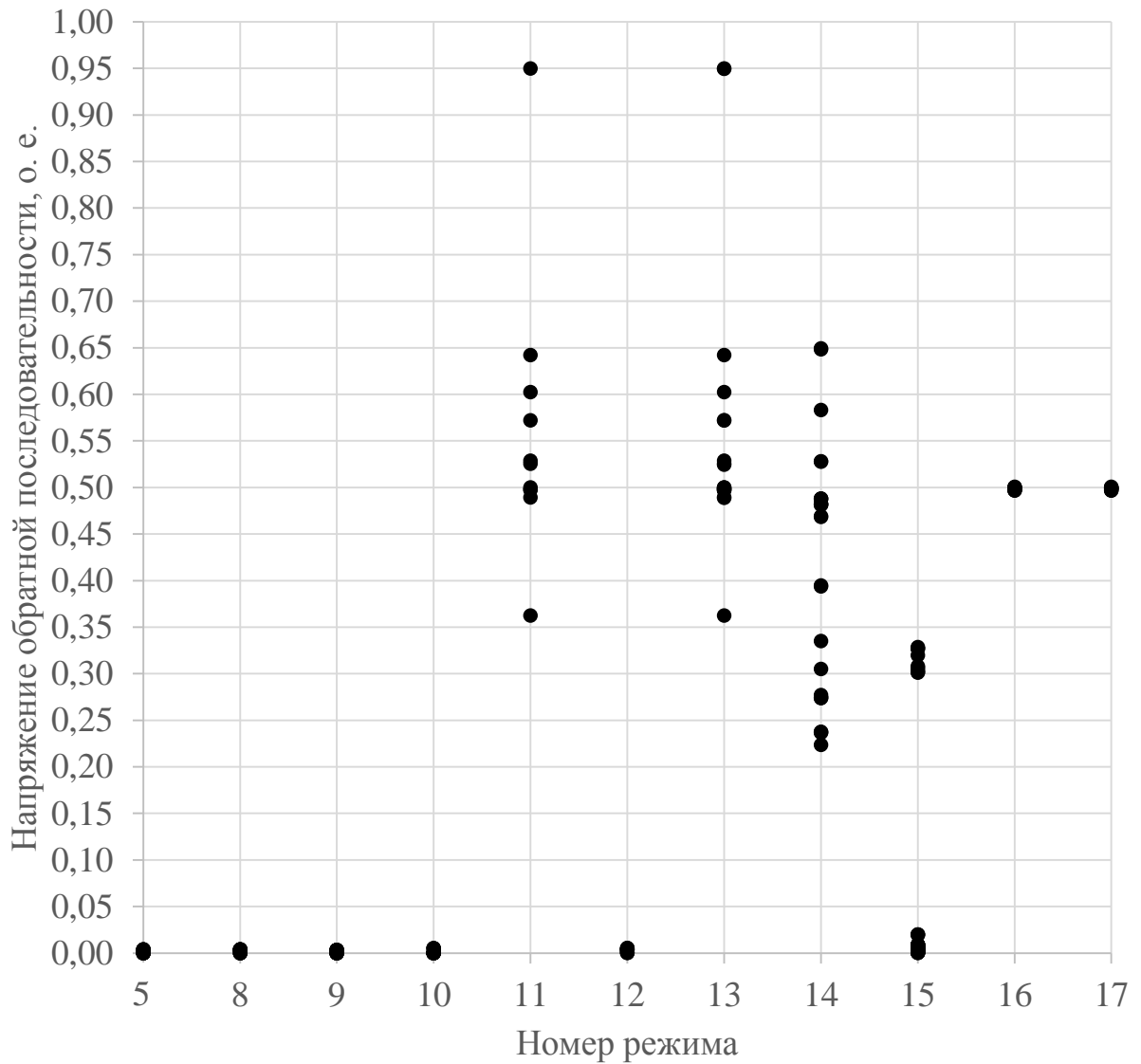


Рисунок 3.9 – Результаты исследований влияния различных режимов на напряжение U_2

Как видно из таблицы 3.9, при нормальном режиме работы сети 10 кВ и при ОЗЗ (режимы 5–10 и 12) U_2 не превышало 0,005 о. е.

При ОФП ВЛ-10 кВ (режим 11) напряжение U_2 в зависимости от режима работы ВЛ-380 В становится больше 0,362 о. е. и практически мало отличается от изменений этого же напряжения в режимах 2–4 (см. таблицу 3.3), когда в сети 380 В изменяется только несимметрия фазной нагрузки потребителей.

При одновременном возникновении в ВЛ-10 кВ обрыва фазного провода и падения его на землю со стороны источника (режим 13) напряжение U_2 в зависимости от режима работы ВЛ-380 В изменяется точно также, как и в режиме 11 (такое ОЗЗ не оказывает влияния на напряжение U_2), а при ОЗЗ со стороны потребителя (режим 14) диапазон изменения напряжения U_2 несколько смещается в меньшую сторону.

Режим 15 (ОФП ВЛ-10 кВ и его падение на землю как со стороны источника, так и со стороны потребителя) является довольно специфичным. Замыкание на землю упавших проводов через два сопротивления $R_{ЗАМ}$ (по одному с каждой стороны) для электрической сети фактически является продольным включением этих двух сопротивлений в разорванный фазный провод. В зависимости от величины сопротивления $R_{ЗАМ}$ изменяется напряжение U_2 . При сопротивлении $R_{ЗАМ} = 10$ Ом нагрузочный ток протекает через два таких сопротивления и землю, и ВЛ-10 кВ практически не чувствует этих повреждений и работает как в нормальном режиме (режим 1) – напряжение U_2 возрастает в 1,5 раза, изменяясь в диапазоне 0–0,006 о. е. Увеличение сопротивления $R_{ЗАМ}$ до 100 Ом ведёт к увеличению диапазона изменения напряжения U_2 . При $R_{ЗАМ} = 1000$ Ом режим работы схож с режимом обрыва фазы и напряжение U_2 возрастает до 0,301–0,329 о. е. В связи с этим дальнейшие исследования имеет смысл проводить при малых значениях сопротивления замыкания на землю, $R_{ЗАМ} = 10$ Ом.

При возникновении двухфазного КЗ или двойного замыкания на землю в линии 10 кВ (режимы 16 и 17) линейное напряжение между повреждёнными фазами уменьшается в пределе до нулевого значения, а напряжение U_2 возрастает до 0,497–0,501 о. е.

Выше приведены результаты исследований только для одной среднестатистической электрической сети, параметры которой представлены в 3.1.1. Для получения более полного представления об изменениях информационного параметра дополнительно проведены исследования при изменении места повреждений в ВЛ-10 кВ и в ВЛ-380 В, а также при изменении различных параметров сети.

В таблице 3.10 перечислены изменения места повреждения и параметров электрической сети, которые могут повлиять на величину напряжения U_2 .

Таблица 3.10 – Изменения места повреждения и параметров электрической сети

| № п/п | Место повреждения ВЛ, параметры электрической сети | Исходное значение, исследованное ранее | Значения, исследованные дополнительно |
|-------|--|--|---------------------------------------|
| 1 | Место повреждения ВЛ-10 кВ | Конец линии | Начало, середина линии |
| 2 | Место повреждения ВЛ-380 В | Конец линии | Начало линии |
| 3 | Длина ВЛ-10 кВ | 10 км | 1 и 20 км |
| 4 | Мощность трансформатора 10/0,4 кВ | 160 кВ·А | 63 и 630 кВ·А |
| 5 | Коэффициент загрузки трансформатора | 0,2 | 0,7 |
| 6 | Сечение проводов ВЛ-10 кВ | 70 мм ² | 35 и 95 мм ² |

1 Изменение места повреждения ВЛ-10 кВ

Так как длины воздушных линий напряжением 10 кВ могут быть значительными, то напряжения на одном из её концов при обрыве провода или при другом повреждении в этом месте линии, могут отличаться от напряжений на другом конце линии. Поэтому, помимо исследований напряжения U_2 при ОФП ВЛ-10 кВ в конце, были проведены исследования при повреждении ВЛ-10 кВ в её начале и середине. Результаты всех трёх исследований сведены в таблицу 3.11.

Таблица 3.11 – Изменения напряжения обратной последовательности при повреждении ВЛ-10 кВ в разных местах

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Диапазон изменения U_2 при повреждении ВЛ-10 кВ | | |
|--------------|----------------|--------------------|---|-------------|-------------|
| | | | в начале | в середине | в конце |
| 1 | НР | НР | < 0,004 | < 0,004 | < 0,004 |
| 2–4 | ОФ | НР | 0,497–0,947 | 0,498–1,0 | 0,489–0,95 |
| 5 | НР | К ⁽¹⁾ | < 0,004 | < 0,004 | < 0,004 |
| 6 | НР | К ⁽²⁾ | 0,055–0,06 | 0,055–0,059 | 0,054–0,059 |
| 7 | НР | К ^(1,1) | 0,05–0,056 | 0,049–0,055 | 0,049–0,055 |

Продолжение таблицы 3.11

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Диапазон изменения U_2 при повреждении ВЛ-10 кВ | | |
|--------------|-------------------------------|------------------|---|-------------|-------------|
| | | | в начале | в середине | в конце |
| 8 | НР | ОФ | < 0,004 | < 0,004 | < 0,004 |
| 9 | НР | Обрыв двух фаз | < 0,003 | < 0,003 | < 0,003 |
| 10 | НР | ОНП | < 0,005 | < 0,005 | < 0,005 |
| 11 | ОФ | Режимы 5, 8–10 | 0,457–0,947 | 0,37–1,0 | 0,362–0,95 |
| 12 | ОЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,005 | < 0,005 | < 0,005 |
| 13 | ОФ+ОЗЗ со стороны источника | Режимы 1–5, 8–10 | 0,498–0,98 | 0,495–0,97 | 0,362–0,95 |
| 14 | ОФ+ОЗЗ со стороны потребителя | Режимы 1–5, 8–10 | 0,346–0,98 | 0,251–0,791 | 0,223–0,649 |
| 15 | ОФ+ОЗЗ с двух сторон | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,007 | < 0,006 | < 0,006 |
| 16 | К ⁽²⁾ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,496–0,501 | 0,496–0,501 | 0,497–0,501 |
| 17 | ДЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,496–0,501 | 0,496–0,501 | 0,497–0,501 |

Из данных таблицы 3.11 можно сделать вывод, что влияние места повреждения ВЛ-10 кВ на величину напряжения обратной последовательности в точке 3 незначительно.

2 Изменение места повреждения ВЛ-380 В

Помимо места повреждения ВЛ-10 кВ может также меняться место повреждения ВЛ-380 В. В таблице 3.12 показаны результаты изменения напряжения U_2 при повреждении ВЛ-380 В в начале и, для сравнения, результаты предыдущих исследований при повреждении в конце ВЛ-380 В.

Во всех режимах происходящие в ВЛ-380 В повреждения, как в начале, так и в её конце, практически не оказывают влияния на изменения напряжения U_2 . Исключение составляют режимы 6 и 7, о которых было сказано ранее.

Таблица 3.12 – Изменения напряжения обратной последовательности при повреждениях ВЛ-380 В в разных местах

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Диапазон изменения U_2 при повреждении ВЛ-380 В | |
|--------------|-------------------------------|--------------------|---|-------------|
| | | | в начале | в конце |
| 1 | НР | НР | < 0,004 | < 0,004 |
| 2–4 | ОФ | НР | 0,489–0,95 | 0,489–0,95 |
| 5 | НР | К ⁽¹⁾ | < 0,004 | < 0,004 |
| 6 | НР | К ⁽²⁾ | 0,494–0,496 | 0,054–0,059 |
| 7 | НР | К ^(1,1) | 0,463–0,467 | 0,049–0,055 |
| 8 | НР | ОФ | < 0,004 | < 0,004 |
| 9 | НР | Обрыв двух фаз | < 0,003 | < 0,003 |
| 10 | НР | ОНП | < 0,005 | < 0,005 |
| 11 | ОФ | Режимы 5, 8–10 | 0,362–0,95 | 0,362–0,95 |
| 12 | ОЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,005 | < 0,005 |
| 13 | ОФ+ОЗЗ со стороны источника | Режимы 1–5, 8–10 | 0,303–0,95 | 0,362–0,95 |
| 14 | ОФ+ОЗЗ со стороны потребителя | Режимы 1–5, 8–10 | 0,205–0,649 | 0,223–0,649 |
| 15 | ОФ+ОЗЗ с двух сторон | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,006 | < 0,006 |
| 16 | К ⁽²⁾ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,497–0,501 | 0,497–0,501 |
| 17 | ДЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,497–0,501 | 0,497–0,501 |

3 Изменение длины ВЛ-10 кВ

При значительных длинах ВЛ в них происходят потери напряжения, что может сказываться и на напряжении обратной последовательности. Для проверки этого утверждения проведены исследования изменения напряжения U_2 при уменьшенной длине линии (1 км вместо 10) и при увеличении длины в 2 раза (20 км). Результаты этих и ранее проведённых исследований (при длине 10 км) приведены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Изменения напряжения обратной последовательности при разных длинах ВЛ-10 кВ

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Диапазон изменения U_2 при длине ВЛ-10 кВ | | |
|--------------|-------------------------------|------------------|---|-------------|-------------|
| | | | 1 км | 10 км | 20 км |
| 1 | НР | НР | < 0,003 | < 0,004 | < 0,004 |
| 2–4 | ОФ | НР | 0,489–0,95 | 0,489–0,95 | 0,489–0,949 |
| 5 | НР | $K^{(1)}$ | < 0,003 | < 0,004 | < 0,004 |
| 6 | НР | $K^{(2)}$ | 0,048–0,052 | 0,054–0,059 | 0,061–0,067 |
| 7 | НР | $K^{(1,1)}$ | 0,043–0,048 | 0,049–0,055 | 0,055–0,062 |
| 8 | НР | ОФ | < 0,003 | < 0,004 | < 0,004 |
| 9 | НР | Обрыв двух фаз | < 0,003 | < 0,003 | < 0,004 |
| 10 | НР | ОНП | < 0,004 | < 0,005 | < 0,006 |
| 11 | ОФ | Режимы 5, 8–10 | 0,362–0,95 | 0,362–0,95 | 0,362–0,949 |
| 12 | ОЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,004 | < 0,005 | < 0,007 |
| 13 | ОФ+ОЗЗ со стороны источника | Режимы 1–5, 8–10 | 0,303–0,95 | 0,362–0,95 | 0,303–0,949 |
| 14 | ОФ+ОЗЗ со стороны потребителя | Режимы 1–5, 8–10 | 0,353–0,977 | 0,223–0,649 | 0,203–0,536 |
| 15 | ОФ+ОЗЗ с двух сторон | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,006 | < 0,006 | < 0,007 |
| 16 | $K^{(2)}$ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,497–0,501 | 0,497–0,501 | 0,496–0,5 |
| 17 | ДЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,497–0,501 | 0,497–0,501 | 0,496–0,5 |

По данным таблицы 3.13 можно сделать вывод, что влияние длины ВЛ-10 кВ на напряжение обратной последовательности в точке 3 незначительно.

4 Изменение мощности трансформатора 10/0,4 кВ

Известно, что рост мощности понижающего трансформатора напряжением 10/0,4 кВ ведёт к увеличению мощности короткого замыкания в электрической сети напряжением 380 В и снижению влияния различных несимметричных режимов на

линейные и фазные напряжения [49; 50]. В работе проведены дополнительные исследования при мощностях трансформатора 63 и 630 кВ·А. Результаты этих и ранее проведённых исследований (при мощности 160 кВ·А) приведены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Изменения напряжения обратной последовательности при разных мощностях трансформатора 10/0,4 кВ

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Диапазон изменения U_2 при мощности трансформатора | | |
|--------------|-------------------------------|--------------------|--|-------------|-------------|
| | | | 63 кВ·А | 160 кВ·А | 630 кВ·А |
| 1 | НР | НР | < 0,009 | < 0,004 | < 0,002 |
| 2–4 | ОФ | НР | 0,494–0,992 | 0,489–0,95 | 0,301–0,75 |
| 5 | НР | К ⁽¹⁾ | < 0,009 | < 0,004 | < 0,002 |
| 6 | НР | К ⁽²⁾ | 0,108–0,118 | 0,054–0,059 | 0,025–0,027 |
| 7 | НР | К ^(1,1) | 0,098–0,111 | 0,049–0,055 | 0,022–0,025 |
| 8 | НР | ОФ | < 0,009 | < 0,004 | < 0,002 |
| 9 | НР | Обрыв двух фаз | < 0,007 | < 0,003 | < 0,001 |
| 10 | НР | ОНП | < 0,011 | < 0,005 | < 0,002 |
| 11 | ОФ | Режимы 5, 8–10 | 0,291–0,992 | 0,362–0,95 | 0,301–0,75 |
| 12 | ОЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,012 | < 0,005 | < 0,002 |
| 13 | ОФ+ОЗЗ со стороны источника | Режимы 1–5, 8–10 | 0,331–0,992 | 0,362–0,95 | 0,3–0,75 |
| 14 | ОФ+ОЗЗ со стороны потребителя | Режимы 1–5, 8–10 | 0,201–0,628 | 0,223–0,649 | 0,473–1,0 |
| 15 | ОФ+ОЗЗ с двух сторон | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,013 | < 0,006 | < 0,004 |
| 16 | К ⁽²⁾ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,491–0,501 | 0,497–0,501 | 0,498–0,5 |
| 17 | ДЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,491–0,501 | 0,497–0,501 | 0,498–0,5 |

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1 Напряжение обратной последовательности U_2 в электрической сети 380 В снижается с увеличением мощности понижающего трансформатора.

2 Изменения напряжения U_2 незначительны и принципиально не искажают характер изменения этого информационного параметра.

5 Изменение коэффициента загрузки (K_3) трансформатора

В реальных условиях сеть 380 В весьма разветвлённая, где от трансформатора напряжением 10/0,4 кВ отходит не одна линия. Поэтому проведены исследования с изменением коэффициента загрузки трансформатора путём введения в сеть дополнительной отходящей от трансформатора линии 380 В с нагрузкой на её конце.

Результаты исследований при разных коэффициентах загрузки трансформатора приведены в таблице 3.15.

Таблица 3.15 – Изменение напряжения обратной последовательности при разных коэффициентах загрузки трансформатора 10/0,4 кВ

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Диапазон изменения U_2 при K_3 | |
|--------------|-------------------------------|------------------|------------------------------------|-------------|
| | | | 0,2 | 0,7 |
| 1 | НР | НР | < 0,004 | < 0,004 |
| 2–4 | ОФ | НР | 0,489–0,95 | 0,495–0,506 |
| 5 | НР | $K^{(1)}$ | < 0,004 | < 0,004 |
| 6 | НР | $K^{(2)}$ | 0,054–0,059 | 0,053–0,058 |
| 7 | НР | $K^{(1,1)}$ | 0,049–0,055 | 0,048–0,054 |
| 8 | НР | ОФ | < 0,004 | < 0,004 |
| 9 | НР | Обрыв двух фаз | < 0,003 | < 0,003 |
| 10 | НР | ОНП | < 0,005 | < 0,005 |
| 11 | ОФ | Режимы 5, 8–10 | 0,362–0,95 | 0,495–0,506 |
| 12 | ОЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,005 | < 0,005 |
| 13 | ОФ+ОЗЗ со стороны источника | Режимы 1–5, 8–10 | 0,362–0,95 | 0,49–0,498 |
| 14 | ОФ+ОЗЗ со стороны потребителя | Режимы 1–5, 8–10 | 0,223–0,649 | 0,485–0,5 |
| 15 | ОФ+ОЗЗ с двух сторон | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,006 | 0,003–0,012 |
| 16 | $K^{(2)}$ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,497–0,501 | 0,496–0,5 |
| 17 | ДЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,497–0,501 | 0,496–0,5 |

Из таблицы 3.15 видно, что при увеличенном коэффициенте загрузки трансформатора при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ изменения напряжения U_2 происходят в пределах 0,495–0,506. Этот диапазон полностью входит в диапазон изменения U_2 при ранее проведённых исследованиях с $K_3 = 0,2$. В остальных же режимах работы диапазон изменения U_2 практически не изменился. Это значит, что влияние коэффициента загрузки трансформатора 10/0,4 кВ незначительно.

6 Изменение сечения проводов ВЛ-10 кВ

Согласно данным параграфа 2.2 воздушные линии 10 кВ выполнены в основном проводами сечением 35–95 мм². Поэтому проведены исследования влияния сечения проводов ВЛ-10 кВ на напряжение U_2 . Дополнительно рассмотрены крайние варианты сечений – 35 и 95 мм². Результаты этих и ранее проведённых исследований (при сечении 70 мм²) приведены в таблице 3.16.

Из таблицы 3.16 видно, что влияние сечения проводов ВЛ-10 кВ на напряжение обратной последовательности в точке 3 незначительно.

Таблица 3.16 – Изменение напряжения обратной последовательности при различных сечениях проводов ВЛ-10 кВ

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Диапазон изменения U_2 при сечении проводов ВЛ-10 кВ | | |
|--------------|-----------------------------|--------------------|--|--------------------|--------------------|
| | | | 35 мм ² | 70 мм ² | 95 мм ² |
| 1 | НР | НР | < 0,004 | < 0,004 | < 0,004 |
| 2–4 | ОФ | НР | 0,489–0,949 | 0,489–0,95 | 0,489–0,95 |
| 5 | НР | К ⁽¹⁾ | < 0,004 | < 0,004 | < 0,004 |
| 6 | НР | К ⁽²⁾ | 0,056–0,061 | 0,054–0,059 | 0,053–0,058 |
| 7 | НР | К ^(1,1) | 0,051–0,057 | 0,049–0,055 | 0,048–0,054 |
| 8 | НР | ОФ | < 0,004 | < 0,004 | < 0,004 |
| 9 | НР | Обрыв двух фаз | < 0,003 | < 0,003 | < 0,003 |
| 10 | НР | ОНП | < 0,005 | < 0,005 | < 0,005 |
| 11 | ОФ | Режимы 5, 8–10 | 0,362–0,949 | 0,362–0,95 | 0,362–0,95 |
| 12 | ОЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,006 | < 0,005 | < 0,005 |
| 13 | ОФ+ОЗЗ со стороны источника | Режимы 1–5, 8–10 | 0,303–0,949 | 0,362–0,95 | 0,303–0,949 |

Продолжение таблицы 3.16

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Диапазон изменения U_2 при сечении проводов ВЛ-10 кВ | | |
|--------------|-------------------------------|------------------|--|--------------------|--------------------|
| | | | 35 мм ² | 70 мм ² | 95 мм ² |
| 14 | ОФ+ОЗЗ со стороны потребителя | Режимы 1–5, 8–10 | 0,209–0,668 | 0,223–0,649 | 0,2–0,639 |
| 15 | ОФ+ОЗЗ с двух сторон | Режимы 1–5, 8–10 | < 0,007 | < 0,006 | < 0,006 |
| 16 | К ⁽²⁾ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,496–0,5 | 0,497–0,501 | 0,497–0,501 |
| 17 | ДЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | 0,496–0,5 | 0,497–0,501 | 0,497–0,501 |

3.4 Анализ логических признаков, характеризующих различные режимы работы электрической сети напряжением 10/0,38 кВ

Конечной целью наших исследований является выявление характерных признаков нормальных и аварийных режимов работы электрической сети 6–10/0,38 кВ. Для решения поставленной задачи их распознавания при разработке устройства защиты крайне важным является выявление максимально и минимально возможных величин напряжений во всех возможных режимах работы сети, которые могут возникнуть в процессе её эксплуатации.

Анализ логических признаков, характеризующих различные режимы работы, проведём для электрической сети напряжением 10/0,38 кВ с трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Y_н.

Проведённые в параграфах 3.2 и 3.3 исследования позволили определить граничные значения изменения U_2 в семнадцати режимах работы сети (таблица 3.17).

Для определения диапазона изменения возможных уставок (зоны уставок) рассмотрим режимы 1 и 2–4, которые отнесём к основным режимам и которые устройство защиты ВЛ-10 кВ должно чётко выявлять. Остальные режимы 5–17 рассмотрим с позиции проверки работоспособности устройства защиты.

Таблица 3.17 – Граничные значения U_2 при различных режимах работы электрической сети

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Инструмент | U_{2min} , о. е. | U_{2max} , о. е. | |
|--------------|--------------------------------------|------------------|------------------|-------------------------|-------------------------|-------|
| 1 | НР | НР | КМ ФМ ОЭС | 0 0,008 0,001 | 0,009 0,019 0,002 | |
| 2–4 | ОФ | НР | КМ ФМ ОЭС | 0,301 0,242 0,201 | 1,0 0,741 0,945 | |
| 5 | НР | $K^{(1)}$ | КМ | 0 | 0,009 | |
| 6 | НР | $K^{(2)}$ | КМ | 0,025 | 0,496 | |
| 7 | НР | $K^{(1,1)}$ | КМ | 0,022 | 0,467 | |
| 8 | НР | ОФ | КМ | 0 | 0,009 | |
| 9 | НР | Обрыв двух фаз | КМ | 0 | 0,007 | |
| 10 | НР | ОНП | КМ | 0 | 0,011 | |
| 11 | ОФ | Режимы 5, 8–10 | КМ | 0,291 | 1,0 | |
| 12 | ОЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | КМ | 0 | 0,012 | |
| 13 | ОФ + ОЗЗ со стороны источника | Режимы 1–5, 8–10 | КМ | 0,3 | 0,992 | |
| 14 | ОФ + ОЗЗ со стороны потребителя | Режимы 1–5, 8–10 | КМ | 0,201 | 1,0 | |
| 15 | ОФ + ОЗЗ с двух сторон при $R_{зам}$ | 10 Ом | Режимы 1–5, 8–10 | КМ | 0 | 0,013 |
| | | 100 Ом | | КМ | 0 | 0,021 |
| | | 1000 Ом | | КМ | 0,301 | 0,329 |
| 16, 17 | $K^{(2)}$, ДЗЗ | Режимы 1–5, 8–10 | КМ | 0,491 | 0,501 | |

Исследования для электрической сети 10/0,38 кВ с понижающим трансформатором, имеющим схему соединения обмоток Y/Y_n , показали, что напряжение обратной последовательности U_2 изменяется в следующих пределах.

1 При нормальном режиме всей электрической сети напряжением 10/0,38 кВ и разной степени несимметрии фазных нагрузок 380 В (режим 1) напряжение обратной последовательности меняется в пределах:

$$0 < U_2^{HP} < 0,019 \text{ о. е.} \quad (3.8)$$

2 В случае ОФП ВЛ-10 кВ и НР ВЛ-380 В с различной степенью несимметрии фазной нагрузки потребителей 380 В (режимы 2–4) напряжение U_2 меняется в пределах:

$$0,201 < U_2^{\text{ОФ}} < 1 \text{ о. е.} \quad (3.9)$$

Следовательно, напряжение уставки для выявления ОФП линии 10 кВ должно находиться в диапазоне:

$$U_2^{\text{НР}} < U_{2,\text{УСТ}} < U_2^{\text{ОФ}} \quad (3.10)$$

или

$$0,019 < U_{2,\text{УСТ}} < 0,201 \text{ о. е.} \quad (3.11)$$

Учитывая максимальные отклонения напряжения питающей сети в диапазоне $\pm 10\%$, значение уставки устройства защиты по напряжению U_2 при ОФП линии 10 кВ с учётом некоторого запаса определены в пределах 0,05–0,17 о. е.:

$$0,05 < U_{2,\text{УСТ}} < 0,17 \text{ о. е.} \quad (3.12)$$

Далее рассмотрены изменения напряжения U_2 при других режимах работы.

3 При нормальном режиме ВЛ-10 кВ и однофазном КЗ в сети 380 В (режим 5) напряжение U_2 меняется в пределах:

$$0 < U_2 < 0,009 \text{ о. е.} \quad (3.13)$$

4 При двухфазных КЗ $K^{(2)}$ и двухфазных КЗ на нулевой провод $K^{(1,1)}$ в сети 380 В в режимах 6, 7, 11–17 (см. таблицу 3.8) напряжение U_2 меняется в пределах:

$$0,009 < U_2 < 0,604 \text{ о. е.} \quad (3.14)$$

5 При нормальном режиме ВЛ-10 кВ и любых обрывах в электрической сети 380 В (режимы 8–10) напряжение U_2 меняется в пределах:

$$0 < U_2 < 0,011 \text{ о. е.} \quad (3.15)$$

6 При обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ, в том числе с двумя вариантами ОЗЗ, и при любых повреждениях в электрической сети 380 В кроме $K^{(2)}$ и $K^{(1,1)}$ (режимы 11, 13, 14) напряжение U_2 меняется в пределах:

$$0,201 < U_2 < 1 \text{ о. е.} \quad (3.16)$$

7 При обрыве фазного провода и одновременном ОЗЗ с двух сторон в ВЛ-10 кВ и при любых повреждениях в электрической сети 380 В кроме $K^{(2)}$ и $K^{(1,1)}$ (режим 15) напряжение U_2 меняется в пределах:

$$0 < U_2 < 0,329 \text{ о. е.} \quad (3.17)$$

8 При ОЗЗ в ВЛ-10 кВ и любом другом режиме работы ВЛ-380 В кроме $K^{(2)}$ и $K^{(1,1)}$ (режим 12) напряжение U_2 меняется в пределах:

$$0 < U_2 < 0,012 \text{ о. е.} \quad (3.18)$$

9 При двухфазном коротком замыкании или двойном замыкании на землю в линии 10 кВ и любом другом режиме работы ВЛ-380 В кроме $K^{(2)}$ и $K^{(1,1)}$ (режимы 16 и 17) напряжение U_2 меняется в пределах:

$$0,491 < U_2 < 0,501 \text{ о. е.} \quad (3.19)$$

На рисунке 3.10 показаны диапазоны значений напряжения U_2 в семнадцати режимах работы электрической сети 10/0,38 кВ (схема соединения обмоток трансформатора «звезда-звезда с нулём»). На этом же рисунке показана зона уставок шириной 0,05–0,17 о. е.

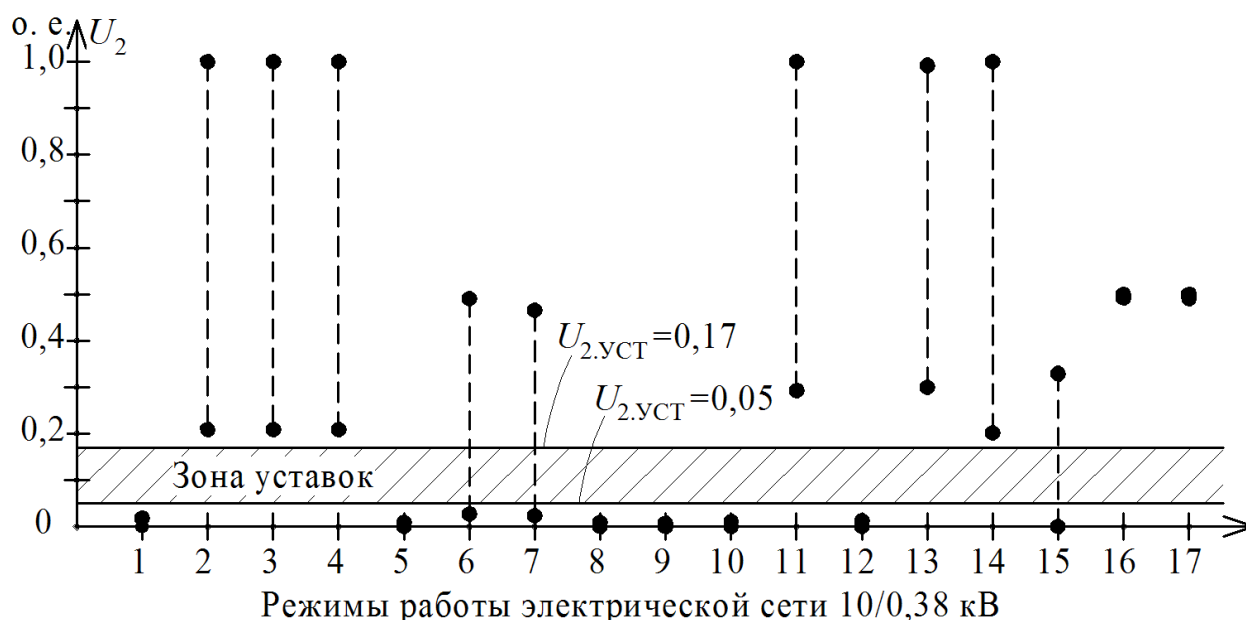


Рисунок 3.10 – Предельно возможные значения напряжения U_2 для семнадцати режимов распределительной сети 10/0,38 кВ

Продолжение таблицы 3.18

| | | | | | | | |
|---|---------------------|-------------|-------------------------------|---------------------------------|------------------------|------------------|-----|
| Номер режима | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Режим работы ВЛ-10 кВ | ОФ | ОЗЗ | ОФ + ОЗЗ со стороны источника | ОФ + ОЗЗ со стороны потребителя | ОФ + ОЗЗ с двух сторон | К ⁽²⁾ | ДЗЗ |
| Режим работы ВЛ-380 В | Ре- жимы 5–10 | Режимы 1–10 | | | | | |
| Возможность использования устройства защиты | + | + | + | + | –/+ | + | + |

2 При возникновении в ВЛ-380 В двухфазного КЗ или двухфазного КЗ на нулевой провод (режимы 6, 7) напряжение U_2 (см. выражение 3.14) может превышать значение $U_{2.уст}$. Такие повреждения в сети 380 В должны отключаться защитами, установленными в начале ВЛ-380 В, в течение от нескольких долей секунды до нескольких секунд [21]. Для того чтобы разработанное устройство защиты ВЛ-10 кВ не реагировало на эти повреждения, в устройстве необходимо предусмотреть выдержку времени длительностью 10–20 секунд, чтобы дать возможность защитами ВЛ-380 В сработать. Учитывая это дополнение, устройство защиты ВЛ-10 кВ должно сработать правильно, поэтому в последней строке таблицы 3.18 в соответствующих колонках проставлен знак «+».

Примечание. Известны случаи, когда защита ВЛ-380 В при удалённых КЗ срабатывает со временем десятки секунд и более или не срабатывает совсем [21]. В этом случае разрабатываемое устройство защиты ВЛ-10 кВ по истечении выдержки времени сработает и выдаст сигнал о наличии повреждения, т. е. выполнит роль резервной защиты.

3 При режимах 2–4, 11, 13, 14, когда происходит ОФП ВЛ-10 кВ, напряжение U_2 превышает значение уставки $U_{2.уст}$ (см. выражения 3.9 и 3.16). Следовательно, можно говорить о чётком срабатывании критерия обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ и правильном реагировании устройства защиты, поэтому в соответствующих колонках таблицы 3.18 проставлен знак «+».

4 При обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ и его падении на землю с двух сторон (режим 15) при небольших значениях сопротивления замыкания $R_{\text{ЗАМ}}$ напряжение U_2 меньше значения уставки $U_{2,\text{УСТ}}$, и устройство защиты ВЛ-10 кВ не срабатывает. При сопротивлении $R_{\text{ЗАМ}} \geq 100$ Ом напряжение U_2 может оказаться больше уставки, и устройство срабатывает. Поэтому в колонке 15 поставлен знак «-/+».

5 В режиме 12 (однофазное замыкание на землю в сети 10 кВ) при отсутствии $K^{(2)}$ и $K^{(1,1)}$ в сети 380 В напряжение U_2 не превышает значения уставки, устройство не среагирует на этот вид повреждения сети 10 кВ, т. е. срабатывает правильно, поэтому в колонке 12 проставлен знак «+».

6 При двухфазном КЗ и двойном замыкании на землю в сети 10 кВ (режимы 16 и 17) напряжение U_2 превышает уставку. Такие КЗ должны отключаться защитами ВЛ-10 кВ. В случае, если эти повреждения ВЛ-10 кВ по каким-то причинам не будут отключены, то предлагаемое устройство защиты по истечении выдержки времени 10–20 секунд сработает и выдаст сигнал об аварии на ВЛ-10 кВ. Поэтому в колонках 16 и 17 проставлен «+».

Проведённый анализ показал, что устройство защиты линии 10 кВ при ОФП должно правильно выделять нормальные и аварийные режимы работы электрической сети 10/0,38 кВ. Исключение составляет режим 15 – обрыв провода ВЛ-10 кВ и замыкание его на землю с двух сторон. Здесь устройство срабатывает правильно только при определённых условиях.

3.5 Выводы по главе 3

1 В результате анализа схемы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ и возможных её состояний определены семнадцать характерных режимов работы, которые могут оказывать существенное влияние на напряжения и токи в данной электрической сети.

2 Среди параметров, характеризующих обрыв фазного провода ВЛ 6–10 кВ, рассмотрены токи (фазные токи и ток обратной последовательности) и напряжения (фазные, линейные и их симметричные составляющие). Это позволило предложить

использовать напряжение U_2 как информационный сигнал для построения защиты ВЛ 6–10 кВ при ОФП.

3 Проведённое сопоставление мест установки устройства защиты в различных точках (1, 2, 3 или 4) электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ показало целесообразность установки устройства защиты в точке 3 (на стороне НН понижающего трансформатора), поскольку в этом случае нет необходимости в каких-либо специальных согласующих устройствах, в частности, трансформаторов напряжения. В этой точке производится непосредственное измерение фазных и линейных напряжений 380 В, т. е. они получаются конструктивно проще. В связи с этим выбрано место установки устройства защиты – сторона низшего напряжения понижающего трансформатора 6–10/0,4 кВ.

4 При анализе изменений напряжения обратной последовательности, происходящих при различных режимах работы электрической сети 10/0,38 кВ, рассмотрены следующие факторы:

- состояния воздушной линии 6–10 кВ: нормальный режим работы, разные сочетания обрыва фазного провода, а также различных видов замыканий;
- состояния воздушной линии 380 В: нормальный режим работы, разные сочетания обрывов фазных и нулевого проводов, а также различных видов замыканий;
- пофазное симметричное и несимметричное изменение электрической нагрузки потребителей напряжением 380 В;
- изменение места повреждения в линиях 6–10 кВ и 380 В;
- изменение длины ВЛ 6–10 кВ;
- различные схемы соединения обмоток понижающего трансформатора 6–10/0,4 кВ, его степень загрузки и мощность;
- различные сечения проводов ВЛ 6–10 кВ.

5 Установлены диапазоны изменений напряжения U_2 в семнадцати режимах работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ.

6 Выявлены логические признаки, различающие и характеризующие разные режимы работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ. Определена зона возможных уставок по напряжению обратной последовательности для устройства защиты и определено значение конкретной уставки для устройства защиты, определяющего обрыв фазного провода ВЛ 6–10 кВ.

7 Проведённый анализ возможности использования выбранного критерия для распознавания обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ показал, что устройство защиты должно правильно выделять нормальные и аварийные режимы работы электрической сети 6–10/0,38 кВ за исключением режима обрыва провода ВЛ с замыканием его на землю с двух сторон – здесь устройство сработает правильно только при определённых условиях (при больших значениях сопротивления замыкания на землю, при которых данный режим будет приближен к режиму чистого обрыва провода).

4 РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ ПРИ ОБРЫВЕ ФАЗНОГО ПРОВОДА

4.1 Классификация защит воздушных линий напряжением 6–10 кВ при обрыве фазного провода

Как было сказано ранее, обнаружение обрывов проводов ВЛ 6–10 кВ имеет актуальное значение. Во второй половине XX-го века было предложено и разработано большое число способов и устройств защиты ВЛ. На основании изучения научно-технической литературы, а также авторских свидетельств и патентов нами проведена систематизация и классификация защит от указанных выше повреждений (подробный анализ защит приведён в [39]):

- 1) защиты, построенные на сравнении величин линейных напряжений [128; 137; 138; 167; 175];
- 2) защиты, построенные на сравнении величин фазных токов [129; 133; 134];
- 3) защиты, реагирующие на токи нулевой и обратной последовательностей электрической сети [15; 61; 108; 144; 146–148; 180 и др.];
- 4) защиты, реагирующие на напряжения обратной и нулевой последовательностей электрической сети [19; 123; 126; 127; 140; 151; 176; 178 и др.];
- 5) защиты, построенные на информации, получаемой от антенных фильтров [24; 25; 124; 130–132; 136];
- 6) защиты, использующие фильтры напряжений обратной и нулевой последовательностей, установленные в электрической сети напряжением 380 В [59; 145; 151];
- 7) защиты, использующие фильтр напряжения U_0 , установленный перед понижающим трансформатором 10/0,38 кВ, и фильтр напряжения U_2 , установленный в сети 380 В [29; 135];
- 8) защиты, использующие датчики тока [27; 38; 97; 174].

Известен ещё целый ряд устройств и способов, которые реализуются на основе устаревшей элементной базе (либо их реализация в современных условиях не имеет смысла), и, соответственно, не представляют значимый практический интерес, поэтому они оставлены без рассмотрения.

Результаты выполненной нами классификации позволили установить.

1 Защиты линий 6–10 кВ строятся на измерении следующих режимных параметров: линейные напряжения, напряжения фаз относительно земли, напряжения и токи обратной и нулевой последовательностей и другие параметры.

2 Рассмотренные нами устройства и способы защиты содержат в основном следующие блоки:

- ёмкостные и индуктивные фильтры напряжений обратной и нулевой последовательностей;
- измерители тока, устанавливаемые на линии 6–10 кВ;
- фильтры напряжений обратной и нулевой последовательностей, устанавливаемые во вторичных цепях;
- логические схемы анализа режима.

Указанный анализ использован нами в последующих параграфах.

4.2 Разработка устройства защиты ВЛ 6–10 кВ при обрыве фазного провода

Развитие интеллектуальных электросетей (Smart Grid) привело к появлению «Smart Metering» (интеллектуального учёта электроэнергии). В настоящее время происходит всё более широкое внедрение микропроцессорных счётчиков электрической энергии, устанавливаемых в трансформаторных подстанциях 6–10/0,4 кВ на стороне низшего напряжения понижающих трансформаторов [114; 158].

Микропроцессорные счётчики электрической энергии – это цифровое измерение токов и напряжений. Специально разработанный измерительный микропроцессор вычисляет значения напряжений и токов, а затем информация уже в оцифрованном виде передаётся через интерфейсы на компьютер. Наряду с общими функциями микропроцессорные счётчики обладают разнообразными программно-

аппаратными опциями, например, возможностью подключения резервного источника питания, телеметрического входа и выхода, реле сигнализации и управления нагрузкой. Системы, построенные на базе этих решений, используются для автоматизации контроля, коммерческого и технического учёта электроэнергии и мощности на энергетических объектах, промышленных предприятиях, в энергосбытовых компаниях, в коммунально-бытовом секторе, а также для создания многоуровневых систем контроля и учёта электроэнергии и мощности в энергосистемах. Для двунаправленного обмена информацией об энергопотреблении в точке учёта используются различные каналы связи: PLS, радио, GSM и другие [3; 111; 112; 179; 183].

Изучение функций и характеристик микропроцессорных счётчиков электрической энергии показывает следующее.

1 Измеряя входные напряжения и токи, кроме основных расчётных параметров, связанных с параметрами электрической энергии, счётчики могут выполнять широкий круг дополнительных расчётов, в частности, определять параметры качества электрической энергии.

2 Дополнительными функциями 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 системы учёта и контроля электрической энергии передают информацию о потребляемой энергии сначала в устройства сбора и передачи данных, располагаемых в питающих пунктах электрической сети, а затем в более высокие уровни или центры обработки данных. Передача информации может осуществляться с использованием радио-, PLC-, GSM-технологий.

4 Микропроцессорные счётчики позволяют дополнять их программное обеспечение, причём это возможно, как на стадии эксплуатации счётчика, так и при его разработке на заводе-изготовителе.

С учётом изложенного можно сделать вывод, что если микропроцессорный счётчик наделить дополнительными функциями, позволяющими определять состояние электрической сети, а используя каналы передачи данных, передавать сигнал о повреждённой воздушной линии на диспетчерский пункт, то можно построить устройство защиты воздушной линии при обрывах фазных проводов ВЛ 6–10 кВ, что позволит снизить вероятность травмирования или гибели человека или животного, оказавшихся под воздействием опасного фактора (электрического тока), вызванного появлением обрыва фазного провода ВЛ 6–10 кВ [169].

Подобные технические решения использования микропроцессорных счётчиков электрической энергии имеются для выявления как обрывов нулевого и фазных проводов в электрической сети напряжением 380 В [45; 106; 171], так и обрывов проводов в электрических сетях напряжением 6–10 кВ [151].

Нами разработано устройство защиты при ОФП ВЛ 6–10 кВ на основе микропроцессорного счётчика, устанавливаемого на стороне НН трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ [44; 46; 143; 170].

Электрическая сеть напряжением 10/0,38 кВ (рисунок 4.1), питающаяся от подстанции ПС 110/10 кВ, состоит из последовательно включённых воздушной линии ВЛ-10 кВ, понижающего трансформатора Т 10/0,4 кВ, воздушной линии ВЛ-380 В и потребителей электрической энергии $P=var$ с пофазно-изменяющейся нагрузкой. Для учёта электрической энергии, потребляемой электроприёмниками напряжением 380 В, на стороне низшего напряжения понижающего трансформатора установлен микропроцессорный счётчик электроэнергии PWh .

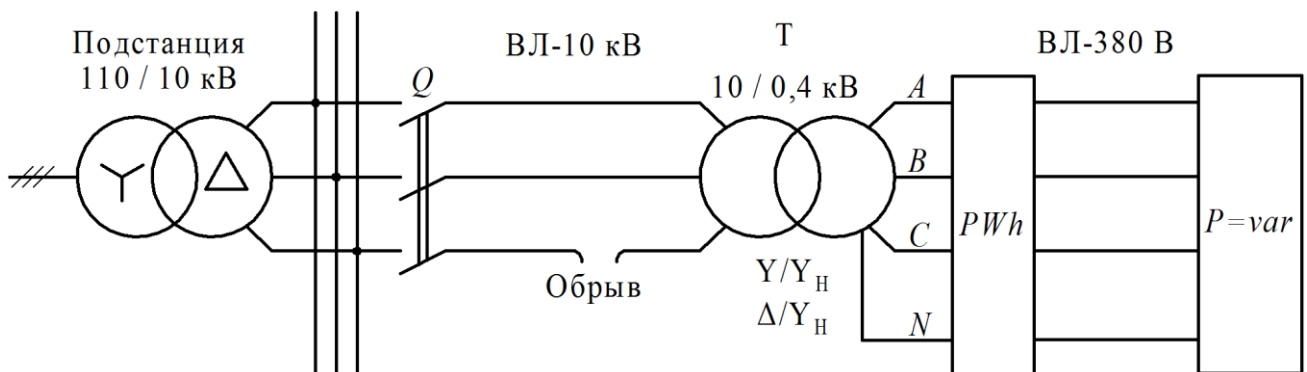


Рисунок 4.1 – Схема электрической сети 10/0,38 кВ с устройством защиты

Исследования процессов в электрических сетях 10/0,38 кВ, проведённые на компьютерной и физической моделях, а также в опытной электрической сети, позволили сформировать дополнительные функции для микропроцессорного счётчика электроэнергии с целью выявления обрыва фазного провода воздушных линий 6–10 кВ [143]. На рисунке 4.2 представлена функциональная схема устройства защиты электрической сети 10/0,38 кВ с включённым в неё микропроцессорным счётчиком электрической энергии.

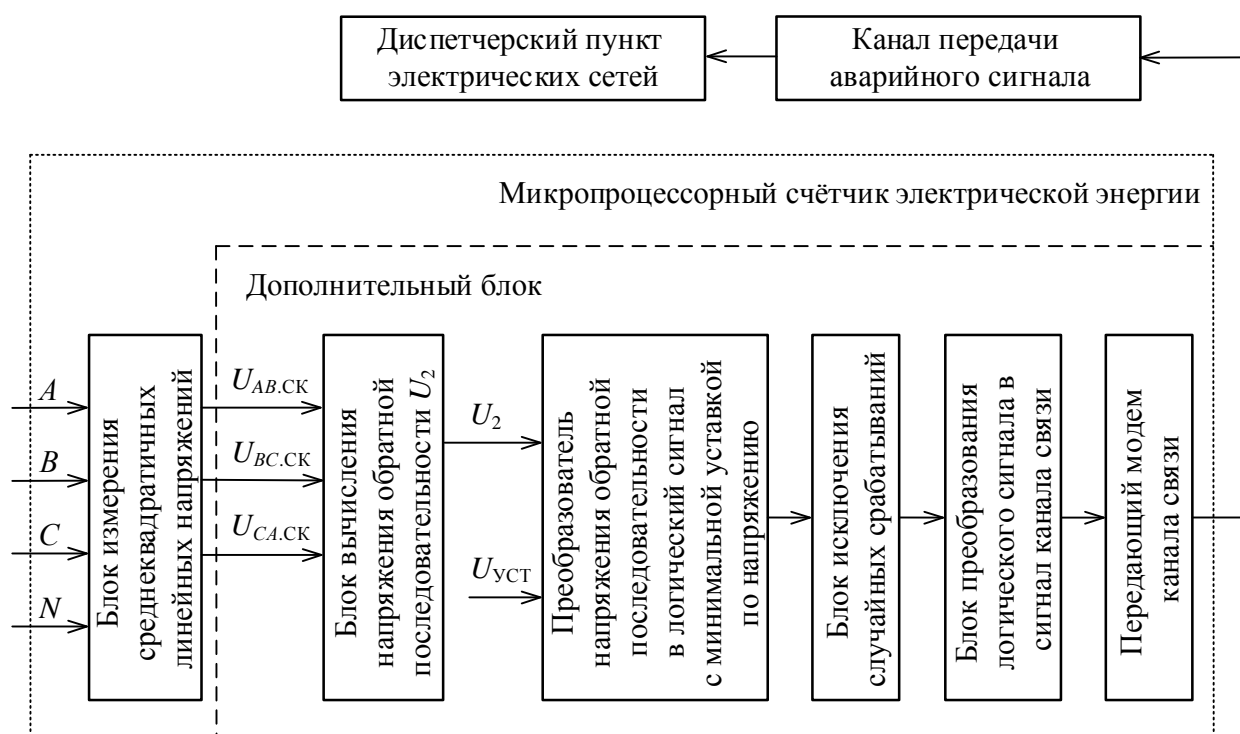


Рисунок 4.2 – Функциональная схема устройства защиты ВЛ-10 кВ при обрыве провода

В микропроцессорный счётчик электрической энергии, в состав которого входит блок измерения линейных напряжений, введён дополнительный блок, который состоит из последовательно соединённых блока вычисления напряжения обратной последовательности, преобразователя напряжения обратной последовательности в логический сигнал с минимальной уставкой по напряжению, блока исключения случайных срабатываний, блока преобразования логического сигнала в

сигнал канала связи и передающего модема канала связи. Передающий модем канала связи связан с каналом передачи аварийного сигнала и предназначен обеспечивать передачу информации на диспетчерский пункт электрических сетей.

Рассмотрим работу устройства защиты. Напряжения фаз сети 380 В относительно нулевого провода U_{AN} , U_{BN} , U_{CN} подаются на входы микропроцессорного счётчика, где блок измерения линейных напряжений выделяет линейные напряжения U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} . Блок вычисления напряжения обратной последовательности, используя линейные напряжения, вычисляет напряжение обратной последовательности U_2 , которое преобразователем сравнивается с напряжением минимальной уставки $U_{2.уст}$ и формирует логический сигнал. Величина уставки $U_{2.уст}$, определённая в параграфе 3.4, равна 0,1 о. е.

При нормальном режиме работы ВЛ 6–10 кВ и широком изменении несимметрии нагрузок потребителей 380 В напряжение обратной последовательности U_2 на стороне низшего напряжения понижающего трансформатора Т не превышает 0,02 о. е., что меньше напряжения уставки $U_{2.уст}$, при этом выходной сигнал преобразователя напряжения обратной последовательности в логический сигнал с минимальной уставкой по напряжению равен логическому нулю.

При ОФП ВЛ 6–10 кВ напряжение U_2 , как минимум, возрастает более 0,2 о. е. и становится больше напряжения уставки $U_{2.уст}$, при этом выходной сигнал преобразователя меняется с логического нуля на логическую единицу.

Блок исключения случайных срабатываний служит для отстройки от случайных срабатываний, которые могут быть вызваны воздействием промышленных или иных помех, а также кратковременных коротких замыканий, которые могут возникать как в электрической сети 6–10 кВ, так и в электрической сети 380 В. Действие этого блока построено подобно действию блока выдержки времени, т. е. его выходной сигнал становится равным логической единице только после выдержки времени длительностью 10–20 секунд. За такой промежуток времени, как правило, происходит отключение коротких замыканий, например, удалённых от ТП в электрической сети напряжением 380 В. Так формируется аварийный сигнал о возникновении ОФП ВЛ 6–10 кВ.

При возникновении обрыва на линии 6–10 кВ аварийный сигнал поступает на вход блока преобразования логического сигнала в сигнал канала связи GSM (возможно использование других видов канала связи – радиоканал, PLC, оптоволокно или др.). Передающий модем канала связи через канал передачи обеспечивает передачу аварийного сигнала на диспетчерский пункт предприятия электрических сетей (ПЭС), где оперативный персонал принимает дальнейшее решение о ликвидации аварийной ситуации на воздушной линии.

Такое устройство защиты не требует установки дополнительной аппаратуры и специальных согласующих устройств, в частности, трансформаторов напряжения, производя непосредственное измерение фазных и линейных напряжений 380 В (см. параграф 3.2.2). Защита реагирует на обрывы фазных проводов в любой точке радиальной воздушной линии напряжением 6–10 кВ. Если ВЛ 6–10 кВ имеет ответвления от радиального участка, то в конце каждого из ответвлений на конечной трансформаторной подстанции на стороне низшего напряжения должен быть установлен микропроцессорный счётчик с дополнительными функциями. В этом случае диспетчеру в зависимости от местоположения повреждённого участка ВЛ могут поступать аварийные сигналы от одного или нескольких устройств защиты. Используя знания об электрической сети (некоторый алгоритм распознавания места обрыва провода), диспетчер определяет повреждённый участок ВЛ и направляет туда оперативно-выездную бригаду.

Предлагаемое устройство защиты реализовано в серийно изготавливаемом микропроцессорном счётчике CE308-S31 [112], программно-доработанным и изготовленным Корпоративным институтом электротехнического приборостроения АО «Электротехнические заводы “Энергомера”».

Рассмотренное устройство защиты позволяет определить зону защиты радиальной ВЛ-10 кВ, расположенной от питающей подстанции напряжением 110/10 кВ до места установки защиты. В общем случае в зону защиты могут входить как отпаечные участки, так и магистральный участок.

Для выявления конкретного участка в настоящее время используются следующие технические решения.

1 Геоинформационная система определения места повреждения воздушных линий [27; 174], которая содержит индикаторы повреждения воздушных линий с радиоканалом, трансмиттеры с солнечной панелью, устройство шунтирования замыкания для определения однофазного замыкания на землю и программный продукт топографического определения места повреждения. Недостатком данной системы является то, что она реагирует только на однофазные замыкания на землю и короткие замыкания, а также требует установки дополнительного оборудования.

2 Система мониторинга работы кабельных и воздушных линий КОМОРСАН [87; 97] содержит программное обеспечение, интеллектуальные разъединители, выключатели и индикаторы короткого замыкания с дистанционной передачей информации в централизованную систему. Недостатком этой системы является необходимость установки дополнительного оборудования.

3 Способ определения места обрыва провода [151] предлагает использовать данные о качестве электроэнергии со счётчиков электроэнергии, входящих в автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учёта электроэнергии, или интеллектуальных сенсоров с собственными каналами связи. Авторы данного способа предлагают в качестве критерия определения участка воздушной линии с обрывом провода использовать напряжение обратной последовательности. Недостатком данного способа является отсутствие технических средств автоматического определения повреждённого участка воздушной линии.

4 Информация от сработавших реклоузеров [19; 58] поступает на диспетчерский пункт ПЭС в виде отдельных сообщений, на основании которых диспетчер должен сам определить либо зону повреждения, либо конкретный участок – это из-за недостаточности информации не всегда получается быстро и точно.

Для автоматического определения конкретного участка ВЛ-10 кВ, на котором произошёл обрыв провода, в работе представлена разработанная нами система автоматического определения повреждённого участка ВЛ с обрывом фазного провода. Её действие рассмотрим на примере электрической сети, показанной на рисунке 4.3. ВЛ-10 кВ питается от подстанции напряжением 110/10 кВ и состоит из

магистральной линии, разбитой на участки 1–2, 2–3 и 3–4, и двух отпаечных участков 2–5 и 3–6. К ВЛ-10 кВ в точках 4, 5 и 6 подключены трансформаторные подстанции 10/0,38 кВ ТП1–ТП3. На стороне низшего напряжения понижающих трансформаторов ТП для учёта электроэнергии установлены микропроцессорные счётчики Сч1–Сч3, программное обеспечение которых дополнено функцией определения обрыва проводов ВЛ-10 кВ, т. е. они могут выполнять защиту ВЛ, описанную выше.

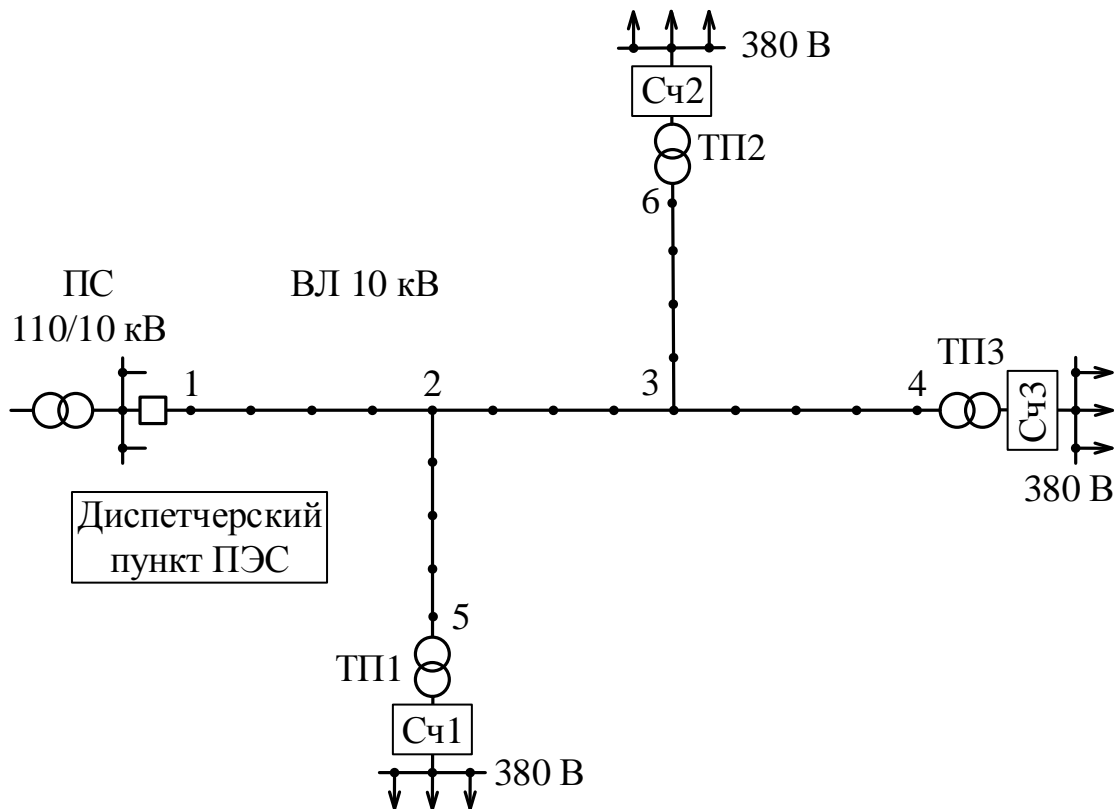


Рисунок 4.3 – Электрическая сеть 10/0,38 кВ с системой автоматического определения участка ВЛ-10 кВ с обрывом

Функциональная схема системы автоматического определения повреждённого участка ВЛ приведена на рисунке 4.4. На диспетчерском пункте предприятия электрических сетей устанавливается система, которая состоит из трёх основных частей: устройства сбора данных, логической части, выполненной с использованием логических элементов И, ИЛИ, НЕ, и информационного табло (в случае реализации системы на компьютере выходная информация может выводиться на монитор).

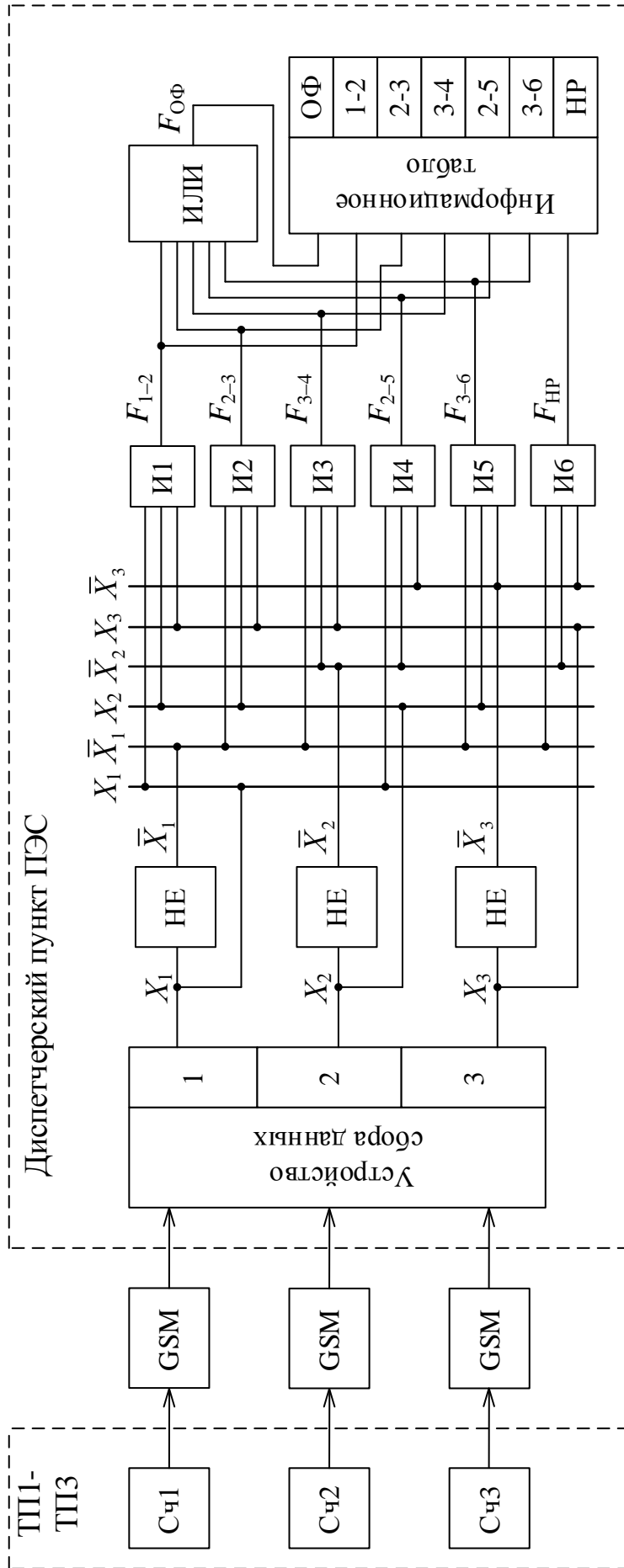


Рисунок 4.4 – Функциональная схема системы автоматического определения участка ВЛ-10 кВ с обрывом фазного провода

Устройство сбора данных предназначено для получения информации от счётчиков, установленных в ТП1–ТП3, по GSM-каналу. Устройство имеет три логических выхода 1–3 (соответствующие номерам ТП1–ТП3), на которых при срабатывании устройства защиты ВЛ-10 кВ появляется логическая единица, при отсутствии срабатывания постоянно присутствует логический нуль.

Рассмотрим действие этой части схемы. При обрыве провода, например, на участке 2–5 срабатывает защита, установленная в счётчике Сч1, по соответствующему каналу GSM на устройство сбора данных передаётся в виде дозвола аварийный сигнал, при получении которого на логическом выходе 1 устройства приёма данных появляется логическая единица. Защиты, установленные в счётчиках Сч2 и Сч3, обрыв провода на участке 2–5 не чувствуют, аварийные сигналы не формируют, дозвоны отсутствуют, поэтому на логических выходах 2 и 3 логический нуль сохраняется. В случае обрыва провода на участке 1–2 все защиты, установленные в счётчиках Сч1–Сч3, срабатывают и передают по каналу GSM аварийные сигналы в виде дозвола на устройство сбора данных, при этом на всех трёх его выходах 1–3 появляется логическая единица.

В таблице 4.1 в колонках 2–4 показана информация о срабатывании устройств защиты, установленных в счётчиках. Срабатывание защиты отмечено знаком «+», отсутствие срабатывания защиты – знаком «-». Например, при обрыве провода на участке 1–2 повреждение должны почувствовать и сработать защиты во всех трёх счётчиках (см. рисунок 4.3) – поэтому во 2-й строке таблицы 4.1 для всех счётчиков стоят знаки «+». При обрыве провода на участке 2–5 повреждение почувствует только защита счётчика Сч1 – соответственно в строке стоит один знак «+» и два знака «-». При нормальном режиме работы ВЛ-10 кВ защиты действовать не будут, поэтому в соответствующей строке стоят три знака «-».

Подобным образом можно определить повреждение на любом участке ВЛ-10 кВ. В случае, если ВЛ имеет большее разветвление, то в конце каждого участка на стороне низшего напряжения трансформаторной подстанции необходимо установить подобные счётчики. Алгоритм выявления участка с оборванным проводом остаётся тот же.

Таблица 4.1 – Условия выявления повреждённого участка ВЛ-10 кВ

| Повреждённый участок ВЛ-10 кВ | Срабатывания счётчиков | | | Логические функции определения повреждённого участка ВЛ-10 кВ |
|-------------------------------|------------------------|-----|-----|--|
| | Сч1 | Сч2 | Сч3 | |
| 1 – 2 | + | + | + | $F_{1-2} = X_1 \wedge X_2 \wedge X_3$ |
| 2 – 3 | – | + | + | $F_{2-3} = \bar{X}_1 \wedge X_2 \wedge X_3$ |
| 3 – 4 | – | – | + | $F_{3-4} = \bar{X}_1 \wedge \bar{X}_2 \wedge X_3$ |
| 2 – 5 | + | – | – | $F_{2-5} = X_1 \wedge \bar{X}_2 \wedge \bar{X}_3$ |
| 3 – 6 | – | + | – | $F_{3-6} = \bar{X}_1 \wedge X_2 \wedge \bar{X}_3$ |
| НР | – | – | – | $F_{НР} = \bar{X}_1 \wedge \bar{X}_2 \wedge \bar{X}_3$ |
| ОФ | | | | $F_{ОФ} = F_{1-2} \vee F_{2-3} \vee F_{3-4} \vee F_{2-5} \vee F_{3-6}$ |

Логическая часть схемы содержит логические элементы И, ИЛИ, НЕ. На вход логической части поступают три логических сигнала X_1 , X_2 и X_3 . С помощью логических элементов НЕ получаются инверсные им ещё три логических сигнала \bar{X}_1 , \bar{X}_2 и \bar{X}_3 . Эти шесть сигналов позволяют выявить повреждённый участок ВЛ-10 кВ. Для этого используются логические элементы И1–И6. Логические функции определения повреждённого участка представлены в последней колонке таблицы 4.1, рассмотрим некоторые из них. Например, для выявления обрыва на участке 1–2 на вход логического элемента И1 нужно подать три сигнала X_1 , X_2 и X_3 , в случае срабатывания защит во всех трёх счётчиках неинверсные сигналы X_1 , X_2 и X_3 изменятся с логического нуля на логическую единицу, а выходной сигнал F_{1-2} логического элемента И1 станет равным логической единице. Для выявления обрыва на участке 3–4 на вход логического элемента И3 нужно подать два инверсных сигнала \bar{X}_1 и \bar{X}_2 и один неинверсный сигнал X_3 , его выходной сигнал F_{3-4} станет равным логической единице при условии несрабатывания защит счётчиков Сч1 и Сч2 (при этом инверсные сигналы \bar{X}_1 и \bar{X}_2 останутся равными логической единице) и срабатывании защиты счётчика Сч3 (при этом неинверсный сигнал X_3 на выходе устройства сбора данных изменится с логического нуля на логическую единицу). Для определения нормального режима работы ВЛ-10 кВ на входы логического элемента И6 нужно подать три инверсных логических сигнала

\bar{X}_1 , \bar{X}_2 и \bar{X}_3 , эти сигналы при отсутствии обрыва провода ВЛ-10 кВ и несрабатывании защит всех счётчиков будут сохраняться равными логической единице, следовательно, и выходной сигнал $F_{НР}$ будет равен логической единице. Подобным образом производится выявление обрыва провода ВЛ-10 кВ на любом её участке.

Для формирования общего сигнала об обрыве провода ВЛ-10 кВ используется логический элемент ИЛИ, входы которого соединены с выходами логических элементов И1–И5. При обрыве провода на любом участке ВЛ-10 кВ на одном или нескольких выходах логических элементов И1–И5 появится одна или несколько логических единиц. При этом выходной сигнал $F_{ОФ}$ логического элемента ИЛИ станет равным логической единице.

Информационное табло имеет взаимосвязанные семь логических входов и семь информационных полей, которые включаются, когда на соответствующем входе появляется логическая единица. При нормальном режиме работы информация отображается на поле «НР», остальные поля отключены. При обрыве провода на каком-либо участке ВЛ-10 кВ логическая единица появляется только на выходе соответствующего логического элемента И, при этом включаются соответствующее информационное поле и поле «ОФ», несущее информацию о возникновении аварийного режима в ВЛ, а поле «НР» отключается. Например, при возникновении обрыва провода на отпаечном участке, питающем ТП2 (см. рисунок 4.3), включатся информационные поля «3–6», «ОФ» и отключится поле «НР». При этом диспетчер ПЭС получит информацию о возникновении обрыва в ВЛ-10 кВ и номере повреждённого участка.

4.3 Испытания устройства защиты ВЛ-10 кВ при обрыве фазного провода на физической модели

В результате совместной работы ФГАОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет)» (далее

ЮУрГУ) и АО «Электротехнические заводы “Энергомера”» (далее «Энергомера») по итогам наших исследований «Энергомера» разработала дополнительную программу, которую заложила в серийно выпускаемый микропроцессорный счётчик электроэнергии типа СЕ308-S31. Изготовленный счётчик с дополнительными функциями был предоставлен ЮУрГУ для проведения испытаний.

На физической модели были проведены испытания устройства защиты ВЛ 6–10 кВ при обрыве фазного провода с целью проверки принципа работы и оценки функционирования устройства защиты (рисунок 4.5).

В состав физической модели входят сеть с изолированной нейтралью (в которой возникает обрыв провода), понижающий трансформатор с двумя вариантами соединения обмоток по схеме Δ/Y_H и Y/Y_H , сеть с глухо заземлённой нейтралью, в конце которой включена пофазно-регулируемая нагрузка. Полное описание физической модели приведено в приложении Б. Микропроцессорный счётчик электроэнергии включался на стороне низшего напряжения понижающего трансформатора.

При испытании устройства защиты в опытной электрической сети были созданы (моделировались) следующие основные режимы работы электрической сети с изолированной нейтралью (сети 6–10 кВ) с различными модификациями.

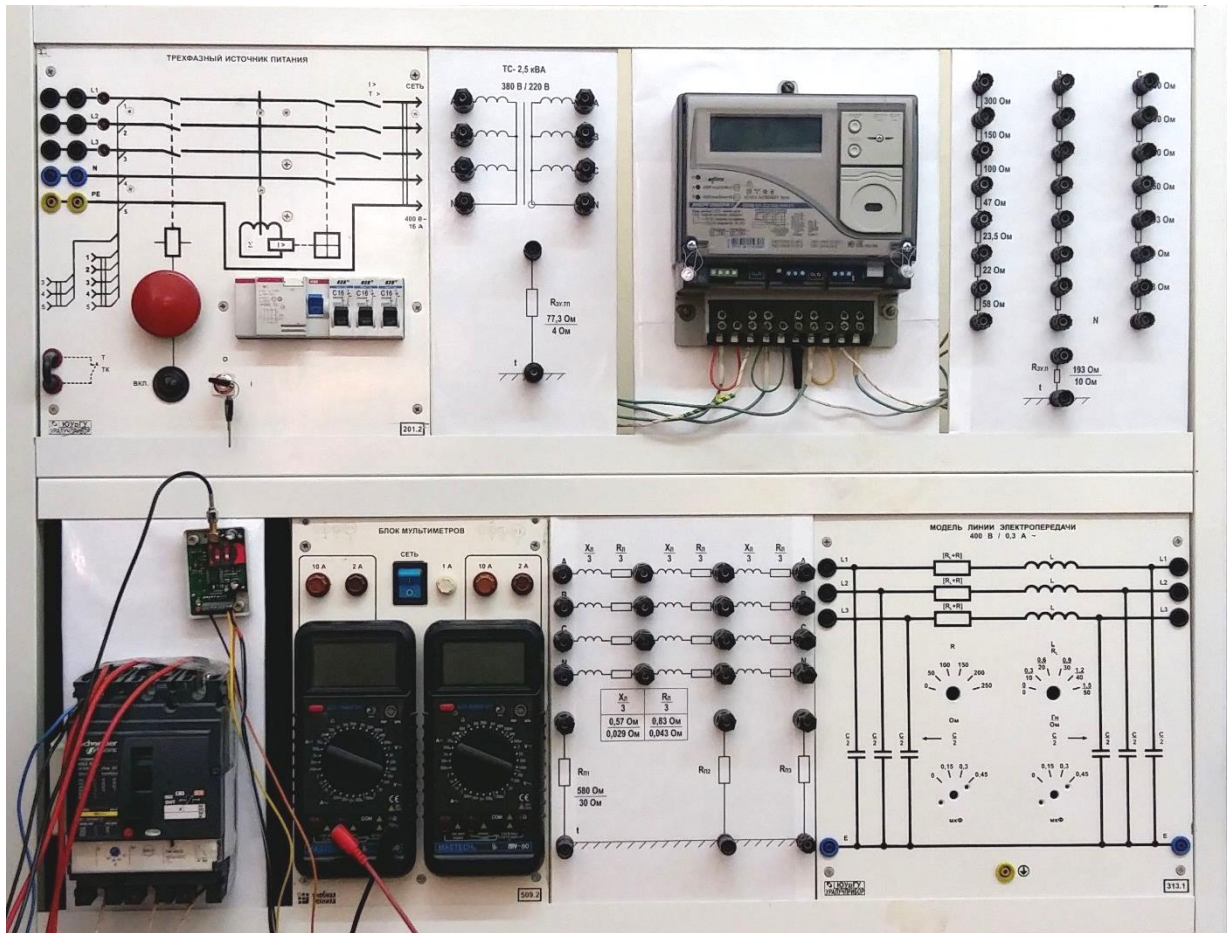
1 Нормальный режим работы ВЛ.

2 Поочерёдные обрывы провода фазы А, В, С.

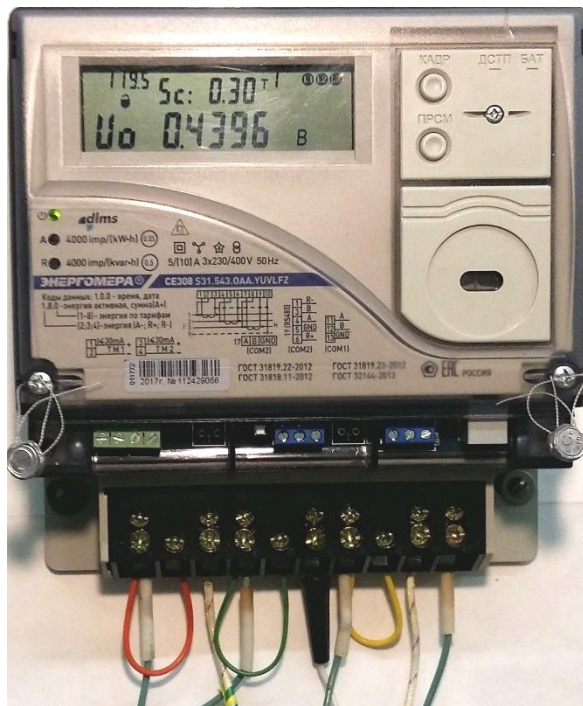
3 При нормальном режиме работы и при обрыве фазы производились изменения фазной нагрузки в конце сети: симметричная нагрузка; отсутствие нагрузки в одной фазе; отсутствие нагрузки в двух фазах; отсутствие нагрузки во всех фазах (холостой ход).

4 Вышеперечисленные испытания проведены для двух вариантов схем соединения обмоток понижающего трансформатора Δ/Y_H и Y/Y_H .

При испытаниях производилась фиксация данных непосредственно с дисплея микропроцессорного счётчика и с помощью цифрового измерительного регистрирующего комплекта типа «Ресурс-UF2М». В таблицах 4.2 и 4.3 представлены результаты испытаний, снятые с дисплея счётчика.



а)



б)

Рисунок 4.5 – Общий вид физической модели (а) и микропроцессорный счётчик электроэнергии типа CE308-S31 (б)

Таблица 4.2 – Испытания на физической модели устройства защиты при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ (параметры физической модели: напряжение 220/177 В; $S_T = 0,5$ кВ·А, схема соединения обмоток Δ/Y_N ; место установки счётчика – за трансформатором). Данные сняты с дисплея счётчика

| Режим работы ВЛ | | Нагрузка по фазам, % | | | Напряжения сети за трансформатором, В | | | | | | | | | $\frac{U_2}{U_1}$ о.е. | $\frac{U_0}{U_1}$ о.е. | Углы между фазными напряжениями, град | | | Ток нагрузки, А | | |
|-----------------|-----|----------------------|-------|-------|---------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---------------------------|---------------------------|---------------------------------------|------------------|------------------|-----------------|-------|-------|
| | | P_A | P_B | P_C | U_{AN} | U_{BN} | U_{CN} | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | | | φ_{UaUb} | φ_{UbUc} | φ_{UcUa} | I_A | I_B | I_C |
| Нормальный | 1.1 | 100 | 100 | 100 | 107,3 | 106,9 | 106,8 | 185,7 | 183,9 | 180,9 | 0,4 | 185,7 | 1,8 | 0,010 | 0,002 | 120 | 118 | 121 | 1,7 | 1,7 | 1,7 |
| | 1.2 | 0 | 100 | 100 | 112,7 | 107,5 | 107,3 | 192,5 | 184,4 | 191,2 | 0,9 | 189,0 | 5,0 | 0,026 | 0,005 | 121 | 118 | 120 | 0,0 | 1,6 | 1,6 |
| | 1.3 | 0 | 0 | 100 | 113,0 | 112,3 | 108,0 | 195,0 | 190,0 | 191,5 | 1,3 | 192,0 | 3,3 | 0,017 | 0,007 | 120 | 119 | 120 | 0,0 | 0,0 | 1,5 |
| | 1.4 | 0 | 0 | 0 | 113,0 | 112,6 | 112,6 | 195,7 | 194,0 | 196,5 | 0,7 | 195,0 | 1,8 | 0,009 | 0,004 | 120 | 119 | 120 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Обрыв фазы А | 2.1 | 100 | 100 | 100 | 55,3 | 107,3 | 52,0 | 162,8 | 159,3 | 5,0 | 0,5 | 96,0 | 90,3 | 0,941 | 0,005 | 178 | 175 | 5 | 0,8 | 1,7 | 0,8 |
| | 2.2 | 0 | 100 | 100 | 82,3 | 107,5 | 46,5 | 183,4 | 152,6 | 60,6 | 9,5 | 122,7 | 71,0 | 0,579 | 0,077 | -150 | -163 | -47 | 0,0 | 1,6 | 0,7 |
| | 2.3 | 0 | 0 | 100 | 80,1 | 112,3 | 45,7 | 186,9 | 156,7 | 78,2 | 15,2 | 125,0 | 63,0 | 0,504 | 0,122 | -152 | -166 | 47 | 0,0 | 0,0 | 0,6 |
| | 2.4 | 0 | 0 | 0 | 60,5 | 112,5 | 52,2 | 173,1 | 164,9 | 8,3 | 0,6 | 97,5 | 97,5 | 1,000 | 0,006 | -179 | 179 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Обрыв фазы В | 3.1 | 100 | 100 | 100 | 52,5 | 55,3 | 107,9 | 2,8 | 163,2 | 160,5 | 3,6 | 93,9 | 93,3 | 0,994 | 0,038 | 0 | -180 | 179 | 0,8 | 0,8 | 1,7 |
| | 3.2 | 0 | 100 | 100 | 82,1 | 52,7 | 108,1 | 71,0 | 158,0 | 181,5 | 8,7 | 129,5 | 65,0 | 0,502 | 0,067 | 57 | 157 | 146 | 0,0 | 0,8 | 1,6 |
| | 3.3 | 0 | 0 | 100 | 53,1 | 60,1 | 108,8 | 7,3 | 168,5 | 161,7 | 1,8 | 96,9 | 33,6 | 0,347 | 0,019 | -2,5 | -178 | 179 | 0,0 | 0,0 | 1,6 |
| | 3.4 | 0 | 0 | 0 | 53,6 | 60,6 | 113,5 | 7,5 | 174,2 | 167,0 | 0,8 | 102,0 | 97,8 | 0,959 | 0,008 | -2,5 | -178 | 179 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Обрыв фазы С | 4.1 | 100 | 100 | 100 | 107,6 | 57,0 | 50,9 | 164,4 | 10,1 | 158,8 | 0,9 | 97,3 | 89,2 | 0,917 | 0,009 | 177 | -7 | -174 | 1,7 | 0,9 | 0,8 |
| | 4.2 | 0 | 100 | 100 | 112,5 | 57,6 | 51,4 | 170,0 | 9,8 | 163,8 | 1,5 | 104,0 | 92,8 | 0,892 | 0,014 | -173 | -8,3 | -175 | 0,0 | 0,8 | 0,7 |
| | 4.3 | 0 | 0 | 100 | 112,0 | 89,4 | 37,0 | 197,3 | 67,9 | 148,2 | 8,3 | 124,5 | 79,9 | 0,642 | 0,067 | 156 | 45 | 160 | 0,0 | 0,0 | 0,5 |
| | 4.4 | 0 | 0 | 0 | 112,9 | 67,0 | 46,9 | 179,8 | 20,3 | 159,9 | 0,9 | 102,0 | 91,7 | 0,899 | 0,009 | 177 | 2,4 | 179 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

Таблица 4.3 – Испытания на физической модели устройства защиты при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ (параметры физической модели: напряжение 380/177 В; $S_T = 0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, схема соединения обмоток Y/Y_н; место установки счётчика – за трансформатором). Данные сняты с дисплея счётчика

| Режим работы ВЛ | | Нагрузка по фазам, % | | | Напряжения сети за трансформатором, В | | | | | | | | | $\frac{U_2}{U_1}$ о.е. | $\frac{U_0}{U_1}$ о.е. | Углы между фазными напряжениями, град | | | Ток нагрузки, А | | |
|-----------------|-----|----------------------|-------|-------|---------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---------------------------|---------------------------|---------------------------------------|---------------------|---------------------|-----------------|-------|-------|
| | | P_A | P_B | P_C | U_{AN} | U_{BN} | U_{CN} | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | | | $\varphi_{U_a U_b}$ | $\varphi_{U_b U_c}$ | $\varphi_{U_c U_a}$ | I_A | I_B | I_C |
| Нормальный | 1.1 | 100 | 100 | 100 | 104 | 104 | 103 | 180 | 177 | 180 | 0,2 | 180,0 | 1,9 | 0,011 | 0,001 | 120 | 118 | 120 | 1,6 | 1,6 | 1,6 |
| | 1.2 | 0 | 100 | 100 | 109 | 102 | 105 | 185 | 177 | 184 | 2,5 | 182,0 | 4,4 | 0,024 | 0,014 | 123 | 118 | 118 | 0,0 | 1,5 | 1,6 |
| | 1.3 | 0 | 0 | 100 | 110 | 105 | 103 | 188 | 181 | 184 | 2,7 | 184,0 | 3,6 | 0,020 | 0,015 | 120 | 120 | 118 | 0,0 | 0,0 | 1,5 |
| | 1.4 | 0 | 0 | 0 | 108 | 107 | 106 | 187 | 184 | 187 | 0,2 | 186,0 | 2,2 | 0,012 | 0,001 | 120 | 118 | 120 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Обрыв фазы А | 2.1 | 100 | 100 | 100 | 13 | 91 | 86 | 77 | 177 | 72 | 3,7 | 105,0 | 105 | 1,000 | 0,035 | 0 | 171 | 0 | 0,2 | 1,4 | 1,3 |
| | 2.2 | 0 | 100 | 100 | 22 | 95 | 83 | 72 | 178 | 60 | 5,5 | 117,0 | 117,0 | 1,000 | 0,047 | 0 | 175 | 0 | 0,0 | 1,5 | 1,3 |
| | 2.3 | 0 | 0 | 100 | 69 | 113 | 80 | 162 | 190 | 95 | 8,5 | 145,0 | 54,0 | 0,372 | 0,059 | -123 | -157 | -79 | 0,0 | 0,0 | 1,1 |
| | 2.4 | 0 | 0 | 0 | 22 | 102 | 83 | 79 | 185 | 60 | 2,0 | 118,0 | 118,0 | 1,000 | 0,017 | 0 | -178 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Обрыв фазы В | 3.1 | 100 | 100 | 100 | 89 | 1 | 90 | 88 | 89 | 179 | 0,3 | 90,0 | 90,0 | 1,000 | 0,003 | 0 | 0 | -179 | 1,4 | 0,0 | 1,4 |
| | 3.2 | 0 | 100 | 100 | 104 | 38 | 83 | 135 | 73 | 185 | 0,8 | 120,0 | 70,0 | 0,583 | 0,007 | 136 | 61 | 161 | 0,0 | 0,5 | 1,2 |
| | 3.3 | 0 | 0 | 100 | 109 | 85 | 95 | 157 | 122 | 203 | 20 | 156,5 | 49,0 | 0,313 | 0,128 | 107 | 85 | 167 | 0,0 | 0,0 | 1,4 |
| | 3.4 | 0 | 0 | 0 | 93 | 1 | 94 | 92 | 92 | 187 | 0,6 | 95,0 | 95,0 | 1,000 | 0,006 | 0 | 0 | -179 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Обрыв фазы С | 4.1 | 100 | 100 | 100 | 87 | 93 | 15 | 179 | 78 | 73 | 6,6 | 90,0 | 90,0 | 1,000 | 0,073 | -172 | 0 | 0 | 1,4 | 1,4 | 0,2 |
| | 4.2 | 0 | 100 | 100 | 102 | 87 | 42 | 184 | 81 | 136 | 3,4 | 125,0 | 63,0 | 0,504 | 0,027 | -155 | -69 | -137 | 0,0 | 1,2 | 0,6 |
| | 4.3 | 0 | 0 | 100 | 89 | 98 | 19 | 187 | 80 | 70 | 6,1 | 93,8 | 93,8 | 1,000 | 0,065 | -173 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| | 4.4 | 0 | 0 | 0 | 84 | 103 | 24 | 187 | 80 | 60 | 7,5 | 93,6 | 93,6 | 1,000 | 0,080 | 177 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

В ходе испытаний установлено.

1 Данные, снятые с дисплея микропроцессорного счётчика, и полученные с помощью комплекта «Ресурс-UF2М» при различных режимах работы электрической сети качественно и количественно совпали с результатами предыдущих исследований, представленных в главе 3, полученных при компьютерном и физическом моделировании, а также при экспериментах в ОЭС.

2 При НР ВЛ и предельных изменениях пофазной нагрузки потребителей напряжение обратной последовательности U_2 не превысило 0,026 о. е. При обрыве провода ВЛ и предельных изменениях пофазной нагрузки потребителей напряжение обратной последовательности U_2 изменялось в пределах 0,313–1,0 о. е. Следовательно, по результатам исследований на физической модели зона возможных уставок защиты ВЛ при обрыве фазного провода может находиться в пределах 0,026–0,313 о. е. По результатам исследований, представленных в главе 3, зона возможных уставок определена в пределах 0,05–0,17 о. е. (см. выражение 3.12).

3 Принятое в работе значение уставки $U_{2.уст} = 0,1$ о. е. для устройства защиты ВЛ 6–10 кВ (см. главу 3) находится в середине зоны возможных уставок, следовательно, устройство чётко выделяет основные режимы работы ВЛ – нормальный режим и ОФП. Это говорит о возможности использования напряжения обратной последовательности U_2 в качестве информационного параметра для построения защиты ВЛ при обрыве фазного провода.

Таким образом, проведённые испытания на физической модели показали принципиальную возможность использования микропроцессорного счётчика электрической энергии типа СЕ308-S31, дополненного определёнными функциями, в качестве устройства защиты при обрыве фазного провода воздушных линий напряжением 6–10 кВ.

По результатам экспериментальных испытаний составлен «Акт испытания устройства защиты от обрыва фазного провода воздушной линии электрической сети напряжением 10 кВ на физической модели» от 20 декабря 2017 г., который утверждён АО «Электротехнические заводы “Энергомера”» и ФГАОУ ВО «Южно-

Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет)». Акт представлен в приложении К диссертации.

В дальнейшем, после доработки микропроцессорного счётчика в Корпоративном институте «Энергомера», предполагается проведение испытаний в опытной электрической сети и опытной эксплуатации в реальных электрических сетях филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

4.4 Оценка изменения длительности существования электроопасной ситуации в результате применения разработанной системы автоматического определения повреждённого участка ВЛ

При обрыве одного из фазных проводов воздушной линии электропередачи напряжением 6–10 кВ возникают две разновидности электроопасной ситуации. Первая – когда при обрыве фазного провода последний падает на землю, при этом происходит однофазное замыкание на землю, вокруг которого возникает поле растекания тока, приводящее к появлению так называемого напряжения шага. Вторая – когда оборвавшийся фазный провод по той или иной причине не касается земли. В этом случае провод со стороны источника питания имеет вполне определённый потенциал относительно земли, а прикосновение к этому проводу не только будет сопровождаться возникновением напряжения, но и, как правило, заканчивается смертельным травмированием прикоснувшегося.

Применяемая в настоящее время в распределительных электрических сетях с воздушными линиями напряжением 6–10 кВ неселективная сигнализации однофазных замыканий на землю позволяет выявлять только первый вид повреждения. Второй вид электроопасной ситуации (обрыв провода без возникновения ОЗЗ) может существовать без обнаружения достаточно долго, что существенно повышает вероятность возникновения электропоражений людей и животных.

Поиск места обрыва ВЛ при наличии ОЗЗ и его отсутствии проходит по разным алгоритмам. Рассмотренная в параграфе 4.2 система автоматического опреде-

ления повреждённого участка ВЛ может, с одной стороны, информировать диспетчерский персонал РЭС об обрыве фазного провода, с другой стороны, указывать конкретный повреждённый участок с обозначением номера ВЛ и питающую её ПС. При применении данной системы появляется третий вариант поиска места повреждения ВЛ и, следовательно, третий алгоритм протекания технологического нарушения.

Рассмотрим подробнее алгоритмы трёх вариантов технологических нарушений, которые могут происходить в воздушных линиях напряжением 6–10 кВ (рисунок 4.6). Любое технологическое нарушение можно разделить на отдельные периоды, каждый из которых характеризуется своей длительностью.

1 Обрыв фазного провода с возникновением однофазного замыкания на землю.

1.1 При возникновении ОЗЗ на подстанции напряжением 110/10 кВ, от которой питаются ВЛ-10 кВ, на соответствующей секции сборных шин должна сработать неселективная сигнализация возникновения ОЗЗ. Информация о срабатывании сигнализации поступает на диспетчерский пункт района электрических сетей (РЭС), в зону обслуживания которого входит подстанция. Время получения диспетчером РЭС информации о срабатывании сигнализации $T_{СС.ОЗЗ}$ может составлять 1–2 мин.

1.2 Диспетчер РЭС, получив информацию о возникшем повреждении ВЛ, ставит задачу оперативно-выездной бригаде (ОВБ) и отправляет её на подстанцию для выявления повреждённой ВЛ. Время от поступления информации с подстанции о повреждении ВЛ до выезда ОВБ обозначим $T_{Зад}$, оно составляет 5–10 мин.

1.3 Время проезда $T_{Пр}$ ОВБ от места своей дислокации до подстанции определяется расстоянием, которое для сельского РЭС может составлять от нескольких сотен метров до 20–40 км (рисунок 4.7). Следовательно, время $T_{Пр}$ можно оценить в 10–60 мин.

Для оценки изменения длительности технологического нарушения и его отдельных периодов при различных вариантах повреждения ВЛ рассмотрим средне-статистическую ВЛ для сельского РЭС (Красноармейского РЭС Центральных элек-

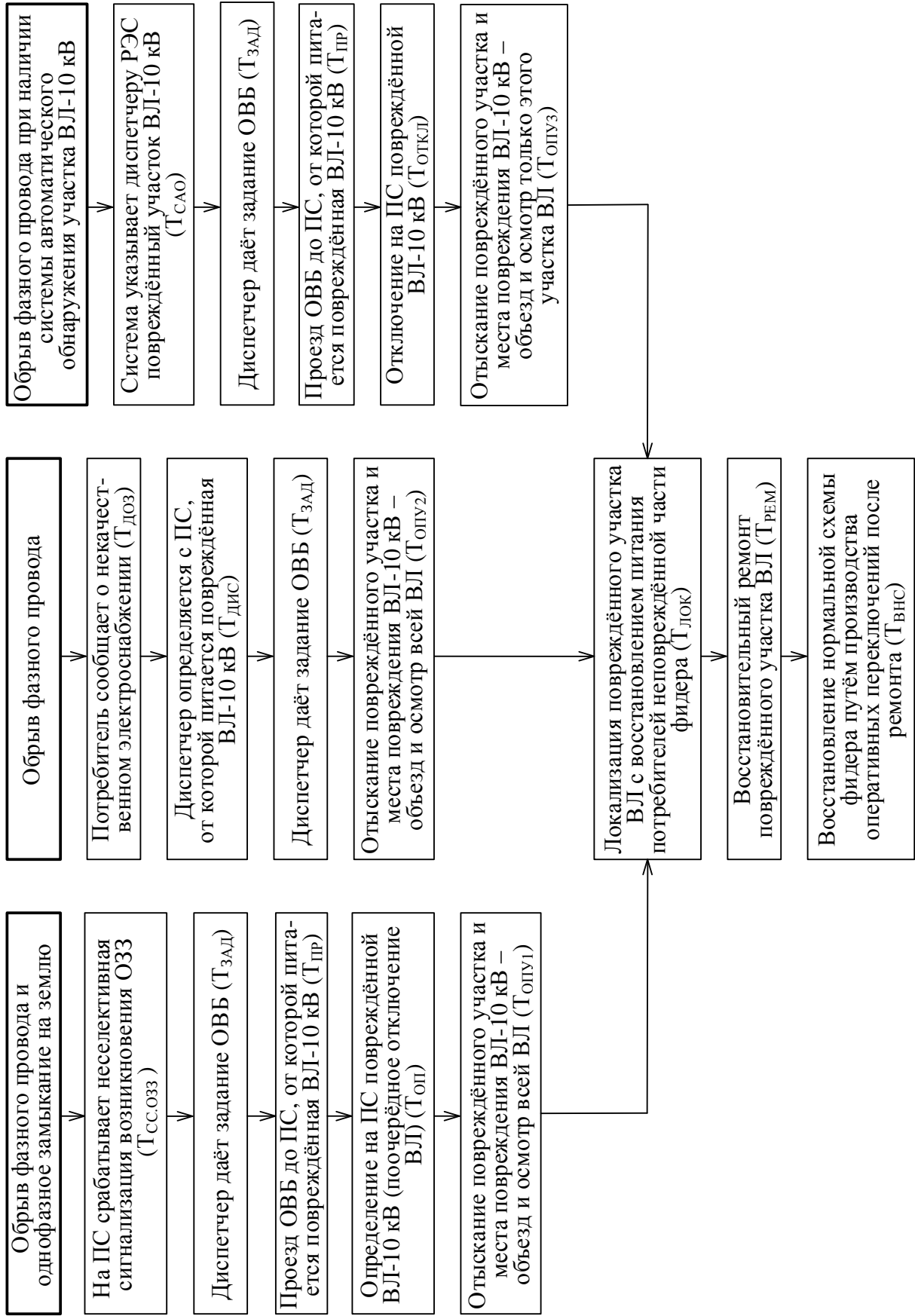


Рисунок 4.6 – Алгоритм отыскания повреждения и его устранения

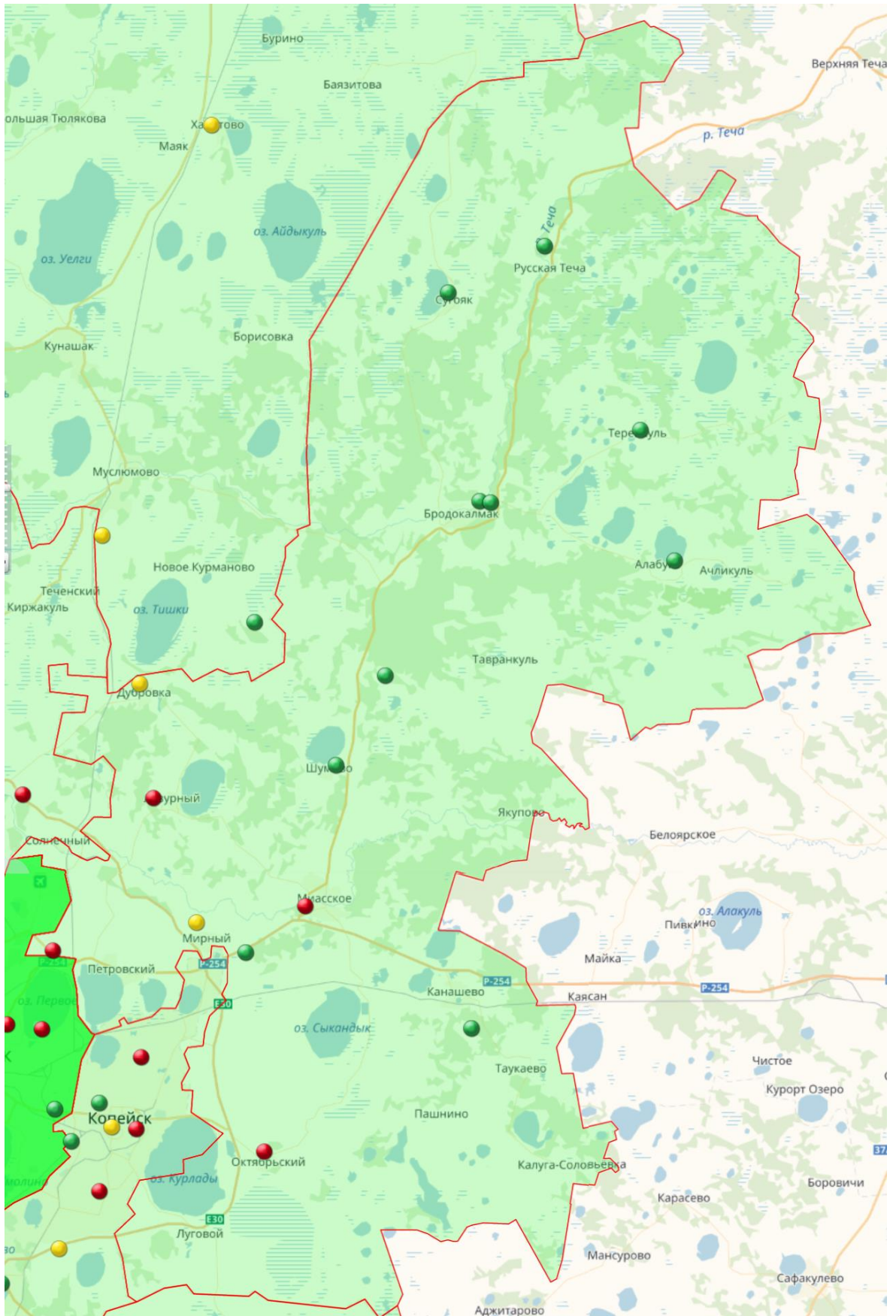


Рисунок 4.7 – Расположение на местности подстанций Красноармейского РЭС
Центральных электрических сетей (масштаб 1 см : 5 км)

трических сетей, входящих в состав Челябинэнерго), схема которой показана на рисунке 4.8. Её параметры взяты из таблицы 2.1:

- средняя длина ВЛ с отпайками – 10 км;
- средняя длина магистрального участка ВЛ – 6 км;
- среднее количество отпаяк – 5;
- число участков ВЛ равно 11 – шесть магистральных и пять отпаечных;
- средняя длина магистрального участка 1 км, отпаечного – 0,8 км.

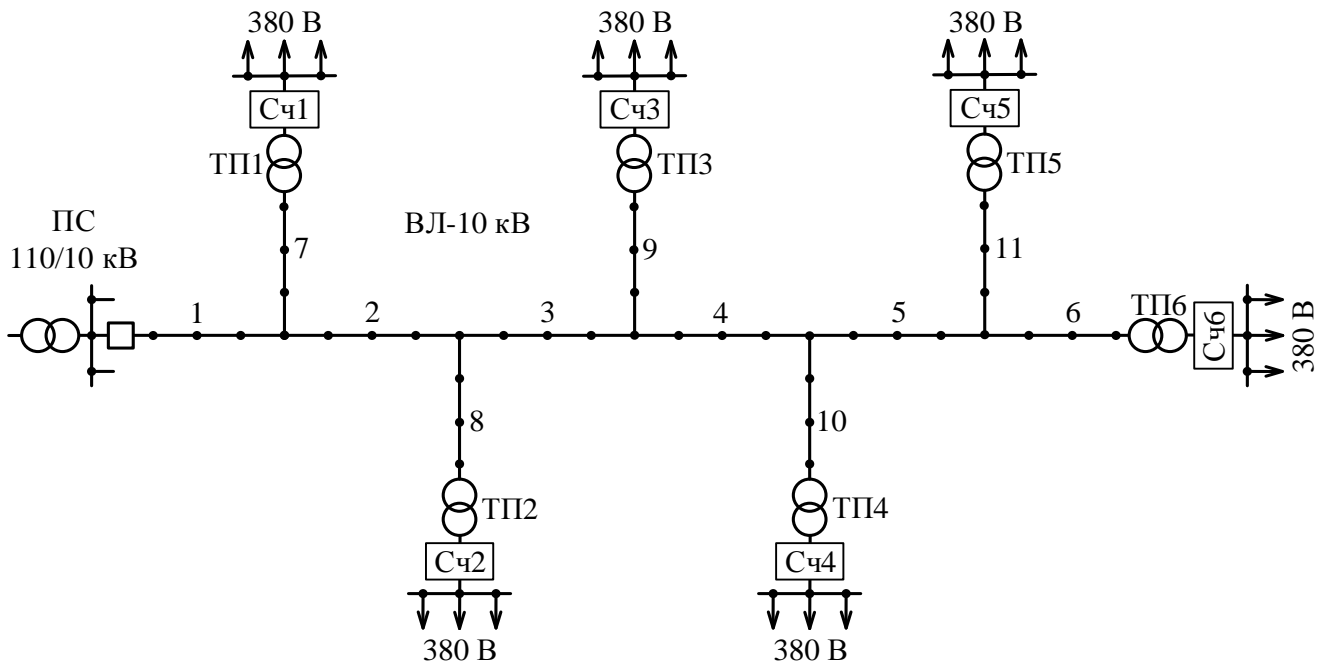


Рисунок 4.8 – Схема среднестатистической воздушной линии напряжением 10 кВ

1.4 На подстанции ОВБ, согласно принятым технологиям оперативных работ, определяет повреждённую ВЛ путём последовательного отключения отходящих от ПС ВЛ. Среднее количество ВЛ, отходящих от ПС, для сельского РЭС составляет 4,22 (см таблицу 2.1). Учитывая, что на отключение и включение одной ВЛ с учётом анализа показаний вольтметров устройства контроля изоляции требуется около 5 мин, общее время определения повреждённой ВЛ составляет $T_{\text{ОП}} = 20\text{--}30$ мин.

1.5 Отыскание повреждённого участка и конкретного места повреждения $T_{\text{ОПУ1}}$ осуществляется путём объезда и осмотра ВЛ. Время отыскания $T_{\text{ОПУ1}}$ опре-

деляется многими факторами: временем года; конкретной климатической ситуацией; расположением трассы ВЛ на местности (поле, лес, горы и пр.); наличием дорог вдоль ВЛ и пр. В работах [68; 69] скорость объезда с осмотром ВЛ оценивается в пределах 5–20 км/ч.

Если принять скорость осмотра ВЛ 10 км/ч, то время отыскания места повреждения для данной ВЛ может составить до $T_{\text{опы1}} = 60\text{--}80$ мин (отметим, что при осмотре отпайки длина проезда удваивается).

1.6 После определения места повреждения ВЛ решается вопрос его локализации, т. е. отделении участка ВЛ, ограниченного коммутационными аппаратами, установленными на секционирующих пунктах ВЛ с последующей подачей напряжения на «здоровые» участки ВЛ, в том числе, от других подстанций. При этом производятся оперативные переключения, выполняемые в разных точках сети (на одной или двух ПС, в секционирующих пунктах и др.) и связанные с переездами ОВБ. В зависимости от схемы распределительной сети 10 кВ на это тратится время $T_{\text{лок}}$, которое может составлять 30–120 мин.

1.7 Восстановительный ремонт повреждённого участка осуществляет ремонтный персонал РЭС. В зависимости от сложности и объёма ремонта его длительность может находиться в пределах $T_{\text{рем}} = 30\text{--}240$ мин. Здесь необходимо учесть, что, с одной стороны, место работы должно быть обесточено и заземлено, с другой стороны, ремонтный персонал с необходимой техникой и оборудованием должен прибыть на место ремонта ВЛ.

1.8 После ремонта ОВБ производит восстановление нормальной схемы ВЛ: снимает защитные заземления, проводит оперативные переключения на ПС и в секционирующих пунктах. Время восстановления может составлять $T_{\text{внс}} = 30\text{--}120$ мин.

С учётом изложенного в пунктах 1.1–1.8 длительность технологического нарушения при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ и возникновении однофазного замыкания на землю можно описать следующим выражением и сделать оценку его значения:

$$T_{\text{ТН.ОФ+ОЗЗ}} = T_{\text{СС.ОЗЗ}} + T_{\text{ЗАД}} + T_{\text{ПР}} + T_{\text{ОП}} + T_{\text{ОПУ1}} + T_{\text{ЛОК}} + T_{\text{РЕМ}} + T_{\text{ВНС}}; \quad (4.1)$$

$$T_{\text{ТН.ОФ+ОЗЗ}} = 186\text{--}662 \text{ мин.}$$

Длительность перерыва электроснабжения потребителей от повреждённого участка ВЛ-10 кВ при обрыве фазного провода и возникновении однофазного замыкания на землю начинается с этапа локализации повреждённой ВЛ и заканчивается этапом восстановления нормальной схемы ВЛ после её ремонта:

$$T_{\text{ПЭ.ОФ+ОЗЗ}} = T_{\text{ЛОК}} + T_{\text{РЕМ}} + T_{\text{ВНС}}; \quad (4.2)$$

$$T_{\text{ПЭ.ОФ+ОЗЗ}} = 90\text{--}480 \text{ мин.}$$

Длительность нахождения повреждённого участка ВЛ под напряжением при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ и возникновении однофазного замыкания на землю определяется с момента возникновения повреждения и заканчивается локализацией повреждённой ВЛ:

$$T_{\text{НПН.ОФ+ОЗЗ}} = T_{\text{СС.ОЗЗ}} + T_{\text{ЗАД}} + T_{\text{ПР}} + T_{\text{ОП}} + T_{\text{ОПУ1}} + T_{\text{ЛОК}}; \quad (4.3)$$

$$T_{\text{НПН.ОФ+ОЗЗ}} = 126\text{--}302 \text{ мин.}$$

2 Обрыв фазного провода без возникновения ОЗЗ. Алгоритм протекания данного технологического нарушения существенно отличается от первого случая.

2.1 Как было отмечено выше неселективная сигнализация возникновения ОЗЗ в этом случае работать не будет, а защиты от обрыва фазного провода, нормально устанавливаемые на ПС в начале ВЛ, отсутствуют или, как правило, выведены из работы. Поэтому обрыв фазного провода ВЛ-10 кВ могут почувствовать только потребители, на вводах электроустановок которых искажутся линейные напряжения. Об ухудшении качества напряжения потребители будут звонить на диспетчерский пункт РЭС. Время дозвона может составлять $T_{\text{ДОЗ}} = 30\text{--}60$ мин и более.

2.2 Диспетчер РЭС, получив информацию от потребителей, должен определить повреждённую ВЛ и ПС, от которой она питается. На это требуется время $T_{\text{ДИС}} = 5\text{--}10$ мин.

2.3 Диспетчер выдаёт задание ОВБ на отыскание места повреждения ВЛ, при этом нужно учесть, что на этой ВЛ сохраняется напряжение. Время $T_{\text{ЗАД}} = 5\text{--}10$ мин.

2.4 Процедура отыскания повреждённого участка и места повреждения ВЛ аналогична первому случаю. При этом ОВБ, осматривая ВЛ, находящуюся под напряжением, должна предпринимать меры безопасности, чтобы не попасть под «шаговое напряжение» или «напряжение прикосновения». Для рассматриваемой ВЛ (см. рисунок 4.7) время отыскания остаётся практически тем же – $T_{\text{ОПУ}_2} = 40\text{--}50$ мин.

2.5 Последующие три этапа технологического нарушения остаются без изменения, поэтому соответствующие времена $T_{\text{ЛОК}}$, $T_{\text{РЕМ}}$, $T_{\text{ВНС}}$ будут теми же.

С учётом изложенного в пунктах 2.1–2.5 длительность технологического нарушения только при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ составит:

$$T_{\text{ТН.ОФ}} = T_{\text{ДОЗ}} + T_{\text{ДИС}} + T_{\text{ЗАД}} + T_{\text{ОПУ}_2} + T_{\text{ЛОК}} + T_{\text{РЕМ}} + T_{\text{ВНС}}; \quad (4.4)$$

$$T_{\text{ТН.ОФ}} = 170\text{--}610 \text{ мин.}$$

Нарушение электроснабжения потребителей только при ОФП ВЛ-10 кВ начинается с этапа локализации повреждённой ВЛ и заканчивается восстановлением её нормальной схемы:

$$T_{\text{ПЭ.ОФ}} = T_{\text{ЛОК}} + T_{\text{РЕМ}} + T_{\text{ВНС}}; \quad (4.5)$$

$$T_{\text{ПЭ.ОФ}} = 110\text{--}250 \text{ мин.}$$

Длительность нахождения повреждённого участка ВЛ под напряжением только при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ начинается с момента возникновения повреждения и заканчивается локализацией повреждённой ВЛ:

$$T_{\text{НПН.ОФ}} = T_{\text{ДОЗ}} + T_{\text{ДИС}} + T_{\text{ЗАД}} + T_{\text{ОПУ}_2} + T_{\text{ЛОК}}; \quad (4.6)$$

$$T_{\text{НПН.ОФ}} = 110\text{--}250 \text{ мин.}$$

Для оценки достоверности анализа длительностей как всего технологического нарушения, так и его отдельных периодов сопоставим полученные длительности при обрыве фазного провода со статистическими данными по этим же параметрам для филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» за 2012–2016 годы, приведёнными в таблице 4.4. Результаты сопоставления сведём в таблицу 4.5.

Результаты сопоставления статистических и расчётных данных говорят о правильности проведения анализа длительностей технологического нарушения.

Таблица 4.4 – Длительности технологических нарушений и перерывов электроснабжения при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ за 2012–2016 годы в филиале ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»

| Длительность технологического нарушения, ч | Количество аварий | Количество аварий, % | Длительность перерыва электроснабжения, ч | Количество аварий | Количество аварий, % |
|--|-------------------|----------------------|---|-------------------|----------------------|
| 0–1 | 41 | 8,9 | 0–1 | 143 | 31,2 |
| 1–2 | 114 | 24,7 | 1–2 | 197 | 42,9 |
| 2–3 | 87 | 18,8 | 2–3 | 66 | 14,4 |
| 3–4 | 48 | 10,4 | 3–4 | 20 | 4,4 |
| 4–5 | 22 | 4,8 | 4–5 | 13 | 2,8 |
| 5–6 | 29 | 6,3 | 5–6 | 3 | 0,7 |
| 6–7 | 11 | 2,4 | 6–7 | 2 | 0,4 |
| 7–8 | 15 | 3,2 | 7–8 | 3 | 0,7 |
| 8–9 | 11 | 2,4 | 8–9 | 3 | 0,7 |
| 9–10 | 7 | 1,5 | 9–10 | 2 | 0,4 |
| 10–11 | 8 | 1,7 | 10–11 | 1 | 0,2 |
| 11–12 | 1 | 0,2 | 11–12 | 0 | 0,0 |
| 12–13 | 6 | 1,3 | 12–13 | 1 | 0,2 |
| 13–14 | 4 | 0,9 | 13–14 | 0 | 0,0 |
| 14–15 | 2 | 0,4 | 14–15 | 0 | 0,0 |
| 15–16 | 2 | 0,4 | 15–16 | 1 | 0,2 |
| 16–17 | 9 | 1,9 | 16–17 | 1 | 0,2 |
| 17–18 | 2 | 0,4 | 17–18 | 0 | 0,0 |
| 18–19 | 3 | 0,6 | 18–19 | 0 | 0,0 |
| 19–20 | 3 | 0,6 | 19–20 | 0 | 0,0 |
| 20–21 | 4 | 0,9 | 20–21 | 1 | 0,2 |
| 21–22 | 2 | 0,4 | 21–22 | 0 | 0,0 |
| 22–23 | 2 | 0,4 | 22–23 | 0 | 0,0 |
| 23–24 | 5 | 1,1 | 23–24 | 0 | 0,0 |
| 24–48 (1–2 дня) | 15 | 3,2 | 24–48 (1–2 дня) | 1 | 0,2 |
| 48–72 (2–3 дня) | 6 | 1,3 | 48–72 (>2 дней) | 1 | 0,2 |
| 72–96 (3–4 дня) | 1 | 0,2 | Итого | 459 | 100 % |
| 96–120 (4–5 дней) | 0 | 0,0 | Средняя длительность – 1,95 часа | | |
| 120–144 (5–6 дней) | 1 | 0,2 | Максимальная длительность – 48,38 часа | | |
| 144–168 (>6 дней) | 1 | 0,2 | | | |
| Итого | 462 | 100 % | | | |
| Средняя длительность – 6,94 часа | | | | | |
| Максимальная длительность – 149,05 часа | | | | | |

Таблица 4.5 – Сопоставление статистических и расчётных данных по технологическому нарушению при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ

| | Статистические данные по «Челябэнерго» | Расчётные данные |
|---|--|------------------|
| Средняя длительность технологического нарушения | 6,94 ч = 416,4 мин | 190–640 мин |
| Средняя длительность перерыва электроснабжения | 1,95 ч = 117 мин | 90–480 мин |

3 Обрыв фазного провода при наличии системы автоматического обнаружения повреждённого участка ВЛ-10 кВ.

3.1 При наличии на диспетчерском пункте РЭС системы автоматического обнаружения повреждённого участка защиты, входящие в состав микропроцессорных счётчиков, обнаружат возникновение обрыва фазного провода ВЛ через время 20 сек. и обеспечат дозвон до диспетчерского пункта РЭС по GSM-каналам за время 40–100 сек. В результате сработает система автоматического обнаружения и, следовательно, через время $T_{\text{САО}} = 2$ мин после обрыва фазного провода на диспетчерском пункте РЭС сформируется информация о конкретном повреждённом участке ВЛ (магистральном или отпаечном) с указанием номеров ВЛ и повреждённого участка, а также о ПС, от которой питается эта ВЛ.

3.2 Диспетчер РЭС, получив информацию от системы обнаружения повреждённого участка, выдаёт задание ОВБ на отключение повреждённой ВЛ и отыскание места повреждения. Время $T_{\text{Зад}} = 5–10$ мин.

3.3 ОВБ выезжает на ПС, от которой питается повреждённая ВЛ. Время проезда $T_{\text{пр}} = 10–60$ мин.

3.4 На ПС ОВБ отключает повреждённую ВЛ. Время отключения одной ВЛ составляет $T_{\text{откл}} = 5–10$ мин.

3.5 При данном алгоритме технологического нарушения ОВБ осматривает ВЛ только на повреждённом участке. Длины магистрального или отпаечного участков составляют соответственно 1 км и 0,8 км, при этом время осмотра с учётом доезда сокращается до $T_{\text{опуз}} = 10–30$ мин.

Примечание. При установке в распределительной сети системы автоматического обнаружения повреждённого участка ВЛ ОВБ выезжает на осмотр ВЛ, с которой снято напряжение – это способствует повышению безопасности персонала ОВБ.

3.6 Последующие три этапа технологического нарушения остаются без изменения, поэтому соответствующие времена $T_{\text{ЛОК}}$, $T_{\text{РЕМ}}$, $T_{\text{ВНС}}$ будут теми же.

С учётом изложенного в пунктах 3.1–3.6 длительность технологического нарушения только при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ и наличии системы автоматического обнаружения повреждённого участка составит:

$$T_{\text{ТН.ОФ+САО}} = T_{\text{САО}} + T_{\text{ЗАД}} + T_{\text{ПР}} + T_{\text{ОТКЛ}} + T_{\text{ОПУЗ}} + T_{\text{ЛОК}} + T_{\text{РЕМ}} + T_{\text{ВНС}}; \quad (4.7)$$

$$T_{\text{ТН.ОФ+САО}} = 122\text{--}592 \text{ мин.}$$

Нарушение электроснабжения потребителей только при ОФП ВЛ-10 кВ и наличии системы автоматического обнаружения повреждённого участка начинается с отключения ПС повреждённой ВЛ и заканчивается этапом восстановления нормальной схемы ВЛ после ремонта:

$$T_{\text{ПЭ.ОФ+САО}} = T_{\text{ОТКЛ}} + T_{\text{ОПУЗ}} + T_{\text{ЛОК}} + T_{\text{РЕМ}} + T_{\text{ВНС}}; \quad (4.8)$$

$$T_{\text{ПЭ.ОФ+САО}} = 105\text{--}520 \text{ мин.}$$

Длительность нахождения повреждённого участка ВЛ под напряжением только при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ и наличии системы автоматического обнаружения повреждённого участка начинается с момента возникновения повреждения и заканчивается отключением повреждённого участка ВЛ на ПС:

$$T_{\text{НПН.ОФ+САО}} = T_{\text{САО}} + T_{\text{ЗАД}} + T_{\text{ПР}} + T_{\text{ОТКЛ}}; \quad (4.9)$$

$$T_{\text{НПН.ОФ+САО}} = 22\text{--}82 \text{ мин.}$$

В случае обрыва фазного провода и возникновения однофазного замыкания на землю при наличии системы автоматического обнаружения повреждённого участка ВЛ сначала сработает на ПС неселективная сигнализация ОЗЗ и на диспетчерский пункт РЭС с соответствующей ПС придёт телесигнал. Практически одновременно сработает система автоматического обнаружения и на диспетчерском пункте появится информация о повреждённом участке с обрывом фазного провода

с указанием ПС и номера ВЛ, т. е. неселективная сигнализация и система автоматического обнаружения практически одновременно сообщат о возникшем повреждении, но только система укажет конкретный повреждённый участок ВЛ и питающую её ПС. Далее развитие технологического нарушения будет развиваться по 3-му алгоритму с соответствующими временными характеристиками.

Результаты определения длительностей характерных составляющих технологического нарушения сведём в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Длительности технологических нарушений и их составляющих при различных вариантах возникновения повреждений ВЛ 6–10 кВ

| | ОФ + ОЗЗ | ОФ | ОФ + САО |
|--|------------------|------------------|--------------------|
| Длительность технологического нарушения $T_{ТН}$, мин | 186–662 (424) | 170–610 (390) | 122–592 (357) |
| Длительность перерыва электроснабжения $T_{ПЭ}$, мин | 90–480 (285) | 90–480 (285) | 105–520 (312,5) |
| Длительность нахождения повреждённого участка ВЛ под напряжением $T_{НПН}$, мин | 126–302 (214) | 110–250 (180) | 22–82 (52) |
| Длительность отыскания ОВБ места повреждения ВЛ $T_{ОПУ}$, мин | 60–80 (70) | 40–50 (45) | 10–30 (20) |

Примечание: в скобках указаны средние значения диапазонов.

Проведём анализ длительностей технологических нарушений работы ВЛ-10 кВ и отдельных периодов при различных вариантах их повреждения и последующего восстановления.

1 Средняя длительность трёх вариантов технологических нарушений примерно одинакова и составляет 6–7 часов.

2 Средняя длительность перерыва электроснабжения потребителей для всех вариантов технологических нарушений составляет около 5 часов и определяется длительностями локализации повреждённого участка ВЛ, его ремонта и последующего восстановления нормальной схемы – нормами эксплуатации электрических сетей принято, что отключение ВЛ с повреждением производят только после отыскания места повреждения этой ВЛ (с ОЗЗ или ОФ).

3 При обрыве фазного провода и наличии системы автоматического определения повреждённого участка ВЛ предлагается после выявления системой повреждённого участка с целью сокращения длительности нахождения оборванного провода под напряжением сначала производить отключение повреждённой ВЛ, а затем осуществлять поиск места повреждения. В этом случае *средняя длительность нахождения повреждённой ВЛ под напряжением* сокращается с 180–214 мин до 52 мин, т. е. примерно в 4 раза.

4 При 1-м варианте технологического нарушения, когда место повреждения неизвестно, возникает необходимость осмотра всей ВЛ и длительность этого периода технологического нарушения составляет 60–80 мин. Во 2-м варианте с учётом звонков потребителей становятся известными номер трансформаторной подстанции, к которой подключены потребители, и, соответственно, питающая её часть ВЛ, но остаётся неизвестным конкретный повреждённый участок, поэтому возможно снижение длительности отыскания места повреждения на 30–40 % или до 40–50 мин. При 3-м варианте технологического нарушения, когда система автоматического обнаружения указывает конкретный повреждённый участок ВЛ, длительность отыскания определяется временем доезда ОВБ до повреждённого участка ВЛ и его непосредственным осмотром, что составляет 10–30 мин. Следовательно, *среднее время осмотра ВЛ (отыскания места повреждения)* при 3-м варианте технологического нарушения в 3,5 раза меньше, чем при 1-м варианте, и в 2,25 раза меньше, чем при 2-м варианте.

4.5 Выводы по главе 4

1 Проведённая классификация существующих устройств защиты при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ показала, что для определения соответствующего повреждения предложено достаточно много устройств, реализующих различные способы защиты. Учитывая, что большинство устройств выполнено на напряжение этой сети, они либо конструктивно достаточно сложны и дорогостоящи, либо обладают недостаточной функциональностью.

2 Современные микропроцессорные системы учёта электрической энергии, выполняя свои основные функции, позволяют расширять их программное обеспечение, передавать информацию на пункты управления электрических сетей и др. Если микропроцессорный счётчик наделить дополнительными функциями, позволяющими определять состояние электрической сети, то, используя каналы передачи данных, можно передать информацию об обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ диспетчеру электрической сети, и, следовательно, его можно использовать в качестве устройства защиты.

3 Разработано устройство защиты при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ, на основе серийно выпускаемого микропроцессорного счётчика электроэнергии типа СЕ308-S31, программно-доработанного и изготовленного Корпоративным институтом электротехнического приборостроения АО «Электротехнические заводы “Энергомера”». Устройство позволяет определять состояния электрической сети, и, используя каналы передачи данных, передавать сигнал о возникшем повреждении воздушной линии на диспетчерский пункт электрической сети.

4 Проведённые испытания устройства защиты, построенного на основе микропроцессорного счётчика СЕ308-S31, на физической модели электрической сети показали его функциональные возможности, позволяющие идентифицировать заданные режимы работы электрической сети – нормальный режим работы и обрывы фазных проводов при широком изменении несимметрии фазных нагрузок.

5 Разработана система автоматического определения повреждённого участка ВЛ с обрывом фазного провода, устанавливаемая на диспетчерском пункте предприятия электрических сетей.

6 Проведённый анализ трёх вариантов технологического нарушения показал, что применение системы автоматического определения повреждённого участка ВЛ позволяет сократить длительность существования электроопасной ситуации в среднем в 4 раза, что уменьшит опасность поражения электрическим током. При этом время поиска места обрыва ВЛ сократится в 2,25–3,5 раза, что позволит улучшить условия труда персонала оперативно-выездных бригад.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе предложено новое решение актуальной научно-технической задачи, состоящее в обеспечении безопасности при эксплуатации воздушных линий напряжением 6–10 кВ посредством применения разработанного устройства защиты ВЛ при обрыве фазного провода в указанных линиях.

Проведённые исследования позволяют сформулировать следующие основные результаты и выводы по работе.

1 Проведён анализ технических характеристик ВЛ 6–10 кВ и технологических нарушений в сетях филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»:

– воздушные линии выполнены в основном алюминиевыми и сталеалюминиевыми голыми проводами, лишь 5,1 % линий выполнены самонесущим изолированным проводом (СИП);

– длины воздушных линий вместе с отпайками достигают 44 км, а длины магистральных участков – 24 км;

– на 100 км линий приходится в среднем в год 0,702 обрыва фазных проводов;

– выявлено, что 81 % обрывов приходится на провода ВЛ 6–10 кВ 1970–1980-х годов изготовления и ранее. При этом 50 % оборванных проводов находилось в эксплуатации больше нормативного срока, вплоть до 77 лет.

2 С целью разработки устройства защиты и определения его структуры и параметров проведены исследования изменений напряжений, возникающих в электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ при обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ, на компьютерной модели. Результаты этих исследований подтверждены экспериментами на физической модели, а также в опытной электрической сети напряжением 10/0,38 кВ.

3 Установлены закономерности в изменениях симметричных составляющих напряжений при различных режимах работы электрической сети 6–10/0,38 кВ,

определено место установки устройства защиты – сторона низшего напряжения понижающего трансформатора 6–10/0,4 кВ, выбрано в качестве информационного параметра для выявления обрыва провода ВЛ 6–10 кВ напряжение обратной последовательности.

4 Исследования семнадцати режимов работы электрической сети 10/0,38 кВ позволили определить зону возможных уставок по напряжению обратной последовательности устройства защиты, находящуюся в диапазоне 0,05–0,17 о. е., и конкретную величину уставки, равную $U_{2.уст} = 0,1$ о. е.

5 Разработано устройство защиты на основе серийно выпускаемого микропроцессорного счётчика электроэнергии типа СЕ308-S31, программно-доработанного и изготовленного Корпоративным институтом электротехнического приборостроения АО «Электротехнические заводы “Энергомера”», и проведены его испытания на физической модели, которые показали его функциональные возможности, позволяющие идентифицировать обрыв фазного провода ВЛ 6–10 кВ.

6 Разработана система, позволяющая автоматически определять участок ВЛ 6–10 кВ, на котором произошёл обрыв фазного провода, содержащая микропроцессорные счётчики электрической энергии с функцией определения обрыва фазного провода, устанавливаемые на стороне низшего напряжения трансформаторных подстанций, GSM-каналы передачи информации на диспетчерский пункт РЭС, устройство сбора данных, логический блок и информационное табло.

7 Применение разработанной системы автоматического определения участка ВЛ с обрывом фазного провода позволит уменьшить время поиска места обрыва ВЛ, время нахождения повреждённого участка под напряжением и, следовательно, длительность существования электроопасной ситуации, что позволит улучшить условия труда персонала оперативно-выездных бригад и уменьшить опасность поражения электрическим током людей и животных.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Аварии и происшествия [Электронный ресурс] / Система технического консультирования. – Режим доступа: <http://cons-systems.ru/avarii-i-proisshestiya> (дата обращения: 22.11.2016).
- 2 Авербух, А.М. Примеры расчётов неполнофазных режимов и коротких замыканий [Текст] / А.М. Авербух. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1979. – 184 с.
- 3 АИИС КУЭ Smart IMS [Текст]. Техническая документация. – М.: ООО «Матрица», 2018. – 11 с.
- 4 Алиев, И.И. Электротехнический справочник [Текст] / И.И. Алиев. – 5-е изд., стереотип. – М.: ИП РадиоСофт, 2010. – 384 с.
- 5 Анализ обстоятельств и причин несчастных случаев [Электронный ресурс] / Ростехнадзор. – Режим доступа: http://pech.gosnadzor.ru/info/nesc_sluch/analiz_ns_energo_2014 (дата обращения: 21.11.2016).
- 6 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов [Текст] / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2006. – 639 с.
- 7 Ануфриев, И.Е. Matlab 7 [Текст] / И.Е. Ануфриев, А.Б. Смирнов, Е.Н. Смирнова. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 1104 с.
- 8 Арендт, В.З. Анализ повреждаемости в воздушных сетях 6...35 кВ [Текст] / В.З. Арендт // Автоматизация энергосистем и энергоустановок промышленных предприятий: Тематический сборник научных трудов. – Челябинск: ЧПИ, 1983. – С. 45–48.
- 9 Афонин, В.В. Принципы построения сельских электрических сетей 10 кВ [Текст] / В.В. Афонин, М.Д. Салистра, В.В. Тисленко, В.И. Шевляков // Электрические станции. – 1986. – № 10. – С. 67–69.
- 10 Барг, И.Г. Воздушные линии электропередачи [Текст] / И.Г. Барг, В.И. Эдельман. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 248 с.

11 Барг, И.Г. Совершенствование обслуживания электросетей 0,4–20 кВ в сельской местности [Текст] / И.Г. Барг, Х.Я. Валк, Д.Т. Комаров. – М.: Энергия, 1980. – 240 с.

12 Белицын, И.В. Модели внешних воздействий на электромагнитное поле воздушных линий электропередач для аналитико-имитационного моделирования [Текст] / И.В. Белицын // Ползуновский вестник. – 2011. – № 2/2. – С. 49–55.

13 Белов, С.И. Многокритериальная оценка стратегии повышения средств электробезопасности сельских электрических сетей 0,38...10 кВ [Текст] / С.И. Белов, Н.Р. Горбунова, Т.Б. Лещинская // Вестник ФГОУ ВПО МГАУ. – 2012. – № 1. – С. 12–15.

14 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ [Текст] / А.В. Беляев. – СПб.: ПЭИПК, 2008. – 230 с.

15 Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-102-Д-КЛ-01 [Текст]: Руководство по эксплуатации / НТЦ «Механотроника», 2014. – 42 с.

16 Боков, Г. С. Техническое перевооружение российских электрических сетей. Сколько это может стоить? [Текст] / Г.С. Боков // Новости электротехники. – 2002. – № 2(14).

17 Болдырев, И.В. Определение места повреждения на воздушных линиях электропередачи в распределительных сетях [Текст] / И.В. Болдырев, Л.В. Владимиров, В.А. Ощепков // Омский научный вестник. – 2011. – № 3 (103). – С. 205–208.

18 Бондаренко, Д.А. Анализ надёжности функционирования воздушных линий электрических сетей [Текст] / Д.А. Бондаренко // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сборник трудов международной научно-технической конференции. – Благовещенск: Амурский государственный университет, 2015. – С. 105–112.

19 Вакуумный реклоузер REC15, REC25 [Текст]: Техническая информация. – М.: АО «Таврида Электрик». – 2019. – 155 с.

20 Валеев, Р.Г. Моделирование электрической сети напряжением 380 В с воздушными линиями в программной среде MATLAB–SIMULINK [Текст] /

Р.Г. Валеев, А.В. Млоток, А.М. Ершов, А.И. Сидоров // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2013. – № 9–10. – С. 116–128.

21 Валеев, Р.Г. Повышение уровня электробезопасности в электрических сетях напряжением до 1000 В при однофазных коротких замыканиях [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.26.01 / Валеев Рустам Галимянович. – Челябинск: ЮУрГУ, 2014. – 220 с.

22 Васильева, Т.Н. Анализ причин отказов электрического оборудования распределительных сетей 0,38–10 кВ [Текст] / Т.Н. Васильева, Е.И. Лопатин // Вестник РГАТУ. – 2011. – № 3 (11). – С. 64–66.

23 Веников, В.А. Теория подобия и моделирование (применительно к задачам электроэнергетики) [Текст] / В.А. Веников. – М.: Высшая школа, 1976. – 479 с.

24 Воздушная линия электропередачи с фильтром выявления несимметричного режима [Текст]: а. с. 1192029 СССР: МПК: Н 02 J 3/00, Н 02 Н 5/10, Н 02 Н 3/16. / И.Г. Беляков, Р.Ш. Сагутдинов, Л.Д. Суров (СССР). – № 3758292/24-07; заявл. 22.05.1984; опубл. 15.11.1985, Бюл. № 42. – 7 с.

25 Воздушная линия электропередачи трёхфазного переменного тока в сети с изолированной нейтралью [Текст]: а. с. 864425 СССР: МПК Н 02 J 3/00, Н 02 Н 5/10 / Р.Ш. Сагутдинов, А.И. Селивахин, А.П. Кузнецов. – № 2798299/24-07; заявл. 18.07.1979; опубл. 15.09.1981, Бюл. № 34. – 3 с.

26 Воротницкий, В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ [Текст] / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости электротехники. – 2005. – № 3(33).

27 Геоинформационная система ОМП ВЛ и КЛ 6–35 кВ (ГИС ОМП) [Электронный ресурс] / Релематика. – Режим доступа: https://relematika.ru/produkty/6-35_kv/geoinformatsionnaya_sistema_omp_vl_i_kl_6_35_kv_gis_omp/ (дата обращения: 23.03.2019).

28 Город. Сильнейший ледяной дождь [Электронный ресурс] / 74.ru. – Режим доступа: <https://74.ru/text/gorod/858036.html> (дата обращения: 23.03.2019).

29 Григорьев, А.В. Защита сельских электросетей [Текст] / А.В. Григорьев, А.И. Селивахин, В.И. Сукманов. – Алма-Ата: Кайнар, 1984. – 128 с.

30 Гулидов, С.С. Технико-экономическая характеристика сельских электрических сетей [Текст] / С.С. Гулидов. – М.: Вестник ФГОУ ВПО МГАУ, 2009. – С. 100–101.

31 Гулидов, С.С. Технико-экономический анализ надёжности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей [Текст] / С.С. Гулидов. – Орел: Вестник аграрной науки, 2012. – С. 144–146.

32 Дементьев, Ю.А. О состоянии электротехнического оборудования и ВЛ ОАО «ФСК ЕЭС» и мерах по повышению сетевой надёжности [Текст] / Ю.А. Дементьев, В.А. Родионов // Сб. докл. конф. ТРАВЭК «Интеграция науки и производства» (26–28 мая 2004 г). – М.: ВЭИ, 2004.

33 Демченко, В. Распределение электроэнергии – самый проблемный и затратный этап [Текст] / В. Демченко // Новости электротехники. – 2002. – № 5(17).

34 Довженко, С.В. Диагностика повреждений в электрических сетях 10 (6) кВ [Текст] / С.В. Довженко // Современные сложные системы управления: материалы XII международной научно-практической конференции, 25–27 октября 2017 г. В 2 ч. Ч. 2. – Изд-во Липецкого государственного технического университета, 2017. – С. 114–117.

35 Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках [Текст] / П.А. Долин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 442 с.

36 Долин, П.А. Электробезопасность. Теория и практика [Текст]: учебное пособие для вузов / П.А. Долин, В.Т. Медведев, В.В. Ворочков, А.Ф. Монахов; под ред. В.Т. Медведева. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 280 с.

37 Дорофеев, Н.П. Анализ причин несчастных случаев на энергоустановках с 1 января 2001 по 1 мая 2005 года (по статистическим данным) [Текст] / Н.П. Дорофеев, В.Л. Титов, Б.М. Степанов // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2005. – № 3. – С. 3–8.

38 Егоров, А.А. VII Международная научно-практическая конференция «Автоматизация и информационные технологии в энергетике 2017». Обзор.

Часть 5 [Текст] / А.А. Егоров // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2018. – № 6 (107). – С. 10–24.

39 Ершов, А.М. Классификация защит воздушных линий напряжением 6–10 кВ от обрывов проводов [Электронный ресурс] / А.М. Ершов, А.В. Хлопова, Н.Ю. Хабаров // Наука ЮУрГУ: материалы 68-й научной конференции. Секция технических наук. – Челябинск: Изд. центр ЮУрГУ, 2016. – С. 784–791.

40 Ершов, А.М. Методика проведения экспериментальных исследований параметров электрической сети напряжением 10/0,38 кВ при различных режимах её работы [Текст] / А.М. Ершов, Р.Г. Валеев, А.В. Хлопова // Электробезопасность. – 2016. – № 3. – С. 27–36.

41 Ершов, А.М. Моделирование системы обеспечения электробезопасности при обрыве одной из фаз [Текст] / А.М. Ершов, А.В. Хлопова, А.И. Сидоров // Вестник инженерной школы ДВФУ. – 2018. – № 3 (36). – С. 134–145.

42 Ершов, А.М. О выборе информационного параметра и места установки защиты при обрыве фазного провода воздушной линии напряжением 6–10 кВ [Электронный ресурс] / А.М. Ершов, А.В. Хлопова // Наука XXI века: технологии, управление, безопасность: сборник материалов научно-практической конференции. – Курган: Изд-во Курганского гос. ун-та, 2017. – С. 31–38.

43 Ершов, А.М. Разработка физической модели электрической сети напряжением 380 В [Текст] / А.М. Ершов, Р.Г. Валеев, А.И. Сидоров, А.В. Млоток // Электробезопасность. – 2014. – № 1. – С. 3–18.

44 Ершов, А.М. Сигнализация о возникновении обрыва фазного провода воздушной линии напряжением 6–10 кВ [Текст] / А.М. Ершов, А.В. Хлопова, А.И. Сидоров // Электрические станции. – 2017. – № 12. – С. 34–40.

45 Ершов, А.М. Система защиты электрической сети напряжением 380 В от обрывов проводов воздушной линии [Текст] / А.М. Ершов, О.В. Филатов, А.В. Млоток и др. // Электрические станции. – 2016. – № 5. – С. 28–33.

46 Ершов, А.М. Устройство сигнализации о возникновении обрыва фазного провода воздушной линии напряжением 6–10 кВ [Текст] / А.М. Ершов, А.В. Хлопова // Электробезопасность. – 2017. – № 2. – С. 11–15.

47 Ершов, А.М. Физическая модель для исследования несимметричных режимов работы электрической сети напряжением 380 В [Текст] / А.М. Ершов, Р.Г. Валеев, А.В. Млоток, А.И. Сидоров // Энергетика в современном мире: Сборник статей VI Международной заочной научно-практической конференции. – Чита: ЗабГУ, 2013. – С. 46–52.

48 Ершов, А.М. Физическая модель электрической сети напряжением 10/0,38 кВ [Текст] / А.М. Ершов, А.В. Хлопова // Электробезопасность. – 2016. – № 2. – С. 13–21.

49 Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии [Текст]: руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.

50 Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий [Текст] / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.

51 Кабашов, В.Ю. Анализ повреждаемости проводов сельских ВЛ 10 (6) кВ при воздействии неблагоприятных климатических факторов [Текст] / В.Ю. Кабашов // Взаимодействие науки и общества: проблемы и перспективы: сборник статей Международной научно-практической конференции (15 мая 2015 г., г. Уфа). В 2 ч. Ч.2. – Уфа: АЭТЕРНА, 2015. – С. 41–42.

52 Кабашов, В.Ю. Исследование причин аварийных отключений сельских ВЛ 6–10 кВ [Текст] / Ю.В. Кабашов // Инновационная наука. – 2017. – Т.3. – № 4. – С. 70–74.

53 Кабашов, В.Ю. Исследование условий возможного схлестывания проводов сельских ВЛ 6–10 кВ [Текст] / В.Ю. Кабашов // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2013. – № 2, Т. 9. – С. 9–12.

54 Кабашов, В.Ю. Повреждаемость проводов сельских ВЛ 6–10 кВ [Текст] / Ю.В. Кабашов // Интеграция аграрной науки и производства: состояние, проблемы и пути решения: материалы Всероссийской научно-практической конференции, 4–6 марта 2008 г. – Уфа: Башкирский ГАУ, 2008. – Ч. 2. – С. 276–278.

55 Кабашов, В.Ю. Повышение надёжности сельских воздушных линий 6–10 кВ в условиях воздействия ветровых нагрузок: монография [Текст] / В.Ю. Кабашов. – Уфа: Изд-во «Здравоохранение Башкортостана», 2009. – 140 с.

56 Кабашов, В.Ю. Причинно-следственная зависимость аварийных отключений сельских ВЛ 6–10 кВ [Текст] / В.Ю. Кабашов // Теоретические и практические аспекты развития научной мысли в современном мире: сборник статей Международной научно-практической конференции (8 октября 2017 г., г. Самара). В 2 т. Ч.1. – Уфа: АЭТЕРНА, 2017. – С. 42–45.

57 Карчин, В.В. Проблемы защиты линий электропередач от атмосферных перенапряжений [Текст] / В.В. Карчин, В.Т. Сидорова // Электрика. – 2014. – № 6. – С. 20–23.

58 Каталог электротехнического оборудования [Текст]. – М.: Таврида электрик. – 2018. – 131 с.

59 Клочков, А.Н. Устройство для обнаружения трёхфазных сетей с обрывом фазного провода [Текст] / А.Н. Клочков // Вестник КрасГАУ. – 2011. – № 1. – С. 221–223.

60 Козлов, А.Л. Опасность поражения людей и животных вблизи места однофазного замыкания на землю [Текст] / А.Л. Козлов // Электробезопасность. – 2016. – № 4. – С. 47–52.

61 Комплектное устройство защиты и автоматики линии 6–35 кВ типа «ТОР 200 Л 22» («ТОР 200 Л 12», «ТОР 200 Л 32», «ТОР 200 Л 62») [Текст]. – Чебоксары: ООО «Релематика», 2018. – 69 с.

62 Концепция проекта «Цифровой РЭС». Опыт реализации: Янтарьэнерго [Электронный ресурс] / НТЦ «Энерджинет». – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2017/11/Tavrida-Elektrik-EnergyNet-TSPS-Kontseptsiya-TSRES.pdf> (дата обращения: 02.02.2019).

63 Косоухов, Ф.Д. Несимметрия напряжений и токов в сельских распределительных сетях [Текст] / Ф.Д. Косоухов, И.В. Наумов. – Иркутск: ИРГСХА, 2003. – 257 с.

64 Красных, А.А. Разработка основ проектирования и создание комплекса электрозащитных средств и устройств мониторинга состояния воздушных линий электропередачи напряжением до 35 кВ для повышения безопасности их эксплуатации [Текст]: дис. ... докт. техн. наук: 05.26.01 / Красных Александр Анатольевич. – Киров, 2006. – 455 с.

65 Красных, А.А. Схемы для анализа работы воздушных линий электропередачи с изолированной нейтралью в режиме однофазного замыкания на землю [Текст] / А.А. Красных, И.Л. Кривошеин, А.Л. Козлов, Е.А. Суслов // Электробезопасность. – 2015. – № 4. – С. 32–38.

66 Кривенков, В.В. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учебное пособие для вузов / В.В. Кривенков, В.Н. Новелла. – М.: Энергоиздат, 1981. – 328 с.

67 Крючков, И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах [Текст] / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пираторов; под ред. И.П. Крючкова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 416 с.

68 Кучерявенков, А.А. Как вернуть людям свет? [Текст] / А.А. Кучерявенков, Е.А. Кондрашенко // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2016. – № 5 (38). – С. 74–75.

69 Кучерявенков, А.А. Экономическая эффективность внедрения индикаторов короткого замыкания в распределительных сетях 6–35 кВ [Текст] / А.А. Кучерявенков, Е.А. Карташёва // Энергоэксперт. – 2014. – № 6. – С. 52–53.

70 Лещинская, Т.Б. Концепция развития систем электроснабжения сельских районов [Текст] / Т.Б. Лещинская, В.И. Шевляков // Электрика, 2004. – № 6. – С. 13–17.

71 Лещинская, Т.Б. Многокритериальная оценка технико-экономического состояния распределительных электрических сетей [Текст] / Т.Б. Лещинская, В.В. Князев // Вестник ФГОУ ВПО МГАУ. – 2010. – №2. – С. 14–19.

72 Лещинская, Т.Б. Ранжирование очередности проведения реконструкции сельских электрических сетей 10 кВ [Текст] / Т.Б. Лещинская, В.В. Князев // Вестник ФГОУ ВПО МГАУ. – 2016. – №4. – С. 60–64.

73 Манилов, А.М. Защита сети напряжением 6–35 кВ при разрыве фазы и падении провода на землю [Текст] / А.М. Манилов // Энергетик, 2003. – № 11. – С. 22–23.

74 Манилов, А.М. О необходимости пересмотра нормативных документов по электробезопасности в сетях напряжением 6–35 кВ [Текст] / А.М. Манилов // Промышленная энергетика, 2013. – № 11. – С. 31–33.

75 Манойлов, В.Е. Сопротивление заземления мест повреждения в сетях 380–220 вольт [Текст] / В.Е. Манойлов // Электрификация сельского хозяйства. – 1936. – № 3. – 78–80.

76 Мартынов, В.А. Несимметричные режимы работы силовых трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y_0 [Текст] / В.А. Мартынов // Вестник ИГЭУ. – 2009. – Вып. 2. – С. 88–91.

77 Мешков, Б.Н. Диагностика повреждений воздушных линий электропередачи в распределительном сетевом комплексе 10 кВ [Текст] / Б.Н. Мешков, В.А. Чернышов // Инновации в сельском хозяйстве. – М.: ВИЭСХ, 2015. – № 2 (12). – С. 87–91.

78 Микропроцессорные устройства защиты «Сириус-2-Л», «Сириус-21-Л»: Руководство по эксплуатации [Текст]. – М.: ОА «РАДИУС Автоматика», 2018. – 78 с.

79 Млоток, А.В. Обеспечение электробезопасности при обрывах фазных и нулевого проводов воздушных линий напряжением 380 В [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.26.01 / Млоток Алексей Владимирович. – Челябинск: ЮУрГУ, 2014. – 265 с.

80 Млоток, А.В. Опытная электрическая сеть напряжением 380 В [Текст] / А.В. Млоток, А.М. Ершов, Р.Г. Валеев, А.И. Сидоров // Вестник Инженерной школы ДВФУ. – Владивосток, 2014. – № 2(19). – С. 96–107.

81 Наумов, И.В. Исследование показателей несимметрии в действующих электрических сетях [Текст] / И.В. Наумов, Д.А. Иванов // Научно-практический журнал «Вестник ИрГСХА». – 2008. – Вып. 30. – С. 78–84.

82 Несчастные случаи в ОАО «РЖД» [Электронный ресурс] / Форум работников железнодорожного транспорта. – Режим доступа: <http://railway.kanaries.ru/index.php?showtopic=342> (дата обращения: 22.11.2016).

83 Никитина, И.Э. Способы удаления льда с проводов линий электропередачи [Текст] / И.Э. Никитина, Н.Х. Абдрахманов, С.А. Никитина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 3. – С. 794–823.

84 Об энергетической стратегии России на период до 2030 года [Текст]: Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р.

85 Ощепков, В.А. Частотный метод определения отходящей линии электропередачи с замкнутой на землю фазой [Текст] / В.А. Ощепков, В.К. Грунин, В.В. Харламов // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6. – С. 38.

86 Панков, О.В. Внедрение системы мониторинга цифрового РЭС на объектах ОАО «Сетевая компания» [Текст] / О.В. Панков, Е.А. Карташёва // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2018. – № 6 (107). – С. 31–34.

87 Панков, О.В. Система мониторинга работы кабельных и воздушных линий КОМОРСАН [Текст] / О.В. Панков. – Технические и программные средства систем автоматизации. – 2018. – №6 (107). – С. 20–24.

88 Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электро-сетевом комплексе» [Текст]. – М.: ПАО «Россети», 2017. – 195 с.

89 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [Текст] / Утв. приказом Минтруда РФ от 24.07.2013 № 328н. – Екатеринбург: ИД «Урал Юр Издат», 2014. – 240 с.

90 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст] / Минэнерго России. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003. – 320 с.

91 Происшествия 02.08.14 [Электронный ресурс] / Комсомольская правда. – Режим доступа: <http://www.volgograd.kp.ru/online/news/1808406/> (дата обращения: 23.11.2016).

92 Происшествия 19.10.14 [Электронный ресурс] / Комсомольская правда. – Режим доступа: <https://www.chel.kp.ru/online/news/1874146/> (дата обращения: 23.03.2019).

93 Разгильдеев, Г.И. Характеристики распределительных сетей систем электроснабжения Кемеровской области [Текст] / Г.И. Разгильдеев, Е.В. Ногин // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2009. – № 5(75). – С. 65–69.

94 Ревякин, А.И. Электробезопасность и противопожарная защита в электроустановках [Текст] / А.И. Ревякин, Б.И. Кашолкин. – М.: Энергия, 1980. – 159 с.

95 Реле MiCOM P125, P126 & P127. Направленные защиты максимального тока [Текст]: Техническое руководство. – М.: Schneider Electric, 2018. – 599 с.

96 Россети представили стратегию построения цифровой сети до 2030 года [Электронный ресурс] / Цифровая подстанция. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2018/02/15/lquo-rosseti-raquo-predstavili-strategiyu-postroeniya-tsifrovoj-seti-do-nbsp-2030-goda/> (дата обращения: 02.02.2019).

97 Руководящие материалы по проектированию электрических сетей (РУМ) [Текст]. – М.: ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС». – 2014. – № 5(559). – 99 с.

98 Рыбаков, Л.М. Анализ причин аварийных отключений в распределительных сетях 10–35 кВ [Текст] / Л.М. Рыбаков, А.Е. Сошников, Д.Г. Соловьёв // Электрика. – 2001. – №3. – С. 16–20.

99 Рыбаков, Л.М. Методы и средства обеспечения работоспособности электрических распределительных сетей 10 кВ [Текст] / Л.М. Рыбаков. – М.: Энергоатомиздат, 2004. – 241 с.

100 Рыбаков, Л.М. Прогнозирование отказов и планирование резерва запасных элементов, аппаратов и оборудования распределительных электрических сетей 10 кВ [Текст] / Л.М. Рыбаков, З.Г. Иванова // Вестник Чувашского университета. – 2015. – № 1. – С. 104–110.

101 Рыбаков, Л.М. Техническое состояние сетей 10 кВ [Текст] / Л.М. Рыбаков, С.В. Столяров, Е.Н. Наумов // Электрика. – 2002. – №2. – С. 19–21.

102 Саидалиев, Ш.С. Обоснование параметров заземления нейтрали и вторных заземлений в системе зануления [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.26.01 / Саидалиев Шахриёр Саьдуловевич. – Челябинск: ЮУрГУ, 2016. – 134 с.

103 Сводка несчастных случаев [Электронный ресурс] / Официальный сайт органов местного самоуправления поселка Ставрово. – Режим доступа: http://stavrovo-info.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=1473%3A-15062016-19072016&catid=25&Itemid=142 (дата обращения: 21.11.2016).

104 Сидоров, А.И. Повышение надежности сельских электрических сетей с помощью устройств компенсации токов однофазного замыкания на землю [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Сидоров Александр Иванович. – Челябинск: ЧПИ, 1984. – 126 с.

105 Солдатов, В.А. Определение места аварийного режима в электрических сетях 35 кВ по наведённым напряжениям [Текст] / В.А. Солдатов, А.С. Яблоков // Известия ГГАУ. – Владикавказ, 2016. – № 4. – С. 192–197.

106 Способ защиты от обрывов фазных и нулевого проводов четырёхпроводной воздушной линии электрической сети напряжением 380 В и устройство для его реализации [Текст]: пат. 2581607 Рос. Федерация: МПК Н 02 Н 5/10 / А.М. Ершов, А.В. Млоток, О.В. Филатов, А.И. Сидоров, А.В. Запорожский, Р.Г. Валеев. – № 2014142515/07; заявл. 21.10.2014; опубл. 20.04.2016, Бюл. № 11. – 18 с.

107 Способ обнаружения неполнофазных режимов в воздушных электрических сетях с изолированной нейтралью [Текст]: а. с. 449626 СССР: МПК: Н 02 Н 5/10 / А.И. Селифахин, М.И. Пронникова, Д.Д. Якубовский (СССР). – № 1650208/24-7; заявл. 31.07.1973; опубл. 14.01.1976, Бюл. № 2. – 2 с.

108 Способ обнаружения неполнофазных режимов в воздушных электрических сетях с изолированной нейтралью [Текст]: а. с. 499626 СССР: МПК Н 02 Н 5/10 / А.И. Селивахин, М.И. Пронникова, Д.Д. Якубовский. – № 1950208/24-7; заявл. 31.08.1973; опубл. 15.01.1976, Бюл. № 2. – 2 с.

109 Сурба, А.С. Анализ аварийности в российской электроэнергетике [Текст] / А.С. Сурба // Новое в российской энергетике. – 2011. – № 2. – С. 5–20.

110 Суслов, Е.А. Обзор существующих методов определения места повреждения в сетях воздушных линий электропередачи 6–35 кВ [Текст] / Е.А. Суслов, А.Л. Козлов // Всероссийская ежегодная научно-практическая конференция «Общество, наука, инновации» (НПК-2013). – Киров, 2013. – С. 1919–1922.

111 Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М [Текст] / Руководство по эксплуатации – Нижний Новгород: АО «ННПО имени М.В. Фрунзе», 2018. – 92 с.

112 Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные СЕ 308 / Руководство по эксплуатации. – Ставрополь: АО «Электротехнические заводы “Энергомера”», 2018. – 267 с.

113 Тверьэнерго и Нижновэнерго внедряют проект «Цифровой РЭС» [Электронный ресурс] / EnerguLand.info. – Режим доступа: <http://www.energyland.info/analitic-show-177662> (дата обращения: 02.02.2019).

114 Тропин, С.А. Использование микропроцессорных счётчиков в качестве элемента защиты при обрывах фазных проводов воздушной линии напряжением 6–10 кВ [Текст] / С.А. Тропин, А.В. Хлопова // Безопасность и управление рисками: материалы III Международной научно-практической конференции (9–11 ноября 2016 г.). – Пермь; Издательство ПНИПУ, 2016. – С. 165–171.

115 Трофимова, С.Н. К вопросу о надёжности электроснабжения сельских потребителей [Электронный ресурс] / С.Н. Трофимова // Наука ЮУрГУ: материалы 66-й научной конференции. Секции технических наук. – Челябинск: Изд. центр ЮУрГУ, 2014. – С. 1495–1499.

116 Трофимова, С.Н. Повышение надёжности работы воздушных электрических сетей напряжением 6–35 кВ путём рационализации режима нейтрали [Текст]: дис. канд. техн. наук: 05.09.03 / Трофимова Светлана Николаевна. – Челябинск: ЮУрГУ, 2010. – 239 с.

117 Тынянский, В.Г. Распознавание режимов работы воздушных линий напряжением 0,4 кВ в электроприёмников [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Тынянский Владимир Геннадьевич. – Новочеркасск: ЮРГТУ, 2005. – 244 с.

118 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах [Текст]: учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

119 Усманов, Ф.Х. Анализ отключений сельских ВЛ 6–10 кВ [Текст] / Ф.Х. Усманов, В.Ю. Кабашов, В.А. Максимов // Электрические станции. – 1980. – № 8. – С. 56–58.

120 Усманов, Ф.Х. О расстоянии между фазными проводами сельских ВЛ 10 кВ [Текст] / Ф.Х. Усманов, М.Т. Сулейманов, В.Ю. Кабашов // Энергетик. – 1989. – № 6. – С. 22–23.

121 Усманов, Ф.Х. Повреждаемость сельских ВЛ 10 кВ [Текст] / Ф.Х. Усманов, В.И. Александров, В.Т. Архипов // Электрические станции. – 1990. – № 6. – С. 57–60.

122 Устройство для выявления обрыва одной из фаз трёхфазной цепи [Текст]: а. с. 112334 СССР: МПК: Н 02 Н 5/10 / А.Г. Пинчук (СССР). – № 554773; заявл. 19.06.1950; опубл. 01.01.1958. – 3 с.

123 Устройство для защиты от неполнофазных режимов в электрической сети с изолированной нейтралью [Текст]: а. с. 1136244 СССР: МПК Н 02 Н 5/10, Н 02 Н 3/16 / Э.Д. Шефер, В.О. Жидков, А.А. Сарапов. – № 3598066/24-07; заявл. 03.06.1983; опубл. 23.01.1985, Бюл. № 3. – 5 с.

124 Устройство для защиты от несимметричного режима работы участка трёхфазной сети переменного тока с изолированной нейтралью [Текст]: а. с. 805466 СССР: МПК Н 02 Н 3/24, Н 02 Н 5/10 / А.И. Селивахин, И.Л. Слонов, Р.Ш. Сагутдинов, А.П. Кузнецов. – № 2552532/24-07; заявл. 07.12.1977; опубл. 15.02.1981, Бюл. № 6. – 3 с.

125 Устройство для защиты от несимметричного режима работы электрической сети с изолированной или некомпенсированной нейтралью [Текст]: а. с. 815833 СССР: МПК Н 02 Н 3/24, Н 02 Н 5/10 / А.М. Ершов, О.А. Петров. – № 2775470/24-07; заявл. 05.06.1979; опубл. 23.03.1981, Бюл. № 11. – 3 с.

126 Устройство для защиты от обрыва и замыкания а землю в сети с изолированной нейтралью [Текст]: а. с. 1145400 СССР: МПК Н 02 Н 3/16 / Р.Ш. Сагутдинов, И.Г. Беляков, В.И. Сукманов, В.А. Григорьева. – № 3482648/24-07; заявл. 23.08.1982; опубл. 15.03.1985, Бюл. № 10. – 5 с.

127 Устройство для защиты от обрыва и замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью [Текст]: а. с. 1101950 СССР: МПК Н 02 Н 3/16, Н 02 Н 5/10 / В.И. Сукманов, Р.Ш. Сагутдинов, В.И. Григорьев. – № 3411118/24-07; заявл. 16.03.1982; опубл. 07.07.1984, Бюл. № 25. – 4 с.

128 Устройство для защиты от однофазных повреждений в электрической сети с изолированной нейтралью [Текст]: а. с. 1034116 СССР: МПК: Н 02 Н 3/16, Н 02 Н 5/10 / Э.Д. Шефер, В.О. Жидков, Ю.Н. Ильин, Ю.А. Меновщиков (СССР). – № 3369497/24-07; заявл. 18.12.1981; опубл. 07.08.1983, Бюл. № 29. – 6 с.

129 Устройство для защиты трёхфазной сети с изолированной нейтралью от обрыва фазы [Текст]: а. с. 107440 СССР: МПК: Н 02 Н 5/10 / Г.И. Атабеков, А.В. Гордон, А.В. Каменский, В.Г. Тер-Захарянц (СССР). – № 552986; заявл. 07.06.1956; опубл. 01.01.1957. – 2 с.

130 Устройство для защиты трёхфазной электроустановки переменного тока от повреждения [Текст]: а. с. 736257 СССР: МПК Н02Н 5/10 / А.П. Кузнецов, А.А. Кудрявцев, А.П. Рыжков, А.И. Селивахин, Р.Ш. Сагутдинов. – № 2504305/24-07; заявл. 23.06.1977; опубл. 25.05.1980, Бюл. № 19. – 4 с.

131 Устройство для защиты трёхфазной электроустановки переменного тока от несимметричных режимов [Текст]: а. с. 792455 СССР: МПК Н 02 Н 3/24, Н 02 Н 5/10 / Р.Ш. Сагутдинов, А.И. Селивахин, И.Л. Слонов, И.Г. Беляков, В.А. Островский, А.П. Кузнецов, В.И. Сукманов, Б.А. Грещенко. – № 2613370/24-07; заявл. 04.05.1978; опубл. 30.12.1980, Бюл. № 48. – 4 с.

132 Устройство для защиты трёхфазных электрических цепей от обрыва фазных проводов [Текст]: а. с. 1348941 СССР: МПК Н 02 Н 5/10, Н 02 Н 7/09 / Н.М. Попов, А.Н. Попов. – № 3920382/24-07; заявл. 02.07.1985; опубл. 30.10.1987, Бюл. № 40. – 2 с.

133 Устройство для защиты трёхфазных электродвигателей и электрических установок переменного тока от работы на двух фазах [Текст]: а. с. 141201 СССР: МПК: Н 02 Н 5/10, Н 02 Н 7/09 / В.Ф. Стеколыщиков, В.М. Алексеев, В.И. Кузнецов, О.Н. Никулин (СССР). – № 696351/24-7; заявл. 06.02.1961; опубл. 01.01.1961, Бюл. № 18. – 2 с.

134 Устройство для защиты трёхфазных электроустановок, например корабельных, от обрыва цепи одной фазы [Текст]: а. с. 141921 СССР: МПК: Н 02 Н 5/10, / В.М. Алексеев, В.И. Кузнецов, О.Н. Никулин, В.Ф. Стеколыщиков (СССР). – № 696352/24-7; заявл. 06.02.1961; опубл. 01.01.1961, Бюл. № 20. – 3 с.

135 Устройство для защиты участка воздушной линии электропередачи с изолированной нейтралью от несимметричных режимов [Текст]: а. с. 792439 СССР: МПК Н 02 Н 3/16, Н 02 Н 5/10 / Р.Ш. Сагутдинов, А.И. Селивахин, А.П. Кузнецов, Ф.Д. Кузнецов. – № 2659280/24-07; за-явл. 31.08.1978; опубл. 30.12.1980, Бюл. № 48. – 4 с.

136 Устройство для контроля неполнофазных режимов работы электрической сети [Текст]: а. с. 803079 СССР: МПК: Н 02 Н 3/24, Н 02 Н 5/10, G 01 R 29/18 / Н.М. Зуль, Р.Ш. Сагутдинов, А.И. Селивахин, А.П. Кузнецов, Е.А. Кузнецов (СССР). – № 2702174/24-07; заявл. 26.12.1978; опубл. 07.02.1981, Бюл. № 5. – 4 с.

137 Устройство для обнаружения неполнофазных режимов [Текст]: а. с. 420042 СССР: МПК: Н 02 Н 7/09 / В.К. Зайцевский, П.В. Афанасьев (СССР). – № 1692320/24-7; заявл. 30.08.1971; опубл. 15.03.1974. – 2 с.

138 Устройство для определения повреждённой фазы [Текст]: а. с. 335763 СССР: МПК: Н 02 Н 3/16 / Н.Ф. Шишкин, В.И. Микрюков, В.В. Шкабер, Б.М. Ягудаев (СССР). – № 1487097/24-07; заявл. 29.10.1970; опубл. 11.04.1972. – 2 с.

139 Устройство для определения повреждённой фазы сети с контуром заземления [Текст]: а. с. 658644 СССР: МПК: Н 02 Н 3/16, G 01 R 31/08 / А.С. Крохалёв, Г.А. Багаутинов, С.Н. Новокрещенов (СССР). – № 2484248/24-07; заявл. 11.05.1977; опубл. 25.04.1979, Бюл. № 15. – 3 с.

140 Устройство для определения режима работы электрической сети с изолированной или компенсированной нейтралью [Текст]: а. с. 1023494 СССР: МПК

Н 02 Н 3/16 / А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Исаев. – № 3387655/24-07; заявл. 22.01.1982; опубл. 15.06.1983, Бюл. № 22. – 6 с.

141 Устройство для определения режима электрической сети [Текст]: а. с. 1050031 СССР: МПК: Н 02 Н 3/16, Н 02 Н 3/24, Н 02 Н 5/10 / А.М. Ершов, О.А. Петров (СССР). – № 3275380/24-07; заявл. 10.04.1981; опубл. 23.10.1983, Бюл. № 39. – 6 с.

142 Устройство для сигнализации аварийных и неполнофазных режимов в электрических сетях [Текст]: а. с. 1302367 СССР: МПК Н 02 Н 5/10, Н 02 Н 3/16 / Б.Н. Андрющенко, М.И. Загороднев, В.И. Шапошников. – № 3890302/24-07; заявл. 23.04.1985; опубл. 07.04.1987, Бюл. № 13. – 4 с.

143 Устройство защиты от обрывов проводов воздушной линии электропередачи с изолированной нейтралью [Текст]: пат. 2633803 Рос. Федерация: МПК Н 02 Н 5/10 / Ершов А.М., Филатов О.В., Хлопова А.В., Запорожский А.В., Валеев Р.Г., Сидоров А.И. – № 2017102432; заявл. 25.01.2017; опубл. 19.10.2017, Бюл. № 29. – 6 с.

144 Устройство обнаружения неполнофазных режимов в воздушных электрических сетях [Текст]: а. с. 502440 СССР: МПК Н 02 Н 5/10 / А.И. Селивахин, М.И. Пронникова, Д.Д. Якубовский, Б.А. Грещенко, В.А. Островский. – № 1950205/24-7; заявл. 31.07.1973; опубл. 05.02.1976, Бюл. № 5. – 2 с.

145 Устройство определения для обнаружения трёхфазных сетей с обрывами фазных проводов [Текст]: пат. на п.м. 94077 Рос. Федерация: МПК Н 02 Н 99/00 / Попов Н.М., Клочков А.Н. – № 2009148481/22; заявл. 25.12.2009; опубл. 10.05.2010, бюл. № 13. – 2 с.

146 Устройство определения обрыва и фиксации повреждённой фазы изолированных проводов воздушных линий напряжением свыше 1000 В при их расположении на опорах контактной сети переменного тока [Текст]: пат. на п.м. 96354 Рос. Федерация: МПК В 60 М 3/00, В 60 М 1/12 / Косарев А.Б., Кузнецов Д.Г., Буйлов И.В. – № 2010102828/22; заявл. 29.01.2010; опубл. 27.07.2010, бюл. № 21. – 2 с.

147 Устройство определения обрыва изолированных проводов воздушных линий напряжением свыше 1000 В при их расположении на опорах контактной сети

переменного тока в зонах сближения с высоковольтными ЛЭП [Текст]: пат. 87967 Рос. Федерация: МПК В 60 М 3/00, В 60 М 1/12 / Косарев А.Б., Кузнецов Д.Г., Москвин С.Л. – № 2009119221/22; заявл. 22.05.2009; опубл. 27.10.2009, бюл. № 30. – 2 с.

148 Устройство определения обрыва изолированных проводов воздушных линий напряжением свыше 1000 В при их расположении на опорах контактной сети переменного тока [Текст]: пат. 85410 Рос. Федерация: МПК В 60 М 3/00, В 60 М 1/12 / Косарев А.Б., Кузнецов Д.Г., Логинов С.В. – № 2009108971/22; заявл. 13.03.2009; опубл. 10.08.2009, бюл. № 22. – 2 с.

149 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / Д.Л. Файбисович. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

150 Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей [Текст]: Учеб. Пособие для вузов / А.М. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с.

151 Федотов, А.И. Определение мест обрыва и однофазных замыкания на землю в распределительных электрических сетях по параметрам режима на стороне 0,4 кВ понижающих подстанций [Текст] / А.И. Федотов, Г.В. Вагапов, Н.В. Роженцова, Р.Э. Абдуллазянов // Промышленная энергетика. – 2016. – № 4. – С. 34–40.

152 Хлопова, А.В. Анализ причин обрывов фазных проводов воздушных линий напряжением 6–10 кВ [Текст] / А.В. Хлопова // Безопасность жизнедеятельности. – 2018. – № 4. – С. 38–43.

153 Хлопова, А.В. Исследование режимных параметров при обрывах воздушных линий напряжением 6–10 кВ [Текст] / А.В. Хлопова // Электроэнергетика глазами молодёжи: материалы VII Международной научно-технической конференции, 19–23 сентября 2016 г., Казань. – В 3 т. Т 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – С. 242–245.

154 Хлопова, А.В. Компьютерная модель для исследования режимов работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ [Электронный ресурс] / А.В. Хлопова, А.М. Ершов // Наука ЮУрГУ: материалы 68-й научной конференции. Секции технических наук. – Челябинск: Изд. центр ЮУрГУ, 2016. – С. 799–805.

155 Хлопова, А.В. Опасность при обрывах проводов воздушных линий напряжением 10 кВ [Текст] / А.В. Хлопова // Молодёжные инновации повышения эффективности и надёжности транспорта газа: материалы XVII отраслевой научно-технической конференции молодых руководителей и специалистов (18–22 апреля 2016 г.). – Екатеринбург, 2016. – С. 86–87.

156 Хлопова, А.В. Результаты исследований обрывов проводов воздушных линий напряжением 6–10 кВ на компьютерной модели [Текст] / А.В. Хлопова // Безопасность жизнедеятельности глазами молодёжи: сборник материалов IV Всероссийской студенческой конференции (с международным участием); под ред. А.И. Сидорова. – Челябинск: Изд. центр ЮУрГУ, 2017. – С. 130–134.

157 Хлопова, А.В. Техническое состояние и повреждаемость воздушных линий 6–10 кВ [Текст] / А.В. Хлопова // Безопасность жизнедеятельности глазами молодёжи: сборник материалов V Всероссийской студенческой конференции (с международным участием): в 2. т.; под ред. А.И. Сидорова. – Челябинск: Изд. центр ЮУрГУ, 2019. – Т. 1. – С. 226–229.

158 Цифровая трансформация 2030 [Текст]: Концепция ПАО «Россети». – М.: ПАО «Россети». – 2018. – 31 с.

159 Черкасова, Н.И. Анализ состояния сельских электрических сетей 10 кВ в свете мониторинга отказов [Текст] / Н.И. Черкасова // Ползуновский вестник. – 2012. – № 4. – С. 49–54.

160 Черных, И.В. SIMULINK: среда создания инженерных приложений [Текст] / Под общ. ред. к. т. н. В.Г. Потемкина. – М.: ДИАЛОГ-МИФИ, 2003. – 496 с.

161 Черных, И.В. Моделирование электротехнических устройств в Matlab, SimPowerSystems и Simulink [Текст] / И.В. Черных. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.

162 Шабад, М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад. – Л.: Энергоиздат, 1981. – 136 с.

163 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2010. – 350 с.

164 Шерстобитов, Р.М. Показатели надёжности сети ВЛ 10 кВ [Текст] / Р.М. Шерстобитов, М.А. Юндин // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2011. – № 1. – С. 17–18.

165 Электрические системы. Электрические сети: учеб. для электроэнерг. спец. вузов [Текст] / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1998. – 511 с.

166 Advanced Protection of Overhead Lines in the Event of Interrupted Conductor [Text] / V. Lovenčič, Z. Toroš, S. Ceferin et al. // Proceeding of 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, Session 3, Block 2, 2013, Paper 1405.

167 Al-Ghannam, Sami H. Development of open (broken) conductor detection system for high resistivity areas [Text] / Sami H. Al-Ghannam, Yasin Khan, Uzair Ahmad et al. // 2017 Saudi Arabia Smart Grid (SASG), Jeddah, Saudi Arabia, 2017, Paper 8356491.

168 Benner, C.L. Practical high impedance fault detection for distribution feeders [Text] / C.L. Benner, B.D. Russell // IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 33, Iss. 3, 1997, pp. 635-640.

169 Ershov, A.M. Extension of Functions of Microprocessor-based Electric Energy Meters to Detect 10 kV Overhead Line Phase Wire Breakage [Text] / A.M. Ershov, A.V. Khlopova, A.I. Sidorov // 2018 Global Smart Industry Conference (GloSIC), Chelyabinsk, 2018, Paper 8570095.

170 Ershov, A.M. Phase Wire Break Signaling for 6 – 10 kV Overhead Line [Text] / A.M. Ershov, A.V. Khlopova, A.I. Sidorov // Power Technology and Engineering, Vol. 52, No. 1, 2018, pp. 110-115.

171 Ershov, A.M. System for protecting 380 V power grid from overhead line breaks [Text] эл/ A.M. Ershov, O.V. Filatov, A.V. Mlotok et al. // Power Technology and Engineering, Vol. 50, No. 4, November, 2016, 442-446 pp.

172 Ershov, A.M. The results of power grid research modes in case of 6–10 kV overhead lines phase wire breakage [Text] / A.M. Ershov, A.V. Khlopova, A.I. Sidorov // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Saint Petersburg, 2017, Paper 8076280.

173 Ershov, A.M. Voltage Changes in Case of 6-10 kV Overhead Line Phase Wire Breakage in a 6-10 / 0.38 kV Electric Network [Text] / A.M. Ershov, A.V. Khlopova, A.I. Sidorov // 2018 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Moscow, 2018.

174 Fault localization in the cloud [Electronic resource] / Siemens. – Available at: <https://www.siemens.com/content/dam/internet/siemens-com/global/products-services/energy/energy-automation-and-smart-grid/grid-applications/flic/documents/fault-localization-in-the-cloud-ipdf.pdf> (accessed: 27.03.2017).

175 GSM/GPRS based method, system and computer programs to determine and locate high impedance faults on medium voltage distribution networks in high resistivity [Text]: US 9 310 416 B2 United States patent: Int. Cl. G 01 R 31/08, G 01 R 31/02 / Al-Ghannam S.H. , Khan Y. – Appl. No/ 14/026,815; date of filling 13.09.2013; date of publication 12.04.2016, 22 p.

176 Ito, T. Evaluation of detecting the breaking of wires on medium-voltage system by three-phase sensors [Text] / T. Ito, K. Abe, D. Dodo et al. // IEEE 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies, EDST, Vienna, Austria, 2015, pp. 302-306.

177 Mariappan, V. Optimal Solution to Isolate the High Impedance/ Broken Conductor Fault in 11 kV Overhead Line in Distribution Network [Text] / V. Mariappan, A.B.S.M. Rayees // IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2017), Birmingham, UK, 2017, cp. 2017.0328.

178 O'Brien, W. Catching falling conductors in midair – detecting and tripping broken distribution circuit conductors at protection speeds [Text] / W. O'Brien, E. Udren,

K. Garg et al. // 2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), College Station, USA, 2016, Papper 7914881.

179 Paul, S. A review of smart technology (Smart Grid) and its features [Text] / S. Paul, M.S. Rabbani, R.K. Kundu and S.M.R. Zaman // IEEE 2014 1st International Conference on Non Conventional Energy, ICONCE 2014, Kalyani, India, 2014, pp. 200-203.

180 Pongthavornsawad, A. Broken conductor detection for overhead line distribution system [Text] / A. Pongthavornsawad, W. Rungseevijitprapa // 2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Wuhan, China, 2011, Papper 5749066.

181 Remote operation control of a MV/LV transformer station and remote signaling of faults [Text]: EP 2 109 205 A1 European patent: Int. Cl. H 02 J 13/00, H 02 H 5/10, H 02 H 7/04 / Bezjak M., Toros Z. – Appl. No. 09004932.1; date of filling 03.04.2009; date of publication 14.10.2009, Bulletin 2009/42, 16 p.

182 Siemens Vacuum Recloser 3AD [Text] / Medium-Voltage Equipment Catalog HG 11.42, 2016, 50 p.

183 Vilas, V.G. Implementation of metering practices in smart grid [Text] / V.G. Vilas, A. Pujara, S.M. Bakre and V. Muralidhara // IEEE 2015 International Conference on Smart Technologies and Management for Computing, Communication, Controls, Energy and Materials, ICSTM, Chennai, India, 2015, pp. 484-487.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Компьютерная модель электрической сети

Компьютерная модель электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ построена в программном комплексе MATLAB с использованием пакета Simulink.

На рисунке А.1 представлена принципиальная схема трёхфазной электрической сети, состоящей из источника питания напряжением 10 кВ (например, подстанции напряжением 110/10 кВ), воздушной линии напряжением 10 кВ (ВЛ-10 кВ), понижающего трёхфазного трансформатора Т, четырёхпроводной воздушной линии напряжением 380 В (ВЛ-380 В) и нагрузки потребителей электрической энергии в конце линии.

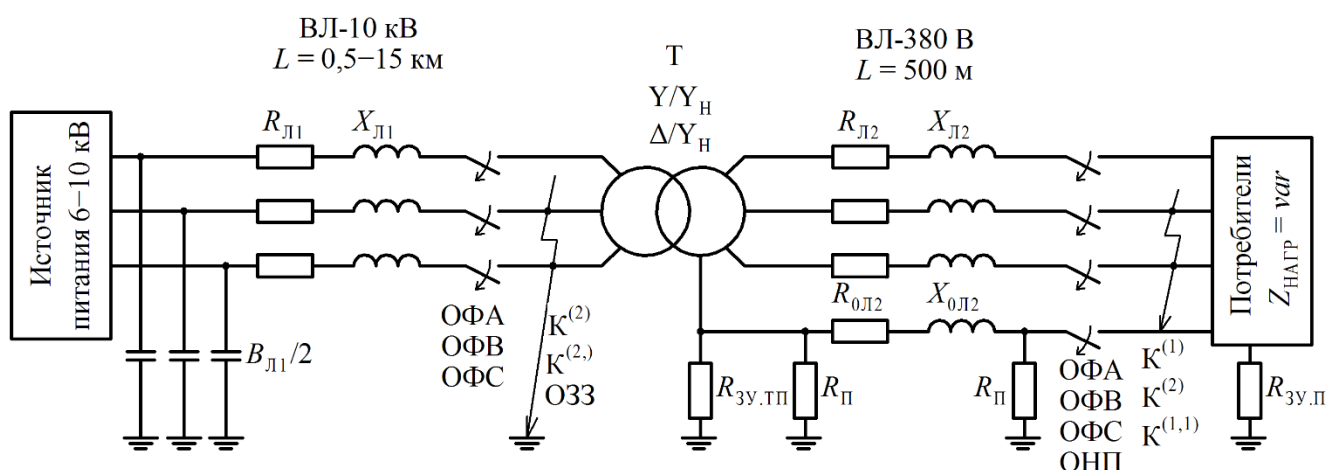


Рисунок А.1 – Схема электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ

На схеме обозначено: $R_{Л1}$, $X_{Л1}$ и $B_{Л1}/2$ – активное и индуктивное сопротивления, ёмкостная проводимость (показанная для удобства только с одной стороны) ВЛ-10 кВ; $R_{Л2}$, $X_{Л2}$ – активное и индуктивное сопротивления фазных проводов ВЛ-380 В; $R_{0Л2}$, $X_{0Л2}$ – активное и индуктивное сопротивление нулевого провода ВЛ-380 В; $R_{ЗУ.ТП}$, $R_{П}$, $R_{ЗУ.П}$ – сопротивления заземляющих устройств трансформаторной подстанции, повторных заземлений нулевого провода ВЛ-380 В и потребителя электроэнергии; L – длина линии; Y/Y_H , Δ/Y_H – виды соединения обмоток трансформатора Т; $Z_{НАГР} = var$ – сопротивление нагрузки потребителя, меняющееся

в широких пределах как по величине, так и по фазам; ОФА, ОФВ, ОФС – обрывы фазы, соответственно, А, В, С; $K^{(2)}$, $K^{(2)}$ и ОЗЗ – двухфазное короткое замыкание (КЗ), двухфазное КЗ на землю и однофазное замыкание на землю ВЛ-10 кВ; $K^{(1)}$, $K^{(2)}$, $K^{(1,1)}$ – виды КЗ в ВЛ-380 В – однофазное, двухфазное и двухфазное КЗ на землю; ОНП – обрыв нулевого провода.

На изменения напряжений и токов в различных точках электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ с одной стороны оказывают влияние её технические характеристики:

- мощность короткого замыкания вышестоящей питающей сети;
- параметры ВЛ-10 кВ: протяжённость (0,5–20 км) и сечение используемого провода (35–95 мм²);
- мощность силовых трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ (100–630 кВ·А) и схемы соединения их обмоток – «звезда/звезда с нулём», «треугольник/звезда с нулём», «звезда/зигзаг с нулём»;
- параметры ВЛ-380 В: протяжённость (до 1 км), сечение используемого провода (25–70 мм²);
- параметры заземляющих устройств силовых трансформаторов $R_{з.тп}$ и потребителей $R_{з.п}$, повторных заземлителей нулевого провода ВЛ-380 В $R_{п}$.

С другой стороны, на изменения напряжений и токов электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ влияют её режимы работы:

- обрывы фазных проводов ВЛ-10 кВ;
- однофазные замыкания на землю в ВЛ-10 кВ (ОЗЗ);
- двухфазные КЗ $K^{(2)}$ и двухфазные КЗ на землю $K^{(2)}$ в ВЛ-10 кВ;
- степень загрузки силовых трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ;
- несимметрия электрических нагрузок $Z_{нагр}$ в сети напряжением 380 В;
- обрывы фазных и нулевого проводов ВЛ-380 В;
- одно- и двухфазные КЗ ($K^{(1)}$, $K^{(2)}$), а также двухфазные КЗ на нулевой провод $K^{(1,1)}$.

Все рассмотренные технические параметры электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ и возможные режимы её работы должны быть заложены в компьютерную модель для получения объективных результатов исследований.

В программном комплексе MATLAB с использованием пакета Simulink построена компьютерная модель электрической сети напряжением 10/0,38 кВ (рисунок А.2). За основу взята разработанная ранее модель электрической сети напряжением 0,38 кВ, описанная в [20].

Для построения модели используются стандартные блоки библиотеки Simulink:

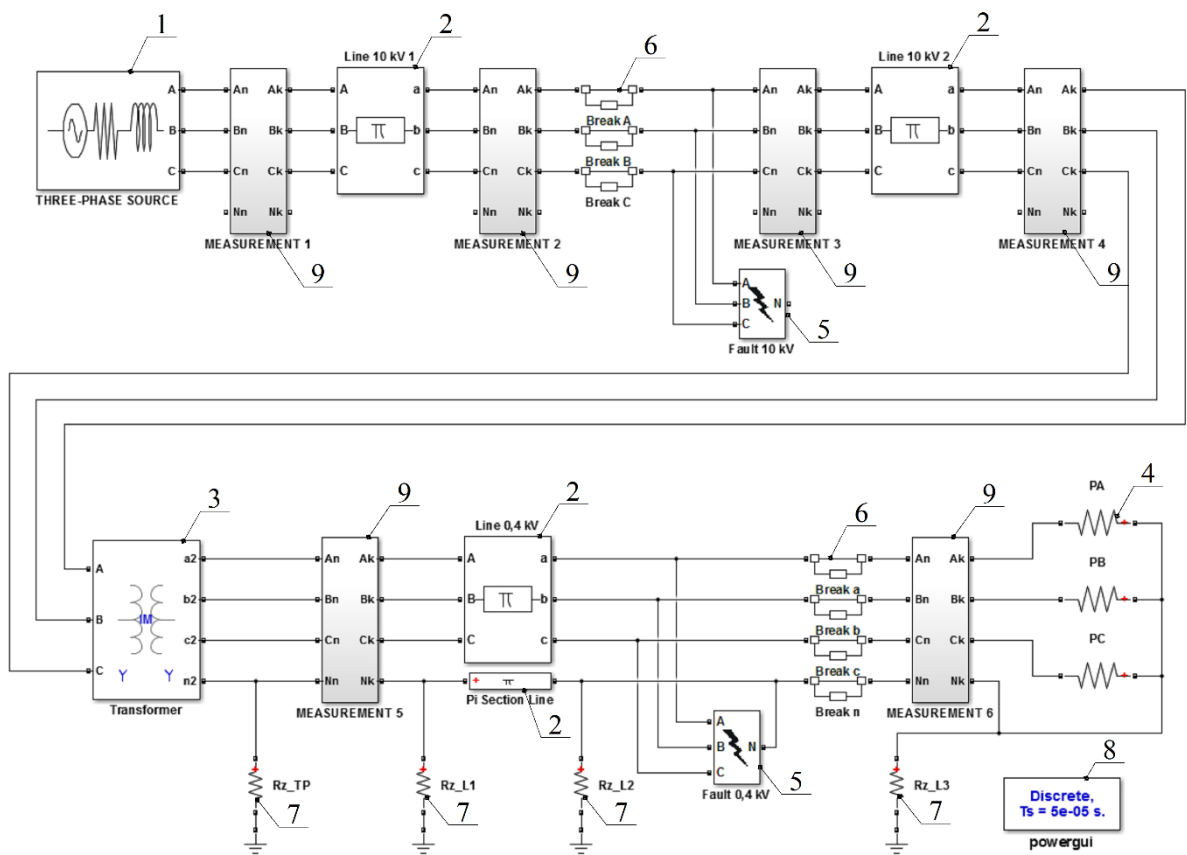


Рисунок А.2 – Компьютерная модель электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ

- 1 – Three-Phase Source – моделирует трёхфазный источник питания;
- 2 – Three-Phase PI Section Line и PI Section Line – моделирует трёхфазную и однофазную линию с сосредоточенными параметрами;

3 – Three-Phase Transformer Inductance Matrix Type (Two Windings) – моделирует трёхфазный двухобмоточный трансформатор с различной конфигурацией обмоток и геометрией магнитопровода;

4 – Parallel RLC Load – моделирует нагрузочную ветвь;

5 – Three-Phase Fault – моделирует различные виды короткого замыкания в трёхфазной цепи;

6 – Breaker – моделирует обрыв фазы линии;

7 – Series RLC Branch – моделирует последовательную RLC-цепь (в данной модели используется для моделирования активного сопротивления различного рода заземляющих устройств);

8 – Powergui – является инструментом графического интерфейса.

Также в модели использованы дополнительные подсистемы 9, объединяющие в себе стандартные измерительные блоки, позволяющие проводить измерения напряжений и токов и их симметричных составляющих как по величине, так и по фазе в различных точках сети.

Параметры, задаваемые в блоках модели, рассчитаны по известным методикам [20].

В компьютерной модели заключены возможности изменения в широких пределах параметров электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ (см. таблицу А.1).

Для упрощения моделирования в рабочей среде MATLAB в редакторе М-файлов написан программный код, который управляет запусками модели, меняя в ней необходимые параметры электрической сети. По окончании моделирования каждого режима, результаты сохраняются в рабочее пространство MATLAB, затем автоматически запускается следующий режим. Так, по очереди, программа запускает все заданные режимы, а результаты измерений каждого из них записываются в файл Microsoft Excel, в котором они представлены в удобном для анализа виде. Таким образом, данный код позволяет быстро промоделировать и записать результаты исследований множества режимов работы моделируемой сети при различном сочетании её технических характеристик.

Таблица А.1 – Параметры моделируемой сети

| Элемент схемы | Параметр | Величина |
|--|--|-------------------------------------|
| Источник | Мощность короткого замыкания | 50–300 МВ·А |
| | Напряжение | 10 кВ |
| Воздушная линия напряжением 10 кВ | Длина линии | 0,5–20 км |
| | Сечение проводов | 35–95 мм ² |
| | Материал провода | Алюминий со стальным сердечником |
| Трансформатор напряжением 10/0,4 кВ | Мощность | 63–630 кВ·А |
| | Схема соединения обмоток | Y/Y _н , Δ/Y _н |
| Воздушная линия напряжением 380 В | Длина линии | 500 м |
| | Сечение проводов | 35 мм ² |
| | Материал провода | Алюминий со стальным сердечником |
| Сопротивления заземляющих устройств | Трансформаторной подстанции | 4 Ом |
| | Повторное заземление нулевого провода ВЛ | 30 Ом |
| | Потребителя | 10–30 Ом |
| Мощность потребителя | В процентах от мощности трансформатора 10/0,4 кВ | 0–100 % |
| Сопротивление нагрузки Z _{НАГР} | Изменение по фазам | 0–100 % |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б**Физическая модель электрической сети**

Аналогом физической модели напряжением 380/177 В явилась электрическая сеть напряжением 10/0,38 кВ со следующими параметрами: источник питания и воздушная линия напряжением 10 кВ (ВЛ-10 кВ); силовой понижающий трансформатор мощностью 160 кВ·А со схемой соединения обмоток Y/Y_N ; четырёхпроводная воздушная линия напряжением 380 В (ВЛ-380 В); трёхфазная электрическая нагрузка, сосредоточенная в конце линии, мощностью 60 кВт и $\cos\varphi_N = 1$; конфигурация сети – радиальная.

При разработке физической модели использованы положения, изложенные в работах [43; 47]. В отличие от этих работ, в которых рассмотрена физическая модель только одного напряжения 220 В, приведенная ниже модель состоит из электрической сети двух напряжений 380 и 177 В. Сеть напряжением 380 В построена с изолированной нейтралью, что соответствует оригинальной сети напряжением 10 кВ, а сеть напряжением 177 В выполнена с глухим заземлением нейтрали, что соответствует оригиналу сети напряжением 380 В.

Принципиальная электрическая схема физической модели показана на рисунке Б.1. Электрическая сеть с изолированной нейтралью представляет собой последовательно включенные источник питания, трёхфазную воздушную линию напряжением 380 В, которая учтена в схеме продольными активным $R_{Л1}$ и индуктивным $X_{Л1}$ сопротивлениями и ёмкостной проводимостью $B_{Л1}$, и первичную обмотку силового трансформатора ТС–0,5–380/177 с активным $R_{Т1}$ и индуктивным $X_{Т1}$ сопротивлениями обмотки. Электрическая сеть с глухозаземлённой нейтралью состоит из последовательно включенных вторичной обмотки силового трансформатора с активным $R'_{Т2}$ и индуктивным $X'_{Т2}$ сопротивлениями обмотки, четырёхпроводной воздушной линии напряжением 177 В (ВЛ-177 В), представленную активным $R_{Л2}$ и индуктивным $X_{Л2}$ сопротивлениями фазных проводов и активным $R_{0Л2}$ и индуктивным $X_{0Л2}$ сопротивлениями нулевого провода, и регулирующую

нагрузку чисто активного характера с сопротивлением R_H . Нулевой вывод вторичной обмотки силового трансформатора подключен к заземляющему устройству с сопротивлением $R_{Зу.ТП}$. Нулевой провод ВЛ-177 В с помощью повторных заземлений соединён с заземляющими устройствами с сопротивлением $R_{П}$. У потребителя предусмотрено заземляющее устройство с сопротивлением $R_{Зу.П}$.

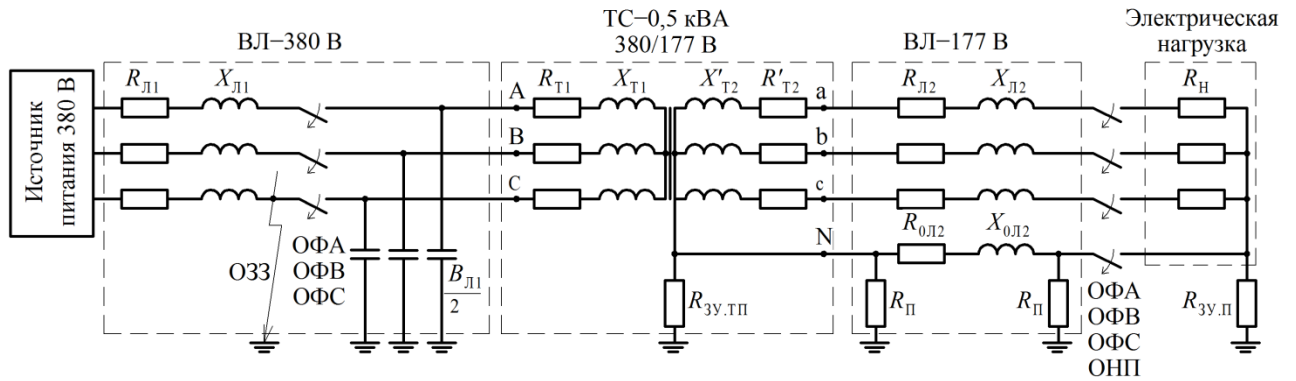


Рисунок Б.1 – Принципиальная электрическая схема физической модели

Рассмотрим определение параметров моделируемой электрической сети и её физической модели.

Параметры моделируемой электрической сети напряжением 10/0,38 кВ (оригинала).

1 Источник питания. В питающей электрической сети напряжением 10 кВ ток трёхфазного короткого замыкания принят равным $I_{К.МАКС}^{(3)} = 7$ кА при максимальном режиме её работы.

2 Воздушная линия напряжением 10 кВ выполнена неизолированными проводами АС–3х70 мм², длина линии 5 км.

Параметры линии:

– удельное активное сопротивление [4]

$$R_{Л1.УД} = 0,429 \text{ Ом/км}; \quad (\text{Б.1})$$

– удельные индуктивное сопротивление линии и её ёмкостная проводимость [165]

$$\begin{aligned}
 X_{\text{ЛЛ.УД}} &= 0,1445 \lg \left(\frac{D_{\text{СР}}}{r_{\text{ГР}}} \right) + 0,0157 = \\
 &= 0,1445 \lg \left(\frac{1000}{5,7} \right) + 0,0157 = 0,34 \text{ Ом/км},
 \end{aligned}
 \tag{Б.2}$$

$$b_{\text{ЛЛ.УД}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{\text{СР}}}{r_{\text{ГР}}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{1000}{5,7} \right)} = 3,378 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},
 \tag{Б.3}$$

где $D_{\text{СР}}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, мм; $r_{\text{ГР}}$ – радиус провода, мм;

– активное сопротивление линии

$$R_{\text{ЛЛ(О)}} = R_{\text{ЛЛ.УД}} \cdot L = 0,429 \cdot 5 = 2,145 \text{ Ом}; \tag{Б.4}$$

– индуктивное сопротивление

$$X_{\text{ЛЛ(О)}} = X_{\text{ЛЛ.УД}} \cdot L = 0,34 \cdot 5 = 1,7 \text{ Ом}; \tag{Б.5}$$

– полное сопротивление

$$Z_{\text{ЛЛ(О)}} = \sqrt{X_{\text{ЛЛ(О)}}^2 + R_{\text{ЛЛ(О)}}^2} = \sqrt{1,7^2 + 2,145^2} = 2,737 \text{ Ом}; \tag{Б.6}$$

– ёмкостная проводимость

$$B_{\text{ЛЛ(О)}} = b_{\text{ЛЛ.УД}} \cdot L = 3,378 \cdot 10^{-6} \cdot 5 = 16,89 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \tag{Б.7}$$

– ёмкостной ток однофазного замыкания на землю

$$I_{\text{С.ЛЛ(О)}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}} \cdot 3B_{\text{ЛЛ(О)}} = \frac{10000}{\sqrt{3}} \cdot 3 \cdot 16,89 \cdot 10^{-6} = 0,293 \text{ А}. \tag{Б.8}$$

3 Силовой понижающий трансформатор ТМГ–160/10 имеет параметры [4]:

– номинальная мощность трансформатора $S_{\text{Т.НОМ}} = 160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и напряжение 10/0,4 кВ;

– схема соединения обмоток Y/Y_н;

– напряжение короткого замыкания $U_{\text{к\%}} = 4,5 \%$;

– потери короткого замыкания $\Delta P_{\text{кз}} = 2650 \text{ Вт}$;

– сопротивления трансформатора, приведённые к стороне низшего напряже-

ния:

полное

$$Z_{T2(O)} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{T.HOM2}^2}{S_{T.HOM}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{400^2}{160 \cdot 10^3} = 0,045 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.9})$$

активное

$$R_{T2(O)} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{U_{T.HOM2}^2}{S_{T.HOM}^2} = 2650 \cdot \frac{400^2}{160^2 \cdot 10^6} = 0,0166 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.10})$$

реактивное

$$X_{T2(O)} = \sqrt{Z_{T2(O)}^2 - R_{T2(O)}^2} = \sqrt{0,045^2 - 0,0166^2} = 0,0418 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.11})$$

– сопротивления трансформатора, приведённые к стороне высшего напряжения:

$$Z_{T1(O)} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{T.HOM1}^2}{S_{T.HOM}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10000^2}{160 \cdot 10^3} = 28,125 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.12})$$

$$R_{T1(O)} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{U_{T.HOM1}^2}{S_{T.HOM}^2} = 2650 \cdot \frac{10000^2}{160^2 \cdot 10^6} = 10,352 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.13})$$

$$X_{T1(O)} = \sqrt{Z_{T1(O)}^2 - R_{T1(O)}^2} = \sqrt{28,125^2 - 10,352^2} = 26,151 \text{ Ом}. \quad (\text{Б.14})$$

4 Воздушная линия напряжением 380 В выполнена неизолированными проводами АС–4х70 мм², длина линии 481 м.

Параметры линии [4; 165]:

– удельное активное сопротивление

$$R_{Л2.уд} = 0,429 \text{ Ом/км}; \quad (\text{Б.15})$$

– удельное реактивное сопротивление

$$\begin{aligned} X_{Л2.уд} &= 0,1445 \lg \left(\frac{D_{CP}}{r_{ГП}} \right) + 0,0157 = \\ &= 0,1445 \lg \left(\frac{500}{5,7} \right) + 0,0157 = 0,296 \text{ Ом/км}; \end{aligned} \quad (\text{Б.16})$$

– активное сопротивление

$$R_{Л2(O)} = R_{Л2.уд} \cdot L = 0,429 \cdot 0,481 = 0,2063 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.17})$$

– индуктивное сопротивление

$$X_{Л2(0)} = X_{Л2.уд} \cdot L = 0,296 \cdot 0,481 = 0,1426 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.18})$$

– полное сопротивление

$$Z_{Л2(0)} = \sqrt{X_{Л2(0)}^2 + R_{Л2(0)}^2} = \sqrt{0,1426^2 + 0,2063^2} = 0,251 \text{ Ом}. \quad (\text{Б.19})$$

5 Параметры электрической нагрузки:

– суммарная трёхфазная нагрузка (принята активной)

$$P_{Н(0)} = 60 \text{ кВт} = 3 \cdot 20 \text{ кВт}; \quad (\text{Б.20})$$

– фазное сопротивление нагрузки

$$R_{Н(0)} = \frac{U_{НОМ}^2}{P_{Н(0)}} = \frac{220^2}{20 \cdot 10^3} = 2,42 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.21})$$

– фазный ток нагрузки

$$I_{Н(0)} = \frac{U_{Ф(0)}}{\sqrt{(R_{Н(0)} + R_{Л2(0)})^2 + X_{Л2(0)}^2}} = \frac{220}{\sqrt{(2,42 + 0,2063)^2 + 0,1426^2}} = \frac{220}{2,63} = 83,643 \text{ А}. \quad (\text{Б.22})$$

Параметры силового трансформатора, использованного для питания физической модели электрической сети напряжением 380/177 В.

1 Тип трансформатора ТС–0,5 – трехфазный, естественное воздушное охлаждение (сухой), схема соединения обмоток Y/Y_н или Δ/Y_н, Напряжения электрической сети физической модели соответственно составляют 380/177 и 220/177 В.

2 Паспортные данные:

– схемы соединения обмоток Y/Y_н;

– напряжения обмоток (линейные) – 380/177 В;

– номинальная мощность $S_{Т.НОМ} = 0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}$;

– потери и напряжение короткого замыкания: $\Delta P_{КЗ} = 22 \text{ Вт}$ и $U_{К\%} = 4,5 \%$;

– потери и ток холостого хода: $\Delta P_{ХХ} = 15 \text{ Вт}$ и $I_{ХХ} = 12 \%$.

3 Сопротивления трансформатора (модели), приведённые к вторичному линейному напряжению $U_{Т.НОМ2} = U_{Л2(М)} = 177$ В – напряжению физической модели электрической сети:

$$Z_{Т2(М)} = \frac{U_{К\%}}{100} \cdot \frac{U_{Т.НОМ2}^2}{S_{Т.НОМ}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{177^2}{500} = 2,82 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.23})$$

$$R_{Т2(М)} = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{U_{Т.НОМ2}^2}{S_{Т.НОМ}^2} = 22 \cdot \frac{177^2}{500^2} = 2,757 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.24})$$

$$X_{Т2(М)} = \sqrt{Z_{Т2(М)}^2 - R_{Т2(М)}^2} = \sqrt{2,82^2 - 2,757^2} = 0,591 \text{ Ом}. \quad (\text{Б.25})$$

4 Сопротивления трансформатора (модели), приведённые к первичному линейному напряжению $U_{Т.НОМ1} = U_{Л1(М)} = 380$ В:

$$Z_{Т1(М)} = \frac{U_{К\%}}{100} \cdot \frac{U_{Т.НОМ1}^2}{S_{Т.НОМ}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{380^2}{500} = 12,996 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.26})$$

$$R_{Т1(М)} = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{U_{Т.НОМ1}^2}{S_{Т.НОМ}^2} = 22 \cdot \frac{380^2}{500^2} = 12,707 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.27})$$

$$X_{Т1(М)} = \sqrt{Z_{Т1(М)}^2 - R_{Т1(М)}^2} = \sqrt{12,996^2 - 12,707^2} = 2,725 \text{ Ом}. \quad (\text{Б.28})$$

5 Токи в обмотках трансформатора:

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ1}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 380} = 0,76 \text{ А}; \quad (\text{Б.29})$$

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ2}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 177} = 1,631 \text{ А}. \quad (\text{Б.30})$$

Коэффициенты подобия.

Параметры остальных элементов физической модели электрической сети напряжением 380/177 В находим через коэффициенты подобия, для чего используем положения, применяемые в теории подобия [23]. ***В качестве исходных коэффициентов рассмотрим коэффициенты подобия, связывающие напряжения электрических сетей оригинала и модели, а также полные сопротивления соответствующих силовых трансформаторов, характеризуемые напряжением короткого замыкания $U_{К\%}$.***

Поскольку оригинал и физическая модель состоят из электрических сетей двух напряжений, то для каждой сети должны быть получены отдельные группы коэффициентов подобия.

Для электрической сети с изолированной нейтралью:

– коэффициент подобия по напряжению

$$m_{U1} = \frac{U_{Л1(М)}}{U_{Л1(О)}} = \frac{380}{10000} = 0,038; \quad (\text{Б.31})$$

– коэффициент подобия по сопротивлению

$$m_{Z1} = \frac{Z_{Т1(М)}}{Z_{Т1(О)}} = \frac{12,996}{28,125} = 0,462. \quad (\text{Б.32})$$

С учётом этого получены производные коэффициенты:

– коэффициент подобия по току

$$m_{I1} = \frac{m_{U1}}{m_{Z1}} = \frac{0,038}{0,462} = 0,0822; \quad (\text{Б.33})$$

– коэффициент подобия по мощности

$$m_{S1} = \frac{m_{U1}^2}{m_{Z1}} = \frac{0,038^2}{0,462} = 0,00313. \quad (\text{Б.34})$$

Для электрической сети с глухозаземлённой нейтралью:

– коэффициент подобия по напряжению

$$m_{U2} = \frac{U_{Л2(М)}}{U_{Л2(О)}} = \frac{177}{380} = 0,466; \quad (\text{Б.35})$$

– коэффициент подобия по сопротивлению

$$m_{Z2} = \frac{Z_{Т2(М)}}{Z_{Т2(О)}} = \frac{2,82}{0,045} = 62,658. \quad (\text{Б.36})$$

С учётом этого получены производные коэффициенты:

– коэффициент подобия по току

$$m_{I2} = \frac{m_{U2}}{m_{Z2}} = \frac{0,466}{62,658} = 0,00743; \quad (\text{Б.37})$$

– коэффициент подобия по мощности

$$m_{S2} = \frac{m_{U2}^2}{m_{Z2}} = \frac{0,466^2}{62,658} = 0,00346. \quad (\text{Б.38})$$

С помощью полученных коэффициентов подобия определяем следующее.

1 Параметры линии электропередачи напряжением 380 В (модели):

$$X_{Л1(М)} = X_{Л1(О)} \cdot m_{Z1} = 1,7 \cdot 0,462 = 0,785 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.39})$$

$$R_{Л1(М)} = R_{Л1(О)} \cdot m_{Z1} = 2,145 \cdot 0,462 = 0,991 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.40})$$

$$Z_{Л1(М)} = Z_{Л1(О)} \cdot m_{Z1} = 2,737 \cdot 0,462 = 1,265 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.41})$$

$$B_{Л1(М)} = B_{Л1(О)} / m_{Z1} = 16,89 \cdot 10^{-6} / 0,462 = 36,55 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \quad (\text{Б.42})$$

$$L_{Л1(М)} = \frac{X_{Л1(М)}}{\omega} = \frac{0,785}{314} = 0,0025 \text{ Гн}; \quad (\text{Б.43})$$

$$C_{Л1(М)} = \frac{B_{Л1(М)}}{\omega} = \frac{36,55 \cdot 10^{-6}}{314} = 0,116 \text{ мкФ}; \quad (\text{Б.44})$$

$$I_{с.Л1(М)} = \frac{U_{Л1(М)}}{\sqrt{3}} \cdot 3B_{Л1(М)} = \frac{380}{\sqrt{3}} \cdot 3 \cdot 36,55 \cdot 10^{-6} = 0,0241 \text{ А}. \quad (\text{Б.45})$$

2 Параметры линии электропередачи напряжением 177 В (модели):

$$X_{Л2(М)} = X_{Л2(О)} \cdot m_{Z2} = 0,1426 \cdot 62,658 = 8,935 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.46})$$

$$R_{Л2(М)} = R_{Л2(О)} \cdot m_{Z2} = 0,2063 \cdot 62,658 = 12,929 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.47})$$

$$Z_{Л2(М)} = Z_{Л2(О)} \cdot m_{Z2} = 0,251 \cdot 62,658 = 15,717 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.48})$$

$$L_{Л2(М)} = \frac{X_{Л2(М)}}{\omega} = \frac{8,935}{314} = 0,0285 \text{ Гн}. \quad (\text{Б.49})$$

3 Сопротивления заземляющих устройств:

– трансформаторной подстанции

$$R_{ЗУ.ТП(М)} = R_{ЗУ.ТП(О)} \cdot m_{Z2} = 4 \cdot 62,658 = 250,63 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.50})$$

– повторных заземлений нулевого провода воздушной линии

$$R_{П(М)} = R_{П(О)} \cdot m_{Z2} = 30 \cdot 62,658 = 1879,7 \text{ Ом}; \quad (\text{Б.51})$$

– потребителя

$$R_{ЗУ.П(М)} = R_{ЗУ.П(О)} \cdot m_{Z2} = 10 \cdot 62,658 = 626,58 \text{ Ом}. \quad (\text{Б.52})$$

4 Фазный ток нагрузки физической модели

$$I_{\Phi(M)} = \frac{U_{\Phi(M)}}{\sqrt{(R_{H(M)} + R_{Л2(M)})^2 + X_{Л2(M)}^2}} = \frac{102,5}{\sqrt{(80 + 12,929)^2 + 8,935^2}} = 1,098 \text{ А}, \quad (\text{Б.53})$$

где $R_{H(M)}$ – нагрузочное сопротивление физической модели. В расчётах принято $R_{H(M)} = 80 \text{ Ом}$, при котором трансформатор работает с оптимальным коэффициентом загрузки.

5 Трёхфазная мощность нагрузки физической модели

$$P_{H(M)} = 3 \cdot U_{\Phi(M)} \cdot I_{\Phi(M)} = 3 \cdot 102,5 \cdot 1,098 = 337,6 \text{ Вт}. \quad (\text{Б.54})$$

На рисунке Б.2 показана принципиальная электрическая схема регулируемой нагрузки, подключённой в конце ВЛ-177 В и представляющей собой набор резисторов, включённых на различных ступенях таким образом, чтобы получить семь ступеней регулирования. Фазный ток нагрузки можно изменять в диапазоне 0,144–1,434 А. Нагрузка регулируется независимо по каждой фазе в пределах 10,02–100 %, т. е. можно моделировать различные варианты её несимметрии. Параметры электрической нагрузки приведены в таблице Б.1.

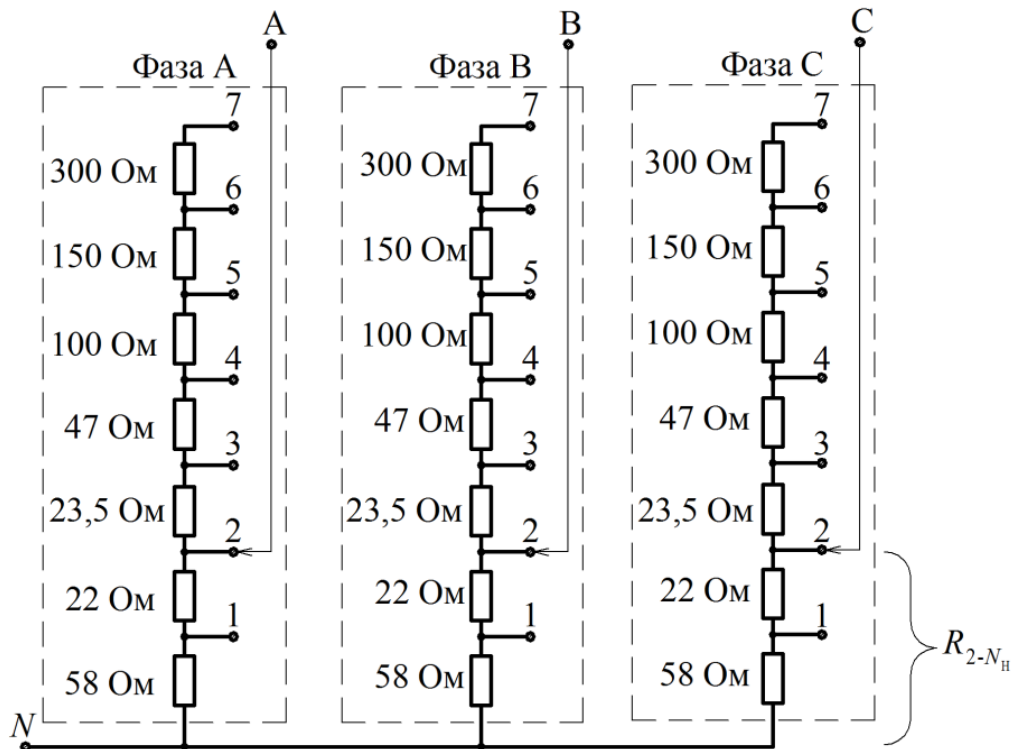


Рисунок Б.2 – Схема замещения электрической нагрузки

6 Соотношение мощностей нагрузки модели и оригинала – фактический коэффициент подобия по мощности

$$m_{S,ФАКТ} = \frac{P_{H(M)}}{P_{H(O)}} = \frac{337,6}{60000} = 0,00563. \quad (Б.55)$$

Таблица Б.1 – Параметры нагрузочных сопротивлений

| R_{i-i+1} , Ом ¹ | R_{i-N_H} , Ом ² | I_{i-N_H} , А ³ | $I_{i-N_H}^2 \cdot R_{i-N_H}$, Вт | Мощность электрической нагрузки | | |
|----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|----------------|-------------------------------|
| | | | | Положение пере- ключателя | $P_{H,Σ}$, Вт | $P_{H,Σ}$, % ⁴ |
| 300 | 700,5 | 0,144 | 14,5 | 6 – N_H | 44,2 | 10,02 |
| 150 | 400,5 | 0,248 | 24,6 | 5 – N_H | 76,2 | 17,29 |
| 100 | 250,5 | 0,389 | 37,9 | 4 – N_H | 119,6 | 27,12 |
| 47 | 150,5 | 0,626 | 59 | 3 – N_H | 192,6 | 43,68 |
| 23,5 | 103,5 | 0,878 | 79,7 | 2 – N_H | 269,9 | 61,22 |
| 22 | 80 | 1,098 | 96,4 | 1 – N_H | 337,6 | 76,58 |
| 58 | 58 | 1,434 | 119,2 | 0 – N_H | 440,9 | 100 |

Примечание: 1 – суммарное сопротивление $i-i+1$ ступени (например, $R_{3-4} = 47$ Ом); 2 – суммарное сопротивление $i-N_H$ цепи (например, $R_{1-N_H} = 80$ Ом); 3 – ток, протекающий по $i-N_H$ цепи (например, $I_{1-N_H} = 1,098$ А); 4 – активная мощность электрической нагрузки в процентах от её максимального значения, равного 440,9 Вт.

В таблице Б.2 приведено сопоставление параметров оригинала и физической модели электрической сети, а также фактических $m_{ФАКТ}$ и расчётных $m_{РАСЧ}$ значений коэффициентов подобия.

Сопоставление параметров реальной электрической сети напряжением 10/0,38 кВ и её физической модели напряжением 380/177 В показывает подобие всех элементов физической модели их оригиналу. Фактические коэффициенты подобия для электрической нагрузки $\Delta m_{S,ФАКТ}$, $\Delta m_{Z,ФАКТ}$, $\Delta m_{I,ФАКТ}$ могут меняться в зависимости от величины нагрузочных сопротивлений в широком диапазоне, в который попадают соответствующие значения расчётных коэффициентов подобия.

В качестве измерительных приборов на физической модели применяются:

– самопишущий цифровой измерительный прибор «Ресурс-2UF2M», который позволяет производить запись измеряемых параметров с интервалом осреднения 60 с; фиксировать большое количество параметров, в частности, напряжений,

токов, активной, реактивной и полной мощностей, коэффициента мощности, симметричных составляющих напряжений и токов, а также наблюдаемые периоды времени;

Таблица Б.2 – Соотношения между параметрами оригинала и модели

| Сеть | Электрическая сеть 10/0,38 кВ | Физическая модель 380/177 В | Фактический коэффициент подобия, $m_{\text{ФАКТ}}$ | Расчётный коэффициент подобия, $m_{\text{РАСЧ}}$ |
|---|-------------------------------|-----------------------------|--|--|
| Трёхпроводная воздушная линия АС–3х70 | | | | |
| $X_{\text{ВЛ}}$, Ом | 1,7 | 0,785 | 0,462 | 0,462 |
| $R_{\text{ВЛ}}$, Ом | 2,145 | 0,991 | 0,462 | 0,462 |
| $Z_{\text{ВЛ}}$, Ом | 2,737 | 1,265 | 0,462 | 0,462 |
| $B_{\text{ВЛ}}$, См | $16,89 \cdot 10^{-6}$ | $36,55 \cdot 10^{-6}$ | 2,164 | 2,164 |
| I_C , А | 0,293 | 0,0241 | 0,0822 | 0,0822 |
| Силовой трансформатор | | | | |
| Тип и марка | ТМГ | ТС | | |
| $S_{\text{Т.НОМ}}$, кВА | 160 | 0,5 | 0,00313 | 0,00346 |
| Z_{T1} , Ом | 28,125 | 12,996 | 0,462 | 0,462 |
| Z_{T2} , Ом | 0,045 | 2,82 | 62,658 | 62,658 |
| Четырёхпроводная воздушная линия АС–3х70+1х70 | | | | |
| $X_{\text{ВЛ}}$, Ом | 0,1426 | 8,935 | 62,658 | 62,658 |
| $R_{\text{ВЛ}}$, Ом | 0,2063 | 12,929 | 62,658 | 62,658 |
| $Z_{\text{ВЛ}}$, Ом | 0,251 | 15,717 | 62,658 | 62,658 |
| Напряжение питания | | | | |
| U_C , В | 10/0,38 | 380/177 | 0,466 | 0,466 |
| Электрическая нагрузка | | | | |
| P_H , кВт | 0,502–60 | 44,2–440,9 | 0,00074–0,0074 | 0,00346 |
| R_H , Ом | 289,2–2,42 | 700,5–58 | 289,46–23,97 | 62,658 |
| I_H , А | 0,76–83,643 | 0,144–1,434 | 0,00172–0,0171 | 0,00743 |
| Заземляющие устройства | | | | |
| $R_{\text{ЗУ.П}}$, Ом | 4 | 250,63 | 62,658 | 62,658 |
| $R_{\text{П}}$, Ом | 30 | 1879,7 | 62,658 | 62,658 |
| $R_{\text{ЗУ.П}}$, Ом | 10 | 626,58 | 62,658 | 62,658 |

– токовые клещи с диапазоном измерения токов от 4 мА до 100 А, позволяющие измерять как очень малые токи, протекающие по повторным заземлителям, так и токи, протекающие по фазным и нулевому проводам моделируемых линий. Кроме того, с помощью клещей можно замерять различные варианты токов утечки;

– мультиметр типа MASTECH MY-60.

Измерительный прибор «Ресурс-2UF2M» для получения информации об изменении параметров электрической сети предполагается устанавливать в различных точках сети (рисунок Б.3):

- со стороны источника (точка 1) – до места обрывов проводов ВЛ-380 В;
- в конце ВЛ-380 В (точка 2) – после места обрывов проводов ВЛ-380 В;
- на стороне низшего напряжения силового трансформатора, в начале ВЛ-177 В (точка 3) – до места обрывов проводов ВЛ-177 В;
- в конце ВЛ-177 В, на вводе электрической нагрузки (точка 4) – после места обрывов проводов ВЛ-177 В.

Направления исследований на физической модели.

1 Исследования изменений напряжений и токов, а также их симметричных составляющих при следующих режимах работы сети (таблица Б.3):

- обрывы фазных проводов ВЛ-380 В (ОФА, ОФВ, ОФС);
- однофазные замыкания на землю ВЛ-380 В (ОЗЗ);
- нормальный режим (НР) с изменяемой симметричной и несимметричной нагрузкой по фазам;
- обрывы фазных (ОФА, ОФВ, ОФС) и нулевого (ОНП) проводов в ВЛ-177 В при изменении нагрузки по фазам.

2 Исследование устройств защиты электрической сети от несимметричных режимов работы, в том числе, устройств выявления обрывов фазных проводов в электрической сети с изолированной нейтралью.

Первое направление исследований проводится с целью анализа изменения напряжений и их симметричных составляющих при обрывах проводов, а также разработки новых устройств защиты, выявляющих эти режимы.

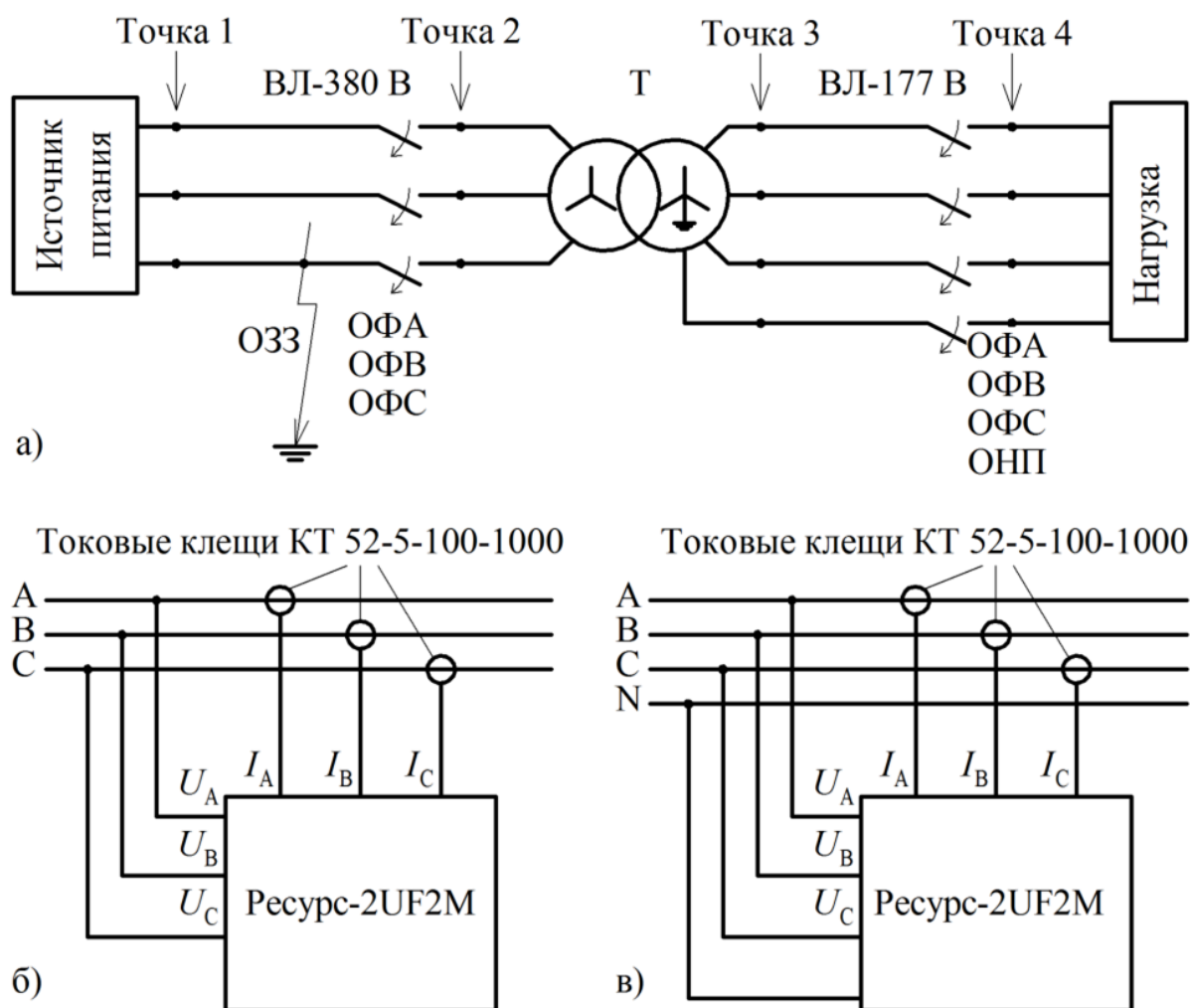


Рисунок Б.3 – Схема подключения самопишущего цифрового измерительного прибора «Ресурс-2UF2M»:

а – точки подключения; б – схема подключения на стороне 380 В;
 в – схема подключения на стороне 177 В

Второе из указанных выше направлений исследований позволяет проводить определение работоспособности и эффективности опытных образцов устройств защиты от обрывов фазных проводов.

Таким образом, рассмотренная физическая модель электрической сети даёт возможность:

– исследовать изменения напряжений в электрической сети и их симметричных составляющих при обрывах фазных проводов, при изменении параметров нагрузки;

Таблица Б.3 – Описание исследуемых режимов работы электрической сети

| Номер режима | Состояние ВЛ-380 В | Состояние ВЛ-177 В | Нагрузка по фазам P_H , % | | |
|--------------|--------------------|--------------------|-----------------------------|-----------|-----------|
| | | | $P_{H.A}$ | $P_{H.B}$ | $P_{H.C}$ |
| 1 | НР | НР | 0–100 | 0–100 | 0–100 |
| 2 | | ОФА | – | 0–100 | 0–100 |
| 3 | | ОФВ | 0–100 | – | 0–100 |
| 4 | | ОФС | 0–100 | 0–100 | – |
| 5 | | ОНП | 0–100 | 0–100 | 0–100 |
| 6 | ОФА | НР | 0–100 | 0–100 | 0–100 |
| 7 | | ОФА | – | 0–100 | 0–100 |
| 8 | | ОФВ | 0–100 | – | 0–100 |
| 9 | | ОФС | 0–100 | 0–100 | – |
| 10 | | ОНП | 0–100 | 0–100 | 0–100 |
| 11 | ОФВ | НР | 0–100 | 0–100 | 0–100 |
| 12 | | ОФА | – | 0–100 | 0–100 |
| 13 | | ОФВ | 0–100 | – | 0–100 |
| 14 | | ОФС | 0–100 | 0–100 | – |
| 15 | | ОНП | 0–100 | 0–100 | 0–100 |
| 16 | ОФС | НР | 0–100 | 0–100 | 0–100 |
| 17 | | ОФА | – | 0–100 | 0–100 |
| 18 | | ОФВ | 0–100 | – | 0–100 |
| 19 | | ОФС | 0–100 | 0–100 | – |
| 20 | | ОНП | 0–100 | 0–100 | 0–100 |
| 21 | ОЗЗ | НР | 0–100 | 0–100 | 0–100 |
| 22 | | ОФА | – | 0–100 | 0–100 |
| 23 | | ОФВ | 0–100 | – | 0–100 |
| 24 | | ОФС | 0–100 | 0–100 | – |
| 25 | | ОНП | 0–100 | 0–100 | 0–100 |

– анализировать работы защит, основанных на использовании информации о напряжениях электрической сети.

Необходимо отметить, что описанная в данной статье физическая модель не даёт возможности исследовать все возможные режимы работы электрической сети в виду её простоты конфигурации и делать какие-либо заключительные выводы по тому или иному вопросу. Конечно же, конфигурация физической модели может постоянно меняться и усложняться. Исследование какого-либо физического явления (или процесса) связано с экспериментальными и аналитическими исследованиями, проводимыми совместно или поочерёдно и взаимно дополняющими друг

друга [23]. Поэтому физическая модель даёт нам возможность расширить глубину и объём исследований, а также понять природу тех или иных физических явлений, происходящих в реальных действующих электрических сетях.

Результаты, полученные на физической модели, зависят от того насколько корректно собрана модель и заданы параметры элементов. Проведённый ряд предварительных исследований на физической модели показали её адекватность.

Разработанная физическая модель позволит объединить, дополнить и расширить теоретические исследования, проводимые с использованием компьютерной модели [154], и экспериментальные исследования в реальных электрических сетях напряжением 380 В [80].

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Опытная электрическая сеть напряжением 10/0,38 кВ

Опытная электрическая сеть сконструирована на учебном полигоне филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» в с. Миасское Красноармейского района. На рисунке В.1 представлена схема питания опытной электрической сети напряжением 10/0,38 кВ.

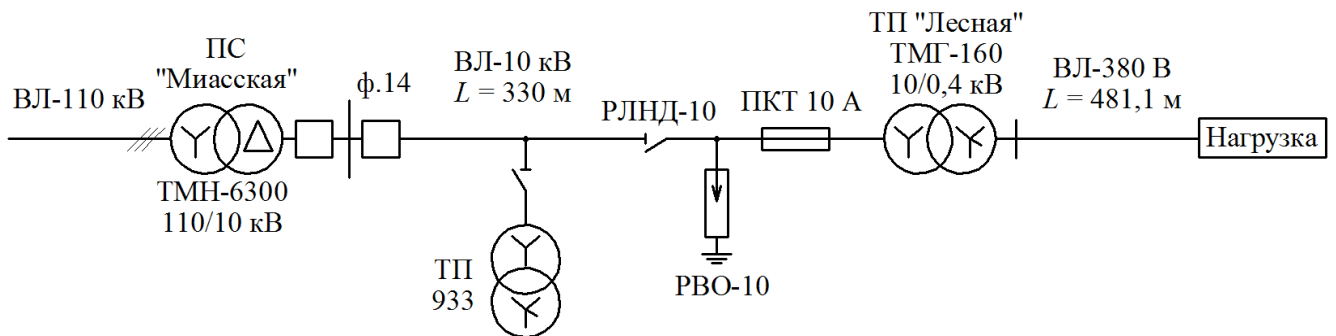


Рисунок В.1 – Схема питания опытной электрической сети напряжением 10/0,38 кВ

Питание осуществляется последовательно:

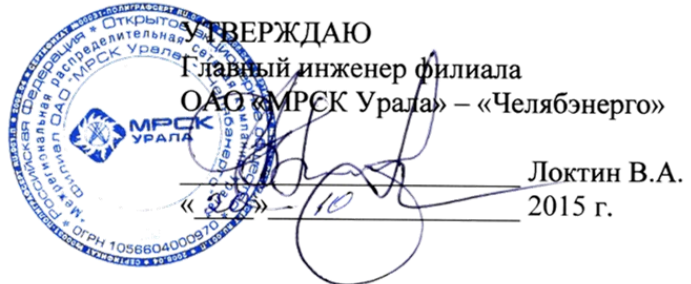
- от подстанции «Миасская» напряжением 110/10 кВ, на которой установлены силовые трансформаторы типа ТМН мощностью 6300 кВА, фидер 14;
- по воздушной линии напряжением 10 кВ длиной 330 м, выполненной проводом АС-3х50 мм², питается трансформаторная подстанция «Лесная». К этой же линии подключена комплектная трансформаторная подстанция ТП 933;
- на территории полигона построена комплектная трансформаторная подстанция «Лесная» тупикового типа КТП 160/10/0,4 с силовым трансформатором ТМГ мощностью 160 кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ производства Минского трансформаторного завода. На стороне высшего напряжения ТП установлен разъединитель типа РЛНД-10, разрядники типа РВО-10, предохранители типа ПКТ-10 с номинальным током плавких вставок 10 А;

– на стороне низшего напряжения ТП установлено распределительное устройство РУ-0,4 кВ, от которого непосредственно питается воздушная линия напряжением 380 В;

– от ВЛ-380 В предусмотрено питание электрической нагрузки. Длина линии составляет 481,1 м.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расширенная программа и методика проведения экспериментальных исследований в опытной электрической сети



РАСШИРЕННАЯ ПРОГРАММА И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 380 В ПРИ ОБРЫВЕ ОДНОГО ИЗ ФАЗНЫХ ПРОВОДОВ СО СТОРОНЫ РУ 10 кВ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Экспериментальные исследования проводятся на учебном полигоне филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», расположенном в с. Миасское и обслуживаемом Красноармейским РЭС ПО «Центральные электрические сети».

1.1. Объём экспериментальных исследований

Объём экспериментальных исследований:

1. Нормальный режим работы воздушной линии напряжением 10 кВ с регистрацией режимных параметров на стороне низкого напряжения ТП «Лесная», ТП №933 и ячейке нагрузочных сопротивлений при различных нагрузках фаз воздушной линии напряжением 380 В, расположенной на учебном полигоне.

2. Обрыв фазы А со стороны 10 кВ трансформаторной подстанции (ТП) «Лесная» с регистрацией режимных параметров на стороне низкого напряжения ТП «Лесная», ТП №933 и ячейке нагрузочных сопротивлений при различных нагрузках фаз воздушной линии напряжением 380 В, расположенной на учебном полигоне.

3. Обрыв фазы В со стороны 10 кВ ТП «Лесная» с регистрацией режимных параметров на стороне низкого напряжения ТП «Лесная», ТП №933 и ячейке нагрузочных сопротивлений при различных нагрузках фаз воздушной линии напряжением 380 В, расположенной на учебном полигоне.

4. Обрыв фазы С со стороны 10 кВ ТП «Лесная» с регистрацией режимных параметров на стороне низкого напряжения ТП «Лесная», ТП №933 и ячейке нагрузочных сопротивлений при различных нагрузках фаз воздушной линии напряжением 380 В, расположенной на учебном полигоне.

5. При выполнении п.1–4 нагрузка в конце ВЛ-380 В задаётся следующая:

- а) $R_{HA} = R_{HB} = R_{HC} = 4,4 \text{ Ом};$
- б) $R_{HA} = \infty, R_{HB} = R_{HC} = 4,4 \text{ Ом};$
- в) $R_{HA} = R_{HB} = \infty, R_{HC} = 4,4 \text{ Ом};$
- г) $R_{HA} = R_{HB} = R_{HC} = \infty.$

1.2. Описание схемы эксперимента

На рис. 1 представлена схема питания опытной электрической сети напряжением 380 В, расположенной на учебном полигоне филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» в с. Миасское Красноармейского района.

Под опытной электрической сетью напряжением 380 В понимается электрическая сеть, состоящая из воздушной линии напряжением 380 В (ВЛ-380 В), трансформаторной подстанции (ТП) «Лесная» и ячейки нагрузочных сопротивлений, расположенных на территории учебного полигона ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

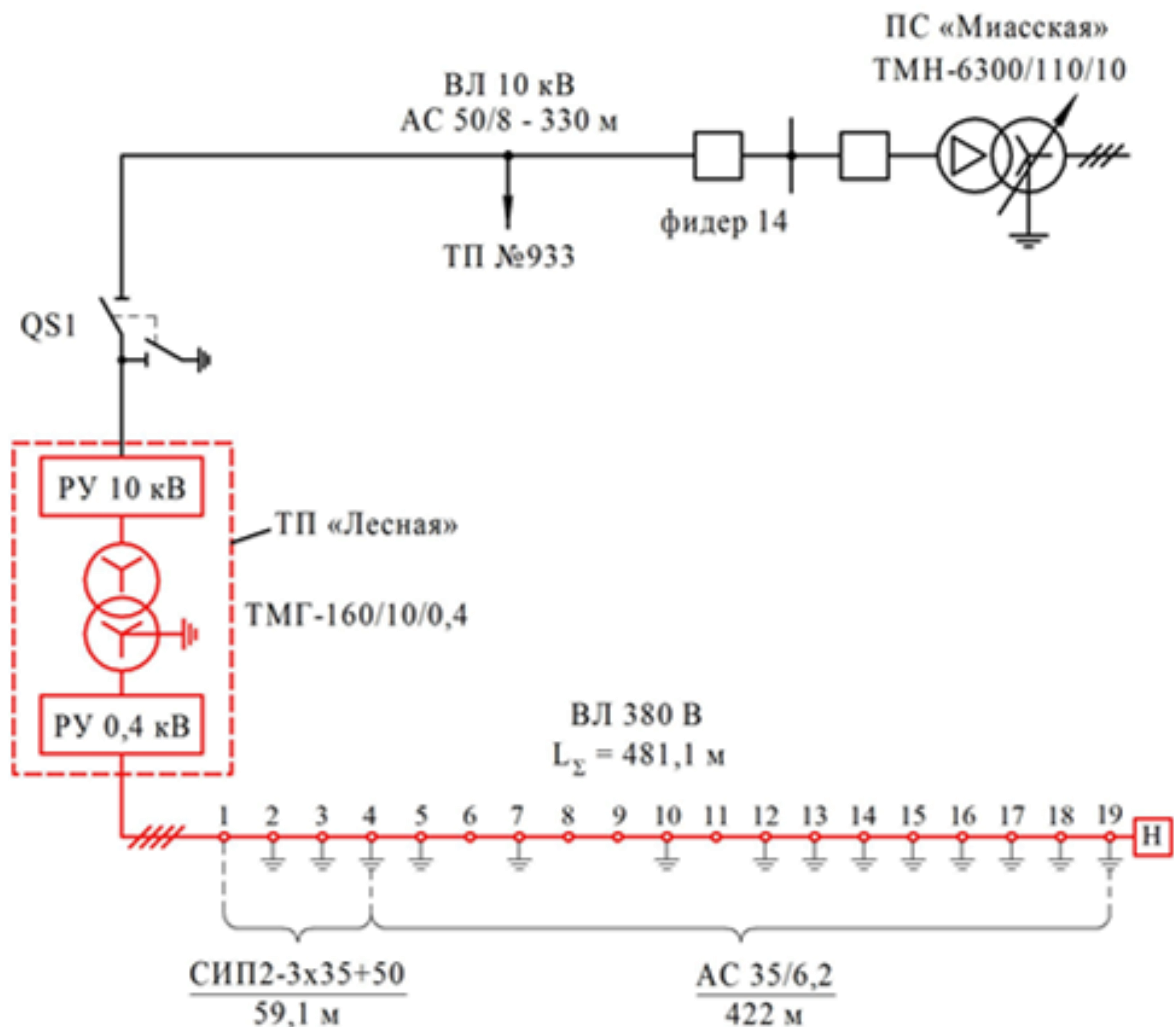


Рис. 1. Схема питания опытной электрической сети напряжением 380 В

Питание ТП «Лесная» осуществляется по воздушной линии напряжением 10 кВ (фидер 14) от подстанции (ПС) «Миасская» напряжением 110/10 кВ, на которой установлены силовые трансформаторы типа ТМН мощностью 6300 кВА. Указанная выше воздушная линия 10 кВ выполнена проводом АС 50/8. Общая протяженность ВЛ-10 кВ от ПС «Миасская» до ТП «Лесная» составляет 330 м. К этой же линии подключена ТП № 933.

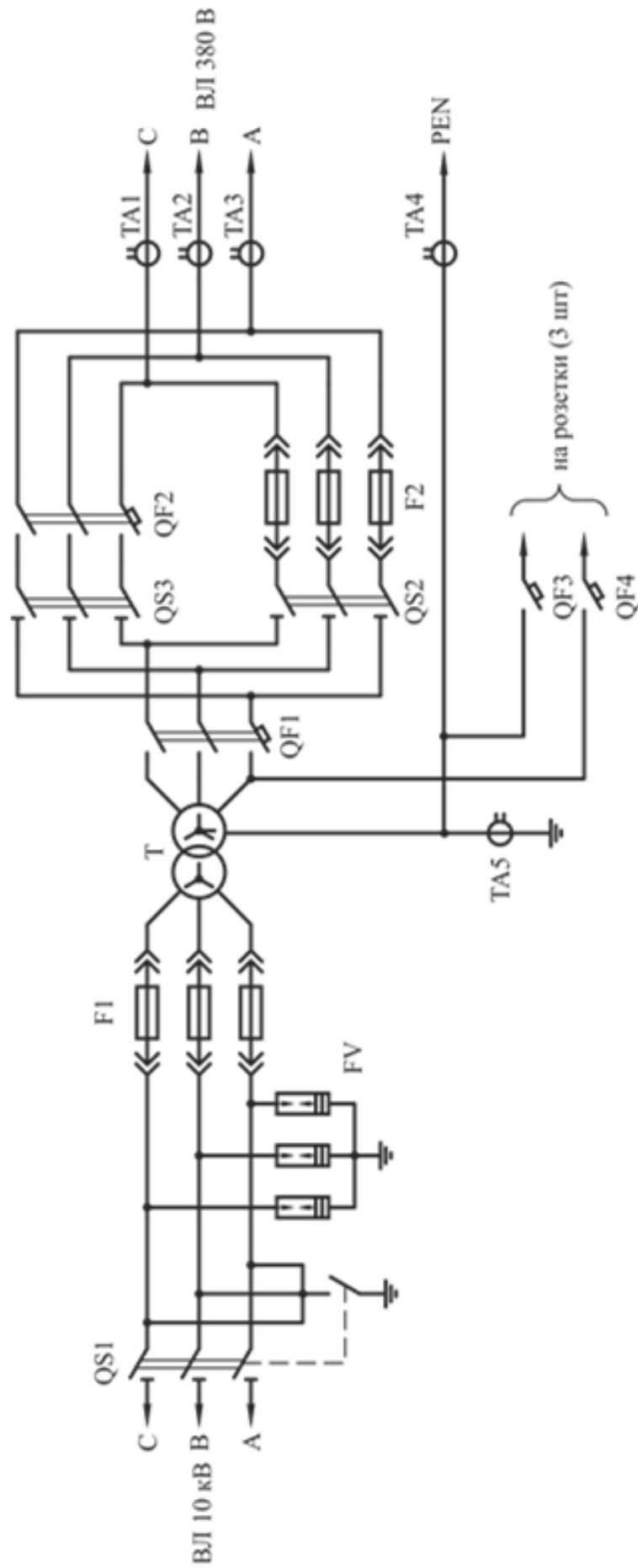


Рис. 2. Принципиальная электрическая схема ТП «Лесная»

Питание ВЛ-380 В осуществляется от ТП «Лесная», расположенной на территории учебного полигона. На этой ТП установлен силовой трансформатор ТМГ мощностью 160 кВА Минского трансформаторного завода. На стороне высшего напряжения ТП установлен разъединитель QS1 типа РЛНД-10, разрядники FV типа РВО-10, предохранители F1 типа ПКТ-10 с номинальным током плавкой вставки 10 А (см. рис. 2). Спецификация на установленное оборудование в ТП «Лесная» приведено в таблице 1.

План расположения опытной электрической сети на территории учебного полигона представлен на рис. 3. Часть линии с 4-й по 12-ю опоры имеет совместную подвеску с ВЛ 10 кВ полигона, остальная часть выполнена на отдельных опорах. Опоры №4, 5, 6, 9, 10 по конструкции являются деревянными с железобетонными пасынками, остальные опоры – железобетонными. Фотографии опытной электрической сети представлены на рис. 4.

Таблица 1 – Спецификация на установленное оборудование в ТП «Лесная»

| Обозначение | Оборудование | Параметры | Кол-во, шт. |
|-------------|--|--------------------|-------------|
| QS1 | Разъединитель | РЛНД-10 | 1 |
| FV | Разрядник типа РВО | $U_n = 10$ кВ | 3 |
| F1 | Предохранитель типа ПКТ-10 | $I_n = 10$ А | 3 |
| QF1 | Автоматический выключатель типа АЕ 2066-100-00 с тепловым и электромагнитным расцепителями | 250 А | 1 |
| QS2, QS3 | Рубильник | 100 А | 2 |
| F2 | Предохранитель типа ПН-2 | 100 А | 3 |
| QF2 | Автоматический выключатель Schneider Electric Compact NSX100 с тепловым и электромагнитным расцепителями | 100 А | 1 |
| TA1-TA5 | Трансформатор тока типа ТОП 0,66 кВ | 200/5 А, класс 0,5 | 5 |
| QF3, QF4 | Автоматический выключатель ИЕК | 25 А | 2 |
| | Розетки | 16 А | 3 |

На стороне низшего напряжения ТП «Лесная» установлено распределительное устройство РУ-0,4 кВ, от которого непосредственно питается воздушная линия напряжением 380 В. Первые три пролёта ВЛ-380 В выполнено изолированным проводом СИП2-3х35+50 мм², остальные 15 пролётов – неизолированным проводом АС 35/6,2. Общая длина ВЛ-380 В составляет 481,1 м. В конце ВЛ-380 В предусмотрено питание электрической нагрузки «Н» (см. рис. 3).

На рис. 6 показана подробная схема соединения нагрузочных сопротивлений. В качестве нагрузочных сопротивлений использованы сопротивления, применяемые в схемах пуска-торможения крановых двигателей постоянного тока. В зави-

симости от величины тока сопротивления выполнены из ленты или круглых проводников разного сечения. Для получения необходимых значений ступеней нагрузочных сопротивлений отдельные сопротивления соединены последовательно или параллельно и сгруппированы в девять блоков. На рис. 7 показана схема размещения блоков, фазировка и ступени сопротивлений.

В таблице 2 сведены параметры нагрузочных сопротивлений:

- распределение сопротивлений по ступеням R1–R8;
- по фазам сопротивления каждой ступени; сопротивления ступеней определены для холодного состояния резисторов;
- расчётные максимальные значения фазных токов I_{ϕ} , выделяемой фазной активной мощности $P_{\text{н}}^{\text{I}}$ и суммарной трёхфазной мощности $P_{\text{н}}^{\text{III}}$ каждой ступени; эти параметры рассчитаны, когда к ступени сопротивления прикладывается номинальное фазное напряжение $U_{\phi, \text{ном}} = 220 \text{ В}$.

Таблица 2 – Параметры нагрузочных сопротивлений

| № ступени | Сопротивления ступеней нагрузочных сопротивлений, Ом | | | Расчётные значения при $U_{\phi, \text{ном}} = 220 \text{ В}$ | | |
|-----------|--|--------|--------|---|--|--|
| | фаза А | фаза В | фаза С | $I_{\phi}, \text{ А}$ | $P_{\text{н}}^{\text{I}}, \text{ кВт}$ | $P_{\text{н}}^{\text{III}}, \text{ кВт}$ |
| R1 | 4,42 | 4,46 | 4,46 | 49,3 | 10,85 | 32,55 |
| R2 | 7,2 | 6,28 | 6,86 | 35,03 | 7,707 | 23,12 |
| R3 | 9,26 | 8,35 | 8,9 | 26,35 | 5,8 | 17,4 |
| R4 | 12,97 | 12,03 | 12,43 | 18,28 | 4,02 | 12,06 |
| R5 | 20,25 | 20,13 | – | 10,93 | 2,4 | – |
| R6 | 26,4 | 26,3 | – | 8,365 | 1,84 | – |
| R7 | 51,2 | 51,0 | – | 4,313 | 0,95 | – |

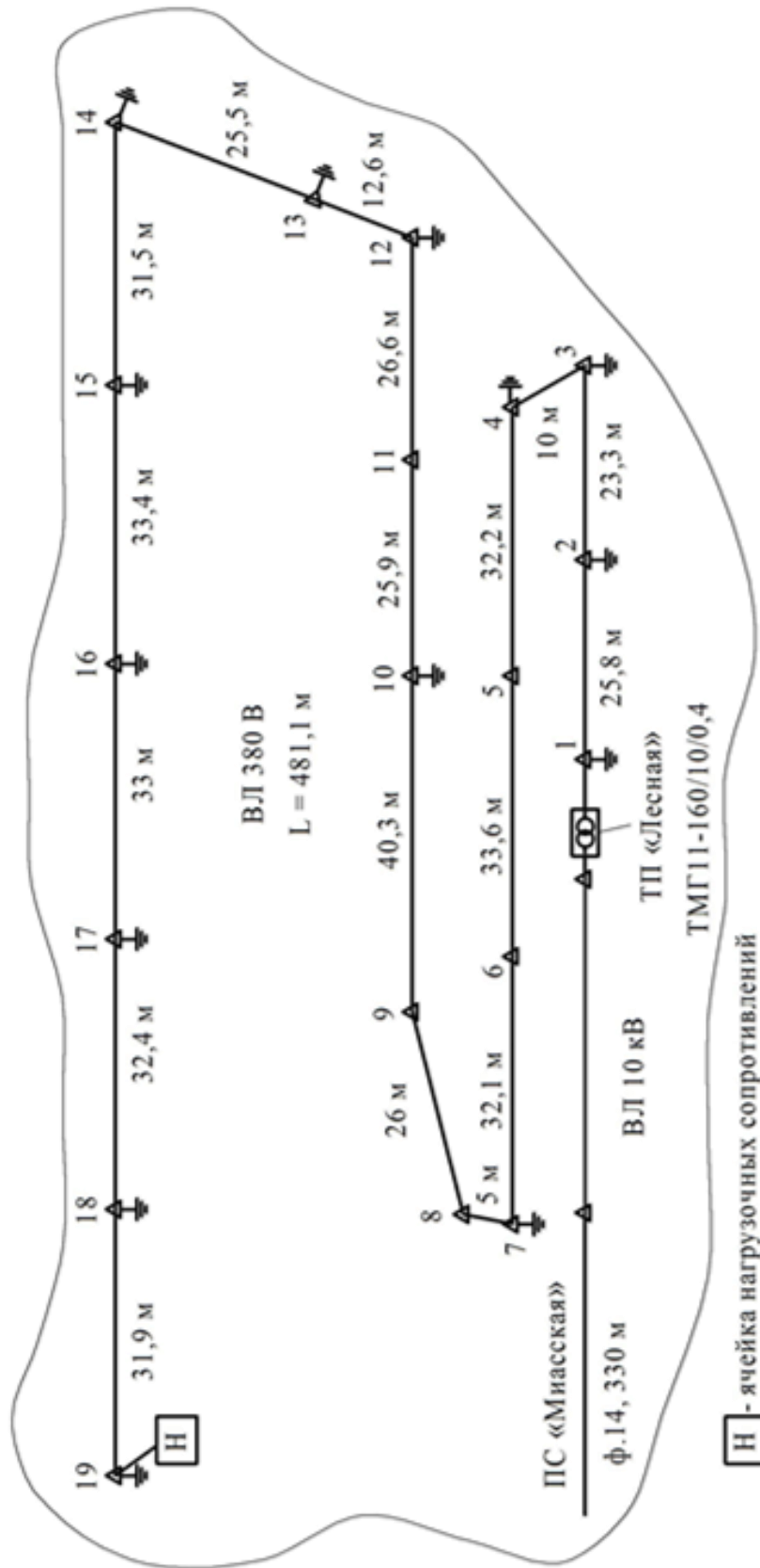


Рис. 3. План опытной электрической сети напряжением 380 В



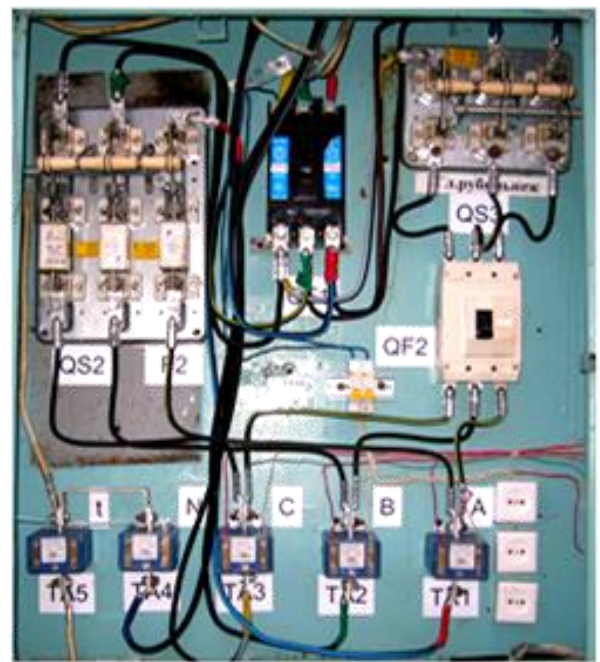
а)



б)



в)



г)

Рис. 4. Внешний вид опытной электрической сети напряжением 380 В:
 а, б – KTP «Лесная»; в – середина и конец ВЛ;
 г – панель распределительного устройства 0,4 кВ KTP



а)



б)



в)



г)

Рис. 5. Ячейка нагрузочных сопротивлений (см. также с. 8): а – общий вид ячейки; б – отсек однофазных рубильников и автоматического выключателя; в – панель счётчика электроэнергии; г – отсек блоков нагрузочных резисторов;



д)



е)

Окончание рис. 5. Ячейка нагрузочных сопротивлений: д – блоки нагрузочных сопротивлений; е – внутренний вид ячейки

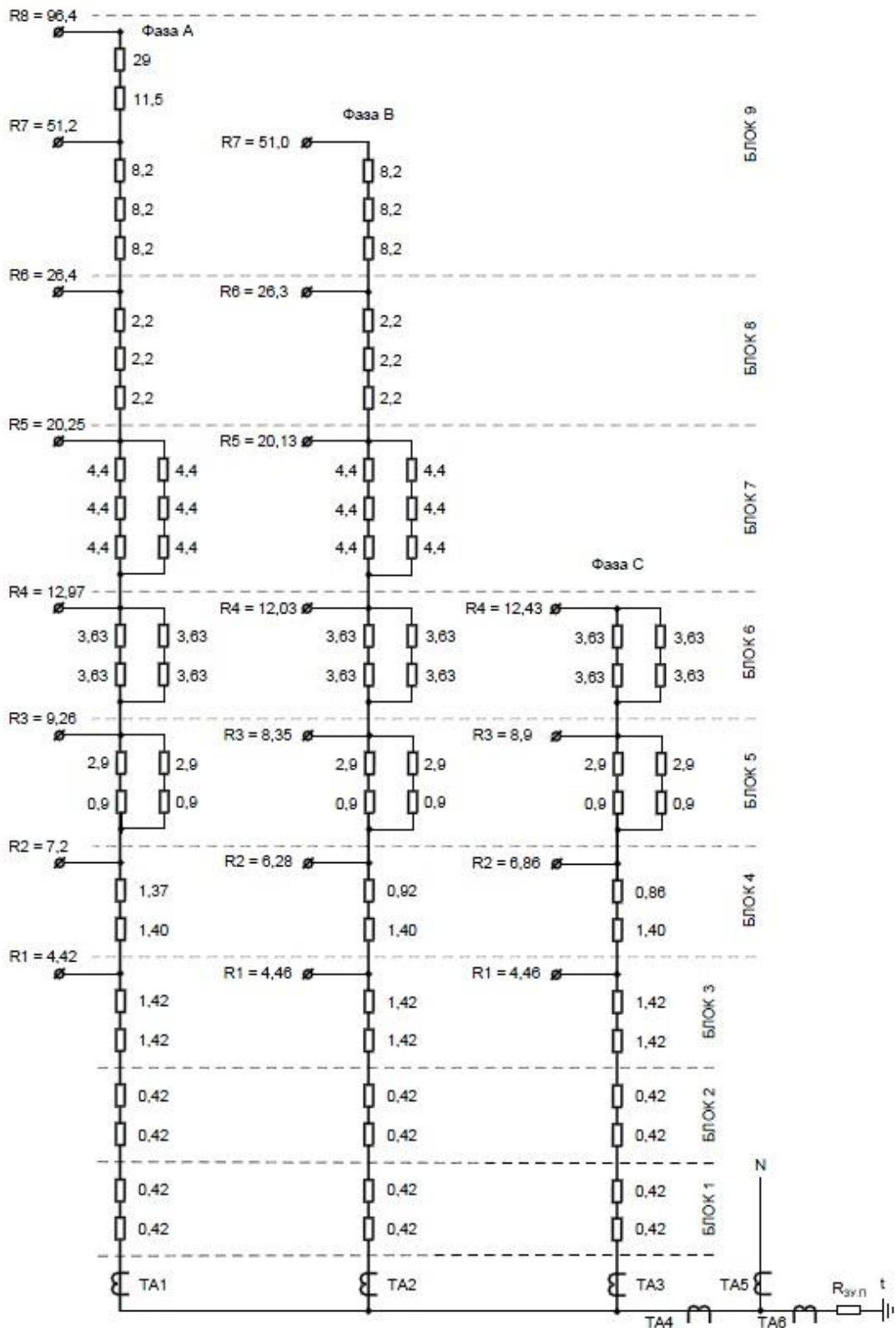


Рис. 6. Подробная схема соединения нагрузочных сопротивлений

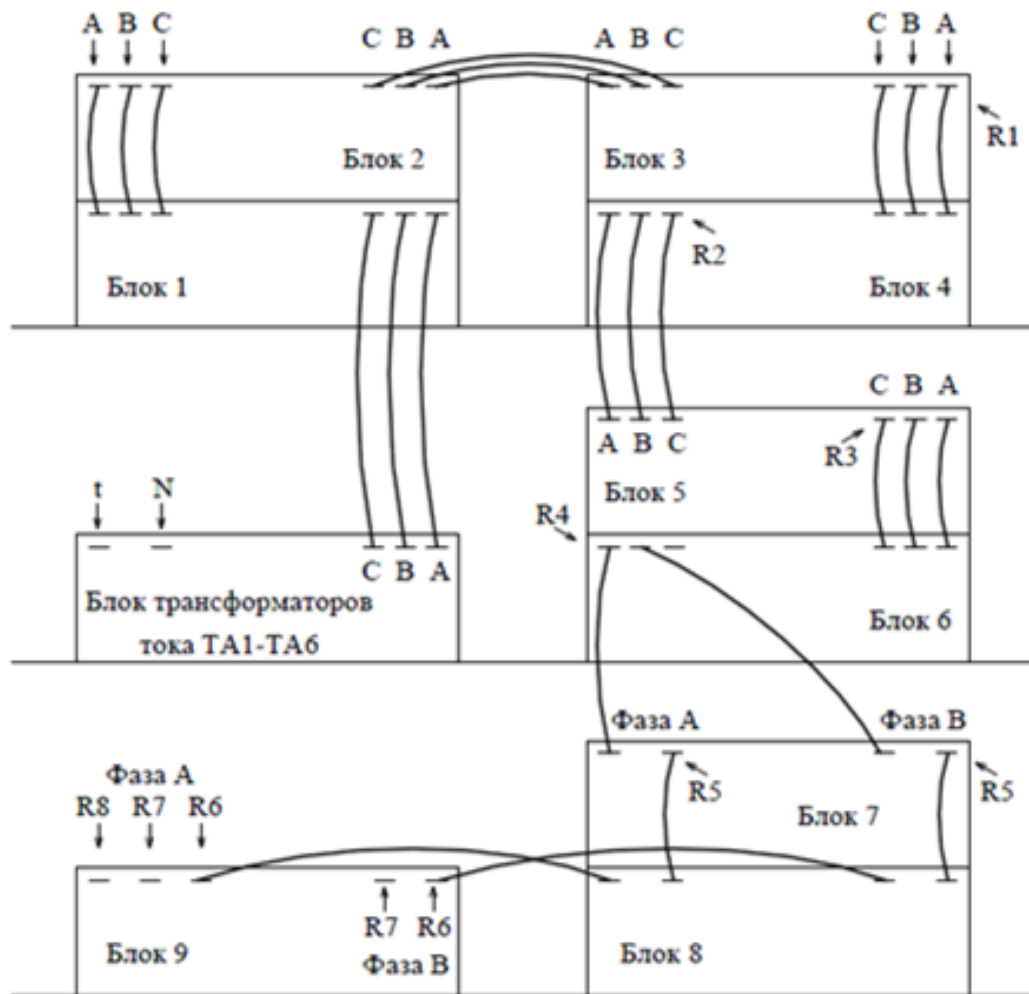


Рис. 7. Схема размещения блоков резисторов

1.3. Расстановка измерительных приборов

Во время эксперимента измерения будут проводиться в распределительном щите низшего напряжения трансформаторных подстанций № 933 и «Лесная» и ячейке нагрузочных сопротивлений. Для измерения режимных параметров работы электрической сети будут применяться три измерительных комплекта «Ресурс-UF2M», синхронизированных по времени (см. рис. 8). На рис. 9 представлена схема подключения измерительного комплекта «Ресурс-UF2M» в РУ-0,4 кВ ТП «Лесная». Подключение измерительного комплекта «Ресурс-UF2M» в РУ-0,4 кВ ТП № 933 и ячейке нагрузочных сопротивлений будет производиться по аналогичной схеме.

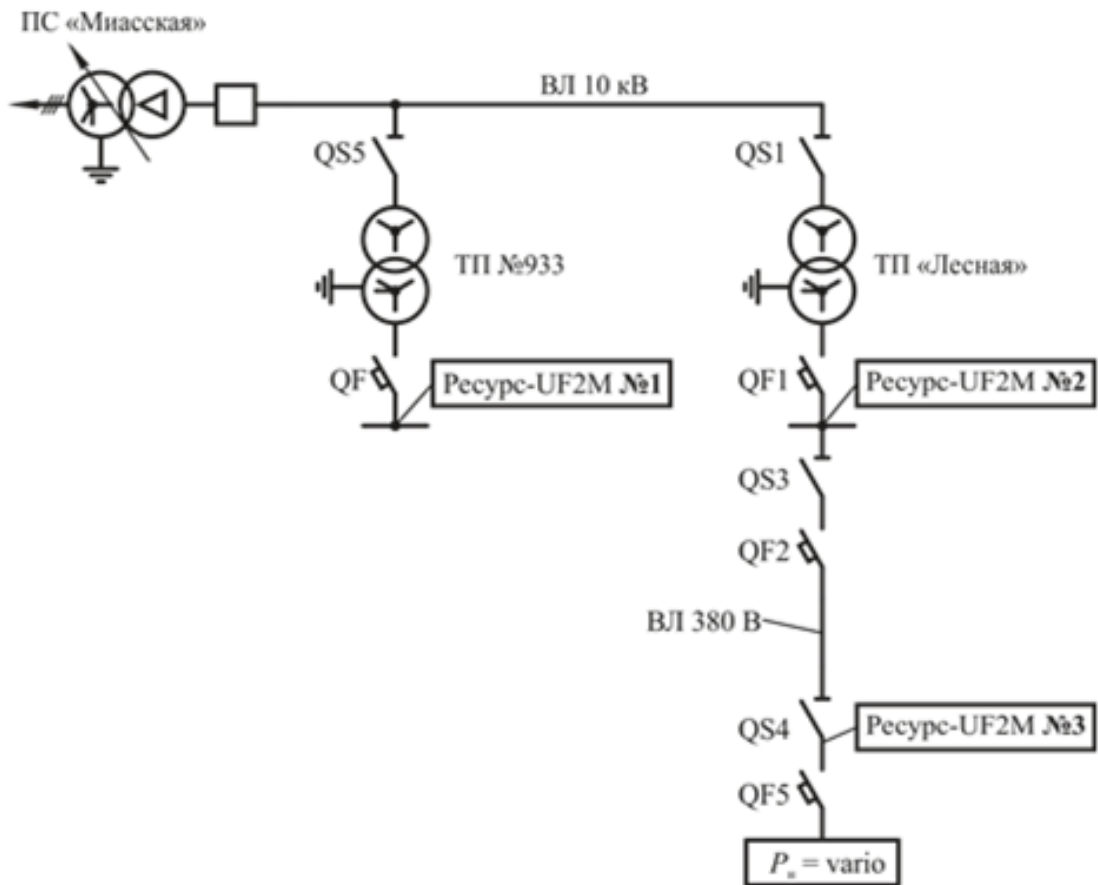


Рис. 8. Расстановка измерительных комплексов Ресурс-UF2M

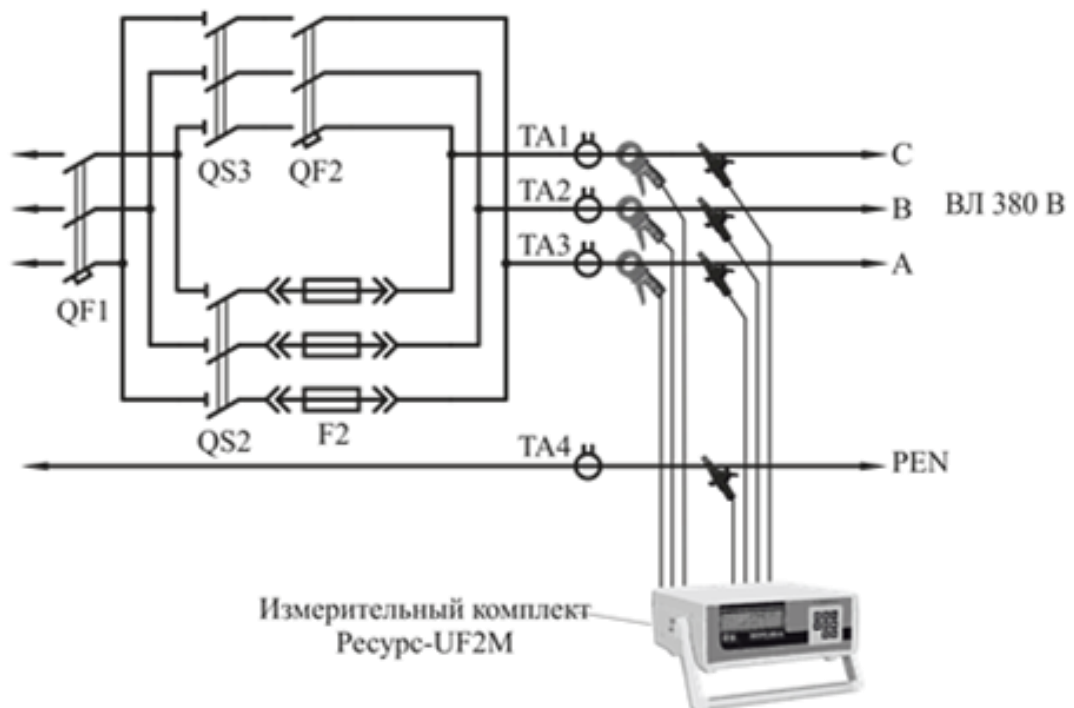


Рис. 9. Схема подключения измерительного комплекта «Ресурс-UF2M» в РУ-0,4 кВ ТП «Лесная»

1.4. Порядок выполнения экспериментов

1.4.1. Подготовительные работы

1. Вводной автоматический выключатель QF1, рубильники QS2 и QS3, автоматический выключатель QF2 отключены. Включаем разъединитель QS1, подавая напряжение в ТП «Лесная» (см. рис. 8).
2. Подключаем два измерительных комплекта Ресурс-UF2М в РУ-0,4 кВ ТП «Лесная» и ячейке нагрузочных сопротивлений.
3. Подключаем измерительный комплект Ресурс-UF2М в РУ-0,4 кВ ТП №933.
4. Включаем вводной автоматического QF1, рубильник QS3 и автоматический выключатель QF2.
5. В ячейке нагрузочных сопротивлений Н собираем схему резисторов с параметрами $R_{\text{нА}} = R_{\text{нВ}} = R_{\text{нС}} = 12 \text{ Ом}$.
6. Включаем все однофазные рубильники QS4 и автоматический выключатель QF5. Просушиваем нагрузочные сопротивления примерно в течении 20 мин.
7. После просушки нагрузочных сопротивлений автоматическим выключателем QF5 отключаем ячейку нагрузочных сопротивлений от ВЛ-380 В.
8. Отключаем автоматические выключатели QF2 и QF1. Трансформатор ТП «Лесная» продолжает работать на холостом ходу.
9. Указателем напряжения проверяем отсутствие напряжения на нагрузочных сопротивлениях. Переключаем нагрузочные сопротивления на параметры $R_{\text{нА}} = R_{\text{нВ}} = R_{\text{нС}} = 4,4 \text{ Ом}$.
10. Произведя синхронизацию по времени трёх комплектов «Ресурс-UF2М», включаем их в режим постоянной записи режимных параметров.

1.4.2. Нормальный режим работы ВЛ 10 кВ

Изменение нагрузки производится при отключенном автоматическом выключателе QF2 в ТП «Лесная» путем пофазного отключения однофазных рубильников QS4. Все переключения в ячейке с нагрузочными сопротивлениями производятся при отсутствии напряжения (см. рис. 8).

Последовательность действий:

11. Последовательно включаем автоматические выключатели QF1, QF2, QF5, подавая напряжение на нагрузочные сопротивления (см. рис. 8).
12. При симметричной нагрузке $R_{\text{нА}} = R_{\text{нВ}} = R_{\text{нС}} = 4,4 \text{ Ом}$ производим замеры в течении 4 мин.
13. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).
14. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений «Н» (рис. 8).
15. Отключаем полюс фазы А рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{\text{нА}} = \infty$, $R_{\text{нВ}} = R_{\text{нС}} = 4,4 \text{ Ом}$.

16. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления «Н» (см. рис. 8).

17. При несимметричной нагрузке $R_{\text{нА}} = \infty$, $R_{\text{нВ}} = R_{\text{нС}} = 4,4$ Ом производим замеры в течении 4 мин.

18. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).

19. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений «Н» (рис. 8).

20. Отключаем дополнительно полюс фазы В рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{\text{нА}} = R_{\text{нВ}} = \infty$, $R_{\text{нС}} = 4,4$ Ом.

21. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления Н (см. рис. 8).

22. При несимметричной нагрузке $R_{\text{нА}} = R_{\text{нВ}} = \infty$, $R_{\text{нС}} = 4,4$ Ом производим замеры в течении 4 мин.

23. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).

24. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений (рис. 8).

25. Отключаем дополнительно полюс фазы С рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{\text{нА}} = R_{\text{нВ}} = R_{\text{нС}} = \infty$ Ом.

26. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления Н (см. рис. 8).

27. При отсутствии нагрузки в конце ВЛ-380 В производим замеры в течении 4 мин.

28. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).

29. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений (рис. 8).

30. Включаем все полюсы рубильника QS4, создавая симметричную нагрузку $R_{\text{нА}} = R_{\text{нВ}} = R_{\text{нС}} = 4,4$ Ом.

1.4.3. Обрыв фазы А со стороны 10 кВ ТП «Лесная»

31. В ТП «Лесная» отключаем автоматический выключатель QF1, переводя трансформатор на холостой ход (см. рис. 10).

32. Разъединителем QS1 отключаем трансформатор ТП «Лесная» от сети напряжением 10 кВ.

33. Указателем напряжения 10 кВ убеждаемся в отсутствии напряжения на предохранителях F1, установленных со стороны высшего напряжения ТП «Лесная».

34. Включаем заземляющие ножи разъединителя QS1.

35. Извлекаем плавкий предохранитель F1 фазы А (см. рис. 10).
36. Последовательно отключаем заземляющие ножи разъединителя QS1 и включаем разъединитель QS1, подавая напряжение на трансформатор ТП «Лесная».
37. Включаем автоматический выключатель QF1, QF2 и QF5.
38. При симметричной нагрузке $R_{кА} = R_{кВ} = R_{кС} = 4,4$ Ом производим замеры в течении 4 мин.
39. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).
40. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений «Н» (рис. 8).
41. Отключаем полюс фазы А рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{кА} = \infty, R_{кВ} = R_{кС} = 4,4$ Ом.
42. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления «Н» (см. рис. 8).
43. При несимметричной нагрузке $R_{кА} = \infty, R_{кВ} = R_{кС} = 4,4$ Ом производим замеры в течении 4 мин.
44. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).
45. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений «Н» (рис. 8).
46. Отключаем дополнительно полюс фазы В рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{кА} = R_{кВ} = \infty, R_{кС} = 4,4$ Ом.
47. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления Н (см. рис. 8).
48. При несимметричной нагрузке $R_{кА} = R_{кВ} = \infty, R_{кС} = 4,4$ Ом производим замеры в течении 4 мин.
49. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).
50. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений (рис. 8).
51. Отключаем дополнительно полюс фазы С рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{кА} = R_{кВ} = R_{кС} = \infty$ Ом.
52. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления «Н» (см. рис. 8).
53. При отсутствии нагрузки в конце ВЛ-380 В производим замеры в течении 4 мин.
54. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).

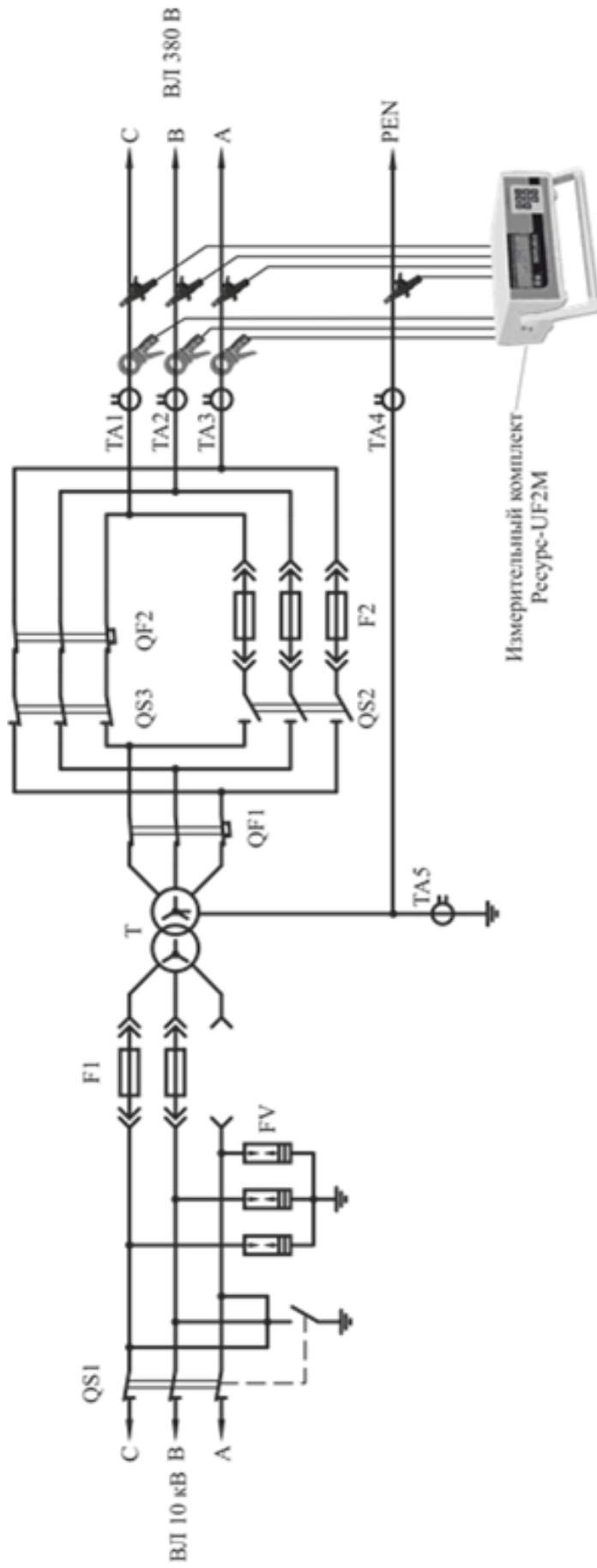


Рис. 10. Оперативная схема в опыте с обрывом фазы А

55. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений (рис. 8).

56. Включаем все полюсы рубильника QS4, создавая симметричную нагрузку $R_{кА} = R_{кВ} = R_{кС} = 4,4 \text{ Ом}$.

1.4.4. Обрыв фазы В со стороны 10 кВ ТП «Лесная»

57. В ТП «Лесная» отключаем автоматический выключатель QF1, переводя трансформатор на холостой ход (см. рис. 10).

58. Разъединителем QS1 отключаем трансформатор ТП «Лесная» от сети напряжением 10 кВ.

59. Указателем напряжения 10 кВ убеждаемся в отсутствии напряжения на предохранителях F1, установленных со стороны высшего напряжения ТП «Лесная».

60. Включаем заземляющие ножи разъединителя QS1.

61. Вставляем на место плавкий предохранитель F1 в фазу А.

62. Извлекаем плавкий предохранитель F1 фазы В.

63. Последовательно отключаем заземляющие ножи разъединителя QS1 и включаем разъединитель QS1, подавая напряжение на трансформатор ТП «Лесная».

64. Включаем автоматический выключатель QF1, QF2 и QF5.

65. При симметричной нагрузке $R_{кА} = R_{кВ} = R_{кС} = 4,4 \text{ Ом}$ производим замеры в течении 4 мин.

66. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).

67. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений «Н» (рис. 8).

68. Отключаем полюс фазы А рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{кА} = \infty, R_{кВ} = R_{кС} = 4,4 \text{ Ом}$.

69. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления «Н» (см. рис. 8).

70. При несимметричной нагрузке $R_{кА} = \infty, R_{кВ} = R_{кС} = 4,4 \text{ Ом}$ производим замеры в течении 4 мин.

71. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).

72. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений «Н» (рис. 8).

73. Отключаем дополнительно полюс фазы В рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{кА} = R_{кВ} = \infty, R_{кС} = 4,4 \text{ Ом}$.

74. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления Н (см. рис. 8).

75. При несимметричной нагрузке $R_{кА} = R_{кВ} = \infty$, $R_{кС} = 4,4$ Ом производим замеры в течении 4 мин.

76. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).

77. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений (рис. 8).

78. Отключаем дополнительно полюс фазы С рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{кА} = R_{кВ} = R_{кС} = \infty$ Ом.

79. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления Н (см. рис. 8).

80. При отсутствии нагрузки в конце ВЛ-380 В производим замеры в течении 4 мин.

81. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).

82. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений (рис. 8).

83. Включаем все полюсы рубильника QS4, создавая симметричную нагрузку $R_{кА} = R_{кВ} = R_{кС} = 4,4$ Ом.

1.4.5. Обрыв фазы С со стороны 10 кВ ТП «Лесная»

84. В ТП «Лесная» отключаем автоматический выключатель QF1, переводя трансформатор на холостой ход (см. рис. 10).

85. Разъединителем QS1 отключаем трансформатор ТП «Лесная» от сети напряжением 10 кВ.

86. Указателем напряжения 10 кВ убеждаемся в отсутствии напряжения на предохранителях F1, установленных со стороны высшего напряжения ТП «Лесная».

87. Включаем заземляющие ножи разъединителя QS1.

88. Вставляем на место плавкий предохранитель F1 в фазу В.

89. Извлекаем плавкий предохранитель F1 фазы С.

90. Последовательно отключаем заземляющие ножи разъединителя QS1 и включаем разъединитель QS1, подавая напряжение на трансформатор ТП «Лесная».

91. Включаем автоматический выключатель QF1, QF2 и QF5.

92. При симметричной нагрузке $R_{кА} = R_{кВ} = R_{кС} = 4,4$ Ом производим замеры в течении 4 мин.

93. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).

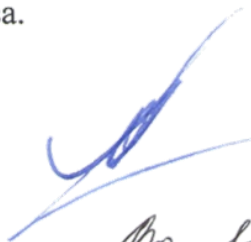
94. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений «Н» (рис. 8).

95. Отключаем полюс фазы А рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{кА} = \infty$, $R_{кВ} = R_{кС} = 4,4$ Ом.
96. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления «Н» (см. рис. 8).
97. При несимметричной нагрузке $R_{кА} = \infty$, $R_{кВ} = R_{кС} = 4,4$ Ом производим замеры в течении 4 мин.
98. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).
99. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений «Н» (рис. 8).
100. Отключаем дополнительно полюс фазы В рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{кА} = R_{кВ} = \infty$, $R_{кС} = 4,4$ Ом.
101. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления Н (см. рис. 8).
102. При несимметричной нагрузке $R_{кА} = R_{кВ} = \infty$, $R_{кС} = 4,4$ Ом производим замеры в течении 4 мин.
103. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).
104. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений (рис. 8).
105. Отключаем дополнительно полюс фазы С рубильника QS4, создавая режим, когда нагрузка равна $R_{кА} = R_{кВ} = R_{кС} = \infty$ Ом.
106. В ТП «Лесная» включаем автоматический выключатель QF2, подавая напряжение на ВЛ-380 В и нагрузочные сопротивления Н (см. рис. 8).
107. При отсутствии нагрузки в конце ВЛ-380 В производим замеры в течении 4 мин.
108. Отключаем в ТП «Лесная» автоматический выключатель QF2, снимая напряжение с ВЛ-380 В (см. рис. 8).
109. После завершения всех замеров, отключаем автоматические выключатели QF1 и QF2 и разъединитель QS3.
110. Убедившись, что трансформатор работает на холостом ходу, отключаем его от сети напряжением 10 кВ с помощью разъединителя QS1.
111. С помощью указателя напряжения до 10 кВ, убеждаемся в полном снятии напряжения с ТП «Лесная» со стороны 10 кВ, устанавливаем плавкий предохранитель F1 в фазу С.
112. С помощью указателя напряжения убеждаемся в отсутствии напряжения на верхних неподвижных контактах однополюсных рубильников QS4 в ячейке нагрузочных сопротивлений (рис. 8).
113. Включаем все полюсы рубильника QS4, создавая симметричную нагрузку $R_{кА} = R_{кВ} = R_{кС} = 4,4$ Ом.

После проведения всех экспериментов отключаем все три измерительных комплекта Ресурс-UF2М. Затем производим перенос записанной приборами информации на компьютер для дальнейшего анализа.

Измерения окончены.

Зам. главного инженера по ПБ и ПК филиала
ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»



Млоток А.В.

Руководитель работы,
доц. каф. «Системы электроснабжения» ЮУрГУ (НИУ)



Валеев Р.Г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Результаты исследований на компьютерной модели изменений напряжений
при режимах работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ

В таблицах Д.1–Д.8 представлены результаты исследований на компьютерной модели при следующих режимах.

1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ при различных нагрузках фаз ВЛ-380 В.

2 Обрыв фазы А в конце ВЛ-10 кВ при различных нагрузках фаз ВЛ-380 В.

3 Обрыв фазы В в конце ВЛ-10 кВ при различных нагрузках фаз ВЛ-380 В.

4 Обрыв фазы С в конце ВЛ-10 кВ при различных нагрузках фаз ВЛ-380 В.

Изменение нагрузки задавалось в следующем порядке:

– $P_A = P_B = P_C = 10$ кВт – симметричная фазная нагрузка (режимы 1.1, 2.1, 3.1, 4.1);

– $P_A = 0$ %, $P_B = P_C = 10$ кВт – нагрузка отсутствует в фазе А (режимы 1.2, 2.2, 3.2, 4.2);

– $P_A = P_B = 0$ %, $P_C = 10$ кВт – нагрузка отсутствует в двух фазах А и В (режимы 1.3, 2.3, 3.3, 4.3);

– $P_A = P_B = P_C = 0$ – нагрузка отсутствует во всех фазах ВЛ-380 В – «холостой ход» (режимы 1.4, 2.4, 3.4, 4.4).

Таблица Д.1 – Исследование режимов работы электрической сети 10/0,38 кВ на компьютерной модели – $S_T = 160$ кВ·А, Y/Y_н, Точка 1 (в начале ВЛ-10 кВ)

| № режима | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|------------------------------------|---------------|--------|--------|----------|----------|----------|---------|-------|-------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_1 | U_2 | U_0 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 6061,9 | 6061,9 | 6061,9 | 10499,5 | 10499,5 | 10499,5 | 10499,5 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.2 | 6061,9 | 6062,5 | 6061,2 | 10500,6 | 10499,5 | 10498,4 | 10499,5 | 1,3 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.3 | 6061,5 | 6062,5 | 6061,8 | 10499,8 | 10500,4 | 10498,6 | 10499,6 | 1,1 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.4 | 6062,1 | 6062,1 | 6062,1 | 10499,8 | 10499,8 | 10499,8 | 10499,8 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |

Продолжение таблицы Д.1

| № режима | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|-------------------------|---------------|--------|--------|----------|----------|----------|---------|-------|-------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_1 | U_2 | U_0 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 6062,4 | 6074,8 | 6049,1 | 10501,6 | 10499,5 | 10498,5 | 10499,9 | 1,8 | 13,8 | 119,8 | 120,0 | 120,2 |
| 2.2 | 6062,4 | 6074,8 | 6049,1 | 10501,6 | 10499,5 | 10498,5 | 10499,9 | 1,8 | 13,8 | 119,8 | 120,0 | 120,2 |
| 2.3 | 6048,9 | 6088,2 | 6049,0 | 10500,2 | 10499,1 | 10499,7 | 10499,7 | 0,6 | 26,3 | 119,8 | 119,8 | 120,4 |
| 2.4 | 6062,4 | 6074,1 | 6050,1 | 10500,2 | 10499,8 | 10500,1 | 10500,0 | 0,2 | 13,8 | 119,8 | 120,0 | 120,2 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 6049,1 | 6062,4 | 6074,8 | 10498,5 | 10501,6 | 10499,5 | 10499,9 | 1,8 | 13,8 | 120,2 | 119,8 | 120,0 |
| 3.2 | 6048,2 | 6067,4 | 6070,7 | 10499,5 | 10500,6 | 10499,4 | 10499,8 | 0,7 | 13,6 | 120,1 | 119,8 | 120,1 |
| 3.3 | 6050,5 | 6075,9 | 6059,6 | 10499,7 | 10500,2 | 10499,1 | 10499,7 | 0,7 | 14,5 | 120,0 | 119,8 | 120,2 |
| 3.4 | 6050,1 | 6062,4 | 6074,1 | 10500,1 | 10500,2 | 10499,8 | 10500,0 | 0,2 | 13,8 | 120,2 | 119,8 | 120,0 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 6074,8 | 6049,1 | 6062,4 | 10499,5 | 10498,5 | 10501,6 | 10499,9 | 1,8 | 13,8 | 120,0 | 120,2 | 119,8 |
| 4.2 | 6077,8 | 6051,1 | 6057,4 | 10499,4 | 10499,5 | 10500,6 | 10499,8 | 0,7 | 15,8 | 119,9 | 120,3 | 119,8 |
| 4.3 | 6074,1 | 6050,1 | 6062,4 | 10499,8 | 10500,1 | 10500,2 | 10500,0 | 0,2 | 13,8 | 120,0 | 120,2 | 119,8 |
| 4.4 | 6074,1 | 6050,1 | 6062,4 | 10499,8 | 10500,1 | 10500,2 | 10500,0 | 0,2 | 13,8 | 120,0 | 120,2 | 119,8 |

Окончание таблицы Д.1

| № режима | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|------------------------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|--------|--------|--------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_1 | I_2 | I_0 | P_A | P_B | P_C | P_{Σ} |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 1,880 | 1,880 | 1,880 | 1,880 | 0,000 | 0,000 | 11,396 | 11,396 | 11,396 | 34,187 |
| 1.2 | 0,554 | 1,587 | 1,714 | 1,211 | 0,674 | 0,000 | 3,357 | 9,620 | 10,386 | 23,363 |
| 1.3 | 0,610 | 0,552 | 1,159 | 0,602 | 0,558 | 0,000 | 3,697 | 3,346 | 7,029 | 14,072 |
| 1.4 | 0,055 | 0,055 | 0,055 | 0,055 | 0,000 | 0,000 | 0,334 | 0,334 | 0,334 | 1,001 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 0,190 | 1,723 | 1,533 | 0,939 | 0,950 | 0,000 | 1,152 | 10,466 | 9,274 | 20,892 |
| 2.2 | 0,190 | 1,723 | 1,533 | 0,939 | 0,950 | 0,000 | 1,152 | 10,466 | 9,274 | 20,892 |
| 2.3 | 0,190 | 0,524 | 0,399 | 0,203 | 0,340 | 0,000 | 1,147 | 3,190 | 2,412 | 6,749 |
| 2.4 | 0,190 | 0,132 | 0,072 | 0,077 | 0,117 | 0,000 | 1,152 | 0,801 | 0,436 | 2,389 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 1,533 | 0,190 | 1,723 | 0,939 | 0,950 | 0,000 | 9,274 | 1,152 | 10,466 | 20,892 |
| 3.2 | 0,507 | 0,190 | 0,689 | 0,329 | 0,384 | 0,000 | 3,069 | 1,154 | 4,181 | 8,404 |
| 3.3 | 0,400 | 0,190 | 0,525 | 0,203 | 0,341 | 0,000 | 2,418 | 1,157 | 3,181 | 6,756 |
| 3.4 | 0,072 | 0,190 | 0,132 | 0,077 | 0,117 | 0,000 | 0,436 | 1,152 | 0,801 | 2,389 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 1,723 | 1,533 | 0,190 | 0,939 | 0,950 | 0,000 | 10,466 | 9,274 | 1,152 | 20,892 |
| 4.2 | 0,689 | 0,507 | 0,190 | 0,329 | 0,384 | 0,000 | 4,185 | 3,070 | 1,150 | 8,405 |
| 4.3 | 0,132 | 0,072 | 0,190 | 0,077 | 0,117 | 0,000 | 0,801 | 0,436 | 1,152 | 2,389 |
| 4.4 | 0,132 | 0,072 | 0,190 | 0,077 | 0,117 | 0,000 | 0,801 | 0,436 | 1,152 | 2,389 |

Таблица Д.2 – Исследование режимов работы электрической сети 10/0,38 кВ на компьютерной модели – $S_T = 160$ кВ·А, Y/Y_н, Точка 2 (после обрыва ВЛ-10 кВ)

| № ре- жи- ма | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|------------------------------------|---------------|--------|--------|----------|----------|----------|---------|--------|--------|---|---------------------|---------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_1 | U_2 | U_0 | $\varphi_{U_A U_B}$ | $\varphi_{U_B U_C}$ | $\varphi_{U_C U_A}$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 6053,1 | 6053,1 | 6053,1 | 10484,3 | 10484,3 | 10484,3 | 10484,3 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.2 | 6058,7 | 6057,4 | 6051,6 | 10496,5 | 10484,3 | 10486,6 | 10489,1 | 7,5 | 0,0 | 120,1 | 120,0 | 120,0 |
| 1.3 | 6058,1 | 6062,0 | 6055,8 | 10498,7 | 10494,9 | 10488,0 | 10493,9 | 6,2 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 119,9 |
| 1.4 | 6061,4 | 6061,4 | 6061,4 | 10498,7 | 10498,7 | 10498,7 | 10498,7 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 3029,3 | 6070,7 | 6040,2 | 5242,5 | 10484,3 | 5241,8 | 5243,3 | 5241,0 | 3030,6 | 300,3 | 119,9 | -60,2 |
| 2.2 | 3026,1 | 6070,7 | 6040,2 | 5245,6 | 10484,3 | 5238,7 | 5245,1 | 5239,2 | 3029,6 | 300,2 | 119,9 | -60,1 |
| 2.3 | 12485,7 | 6085,3 | 6047,1 | 15291,3 | 10493,4 | 6784,0 | 5527,3 | 9971,7 | 5759,2 | 254,4 | 119,7 | -14,1 |
| 2.4 | 3028,7 | 6073,3 | 6050,1 | 5266,0 | 10498,7 | 5232,7 | 5250,9 | 5247,8 | 3030,4 | 299,9 | 120,0 | -59,9 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 6040,2 | 3029,3 | 6070,7 | 5241,8 | 5242,5 | 10484,3 | 5243,3 | 5241,0 | 3030,6 | -60,2 | 300,3 | 119,9 |
| 3.2 | 6045,1 | 3977,9 | 6068,1 | 8564,0 | 2120,8 | 10492,6 | 6012,0 | 5147,9 | 2974,6 | -115,9 | 355,8 | 120,0 |
| 3.3 | 6048,6 | 9334,2 | 6056,7 | 15285,1 | 6789,2 | 10493,4 | 9975,0 | 5517,7 | 3185,9 | -166,8 | 406,6 | 120,2 |
| 3.4 | 6050,1 | 3028,7 | 6073,3 | 5232,7 | 5266,0 | 10498,7 | 5250,9 | 5247,8 | 3030,4 | -59,9 | 299,9 | 120,0 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 6070,7 | 6040,2 | 3029,3 | 10484,3 | 5241,8 | 5242,5 | 5243,3 | 5241,0 | 3030,6 | 119,9 | 299,8 | -59,7 |
| 4.2 | 6075,2 | 6047,9 | 5031,3 | 10492,6 | 2118,0 | 8564,5 | 5150,7 | 6009,5 | 3471,6 | 119,9 | 340,6 | -100,5 |
| 4.3 | 6073,3 | 6050,1 | 3028,2 | 10498,7 | 5248,3 | 5250,4 | 5251,1 | 5247,6 | 3030,3 | 120,0 | 299,8 | -59,8 |
| 4.4 | 6073,3 | 6050,1 | 3028,7 | 10498,7 | 5232,7 | 5266,0 | 5250,9 | 5247,8 | 3030,4 | 120,0 | 300,1 | -60,1 |

Продолжение таблицы Д.2

| № ре- жи- ма | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|------------------------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|--------|--------|--------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_1 | I_2 | I_0 | P_A | P_B | P_C | P_{Σ} |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 1,894 | 1,894 | 1,894 | 1,894 | 0,000 | 0,000 | 11,376 | 11,376 | 11,376 | 34,129 |
| 1.2 | 0,630 | 1,536 | 1,795 | 1,241 | 0,674 | 0,000 | 3,214 | 9,205 | 9,467 | 21,886 |
| 1.3 | 0,786 | 0,431 | 1,202 | 0,661 | 0,558 | 0,000 | 1,470 | 2,326 | 6,919 | 10,715 |
| 1.4 | 0,233 | 0,233 | 0,233 | 0,233 | 0,000 | 0,000 | 0,224 | 0,224 | 0,224 | 0,673 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 0,000 | 1,641 | 1,640 | 0,947 | 0,947 | 0,000 | 0,000 | 9,344 | 7,725 | 17,069 |
| 2.2 | 0,000 | 1,641 | 1,640 | 0,947 | 0,947 | 0,000 | 0,000 | 9,344 | 7,725 | 17,069 |
| 2.3 | 0,008 | 0,586 | 0,586 | 0,342 | 0,334 | 0,000 | 0,000 | 3,137 | 0,058 | 3,195 |
| 2.4 | 0,000 | 0,202 | 0,201 | 0,116 | 0,116 | 0,000 | 0,000 | 0,776 | 0,436 | 1,212 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 1,640 | 0,000 | 1,641 | 0,947 | 0,947 | 0,000 | 7,725 | 0,000 | 9,344 | 17,069 |
| 3.2 | 0,660 | 0,002 | 0,662 | 0,381 | 0,382 | 0,000 | 1,949 | 0,000 | 4,041 | 5,990 |
| 3.3 | 0,587 | 0,007 | 0,587 | 0,335 | 0,343 | 0,000 | 0,068 | 0,000 | 3,127 | 3,195 |

Окончание таблицы Д.2

| № режима | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|-------------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|--------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_1 | I_2 | I_0 | P_A | P_B | P_C | P_{Σ} |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 3.4 | 0,201 | 0,000 | 0,202 | 0,116 | 0,116 | 0,000 | 0,436 | 0,000 | 0,776 | 1,212 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 1,641 | 1,640 | 0,000 | 0,947 | 0,947 | 0,000 | 9,344 | 7,725 | 0,000 | 17,069 |
| 4.2 | 0,660 | 0,661 | 0,003 | 0,382 | 0,380 | 0,000 | 4,043 | 1,947 | 0,000 | 5,990 |
| 4.3 | 0,202 | 0,201 | 0,000 | 0,116 | 0,116 | 0,000 | 0,776 | 0,436 | 0,000 | 1,212 |
| 4.4 | 0,202 | 0,201 | 0,000 | 0,116 | 0,116 | 0,000 | 0,776 | 0,436 | 0,000 | 1,212 |

Таблица Д.3 – Исследование режимов работы электрической сети 10/0,38 кВ на компьютерной модели – $S_T = 160$ кВ·А, Y/Y_Н, Точка 3 (на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ)

| № режима | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|------------------------------------|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_1 | U_2 | U_0 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 241,2 | 241,2 | 241,2 | 417,7 | 417,7 | 417,7 | 417,7 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.2 | 243,3 | 237,2 | 244,2 | 419,9 | 417,7 | 417,4 | 418,4 | 1,6 | 5,1 | 121,9 | 120,4 | 117,8 |
| 1.3 | 246,8 | 238,4 | 240,6 | 419,7 | 419,6 | 417,7 | 419,0 | 1,3 | 5,6 | 119,8 | 122,3 | 117,9 |
| 1.4 | 242,3 | 242,3 | 242,3 | 419,7 | 419,7 | 419,7 | 419,7 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 0,1 | 208,9 | 208,9 | 208,9 | 417,7 | 208,9 | 208,9 | 208,8 | 0,0 | 99,3 | 180,0 | 80,7 |
| 2.2 | 0,2 | 208,9 | 208,8 | 209,0 | 417,7 | 208,7 | 209,0 | 208,7 | 0,0 | 125,2 | 180,0 | 54,8 |
| 2.3 | 280,2 | 339,8 | 117,3 | 611,3 | 418,7 | 272,0 | 220,9 | 398,6 | 2,7 | 199,2 | 234,7 | -73,8 |
| 2.4 | 0,4 | 210,1 | 209,6 | 210,5 | 419,7 | 209,2 | 209,9 | 209,8 | 0,0 | 171,0 | 180,0 | 9,0 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 208,9 | 0,1 | 208,9 | 208,9 | 208,9 | 417,7 | 208,9 | 208,8 | 0,0 | 80,7 | 99,3 | 180,0 |
| 3.2 | 254,8 | 87,8 | 165,2 | 342,1 | 84,5 | 418,8 | 240,2 | 205,3 | 5,3 | -187,1 | 376,2 | 170,9 |
| 3.3 | 339,6 | 280,1 | 117,5 | 611,1 | 272,2 | 418,7 | 398,7 | 220,5 | 2,7 | 160,8 | 74,0 | 125,3 |
| 3.4 | 209,6 | 0,4 | 210,1 | 209,2 | 210,5 | 419,7 | 209,9 | 209,8 | 0,0 | 9,0 | 171,0 | 180,0 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 208,9 | 208,9 | 0,1 | 417,7 | 208,9 | 208,9 | 208,9 | 208,8 | 0,0 | 180,0 | 80,7 | 99,3 |
| 4.2 | 254,8 | 165,2 | 87,8 | 418,8 | 84,4 | 342,1 | 205,4 | 240,1 | 5,3 | 189,1 | 343,9 | -173,0 |
| 4.3 | 209,9 | 209,9 | 0,1 | 419,7 | 209,8 | 209,9 | 209,9 | 209,8 | 0,0 | 180,0 | 72,3 | 107,7 |
| 4.4 | 210,1 | 209,6 | 0,4 | 419,7 | 209,2 | 210,5 | 209,9 | 209,8 | 0,0 | 180,0 | 369,0 | -189,0 |

Продолжение таблицы Д.3

| № режима | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|------------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|------------------------|--------|--------|--------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_1 | I_2 | I_0 | P_A | P_B | P_C | P_{Σ} |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 46,053 | 46,053 | 46,053 | 46,053 | 0,000 | 0,000 | 11,102 | 11,102 | 11,102 | 33,307 |
| 1.2 | 0,001 | 40,651 | 47,472 | 29,274 | 16,853 | 12,691 | 0,000 | 9,640 | 11,486 | 21,126 |
| 1.3 | 0,001 | 0,001 | 41,891 | 13,964 | 13,964 | 13,964 | 0,000 | 0,000 | 10,008 | 10,008 |
| 1.4 | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 0,010 | 39,884 | 39,882 | 23,032 | 23,021 | 0,000 | 0,000 | 8,327 | 8,326 | 16,653 |
| 2.2 | 0,000 | 39,888 | 39,878 | 23,030 | 23,022 | 0,009 | 0,000 | 8,329 | 8,324 | 16,653 |
| 2.3 | 0,001 | 0,001 | 20,422 | 6,807 | 6,808 | 6,807 | 0,000 | 0,000 | 2,378 | 2,379 |
| 2.4 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 39,882 | 0,010 | 39,884 | 23,032 | 23,021 | 0,000 | 8,326 | 0,000 | 8,327 | 16,653 |
| 3.2 | 0,001 | 12,211 | 27,859 | 8,930 | 7,209 | 13,292 | 0,000 | 1,044 | 4,543 | 5,587 |
| 3.3 | 0,001 | 0,001 | 20,465 | 6,822 | 6,822 | 6,822 | 0,000 | 0,000 | 2,389 | 2,389 |
| 3.4 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 39,884 | 39,882 | 0,010 | 23,032 | 23,021 | 0,000 | 8,327 | 8,326 | 0,000 | 16,653 |
| 4.2 | 0,001 | 27,852 | 12,215 | 7,216 | 8,919 | 13,292 | 0,000 | 4,542 | 1,044 | 5,586 |
| 4.3 | 0,000 | 0,000 | 0,015 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 4.4 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |

Таблица Д.4 – Исследование режимов работы электрической сети 10/0,38 кВ на компьютерной модели – $S_T = 160$ кВ·А, Y/Y_н, Точка 4 (на нагрузке)

| № режима | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|------------------------------------|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---------------------------------------|----------------|----------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_1 | U_2 | U_0 | $\phi U_A U_B$ | $\phi U_B U_C$ | $\phi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 222,9 | 222,9 | 222,9 | 386,1 | 386,1 | 386,1 | 386,1 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.2 | 266,0 | 196,8 | 229,8 | 409,5 | 386,1 | 398,4 | 397,9 | 13,5 | 35,6 | 123,8 | 129,5 | 106,7 |
| 1.3 | 274,8 | 235,4 | 202,8 | 419,7 | 406,8 | 400,8 | 409,0 | 11,2 | 39,2 | 110,5 | 136,3 | 113,3 |
| 1.4 | 242,3 | 242,3 | 242,3 | 419,7 | 419,7 | 419,7 | 419,7 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 0,1 | 193,0 | 193,0 | 193,0 | 386,1 | 193,0 | 193,1 | 193,0 | 0,0 | 99,3 | 180,0 | 80,7 |
| 2.2 | 0,2 | 193,1 | 193,0 | 193,2 | 386,1 | 192,9 | 193,1 | 192,9 | 0,0 | 130,1 | 180,0 | 49,9 |
| 2.3 | 268,0 | 353,9 | 98,8 | 611,3 | 411,0 | 273,0 | 223,9 | 394,5 | 19,1 | 201,3 | 241,0 | -82,3 |
| 2.4 | 0,4 | 210,1 | 209,6 | 210,5 | 419,7 | 209,2 | 209,9 | 209,8 | 0,0 | 171,0 | 180,0 | 9,0 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 193,0 | 0,1 | 193,0 | 193,0 | 193,0 | 386,1 | 193,1 | 193,0 | 0,0 | 80,7 | 99,3 | 180,0 |
| 3.2 | 278,6 | 59,1 | 134,8 | 337,1 | 78,1 | 407,0 | 234,5 | 200,4 | 37,3 | -170,7 | 372,2 | 158,4 |
| 3.3 | 353,8 | 267,9 | 99,1 | 611,1 | 273,2 | 411,0 | 394,6 | 223,5 | 19,1 | 158,6 | 82,4 | 119,0 |
| 3.4 | 209,6 | 0,4 | 210,1 | 209,2 | 210,5 | 419,7 | 209,9 | 209,8 | 0,0 | 9,0 | 171,0 | 180,0 |

Таблица Д.5 – Исследование режимов работы электрической сети 10/0,38 кВ на компьютерной модели – $S_T = 160 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, Δ/Y_H , Точка 1 (в начале ВЛ-10 кВ)

| № режима | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|------------------------------------|---------------|--------|--------|----------|----------|----------|---------|-------|-------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_1 | U_2 | U_0 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 6061,9 | 6061,9 | 6061,9 | 10499,5 | 10499,5 | 10499,5 | 10499,5 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.2 | 6061,3 | 6062,6 | 6061,9 | 10499,6 | 10500,6 | 10498,4 | 10499,5 | 1,3 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.3 | 6061,4 | 6062,1 | 6062,4 | 10498,8 | 10500,6 | 10499,4 | 10499,6 | 1,1 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.4 | 6062,1 | 6062,1 | 6062,1 | 10499,8 | 10499,8 | 10499,8 | 10499,8 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 6062,4 | 6074,8 | 6049,1 | 10501,6 | 10499,5 | 10498,5 | 10499,9 | 1,8 | 13,8 | 119,8 | 120,0 | 120,2 |
| 2.2 | 6054,4 | 6081,2 | 6050,6 | 10501,0 | 10499,3 | 10499,0 | 10499,8 | 1,2 | 18,8 | 119,8 | 119,9 | 120,3 |
| 2.3 | 6055,4 | 6079,0 | 6052,0 | 10500,2 | 10499,7 | 10500,1 | 10500,0 | 0,3 | 17,0 | 119,8 | 119,9 | 120,3 |
| 2.4 | 6062,4 | 6074,1 | 6050,1 | 10500,2 | 10499,8 | 10500,1 | 10500,0 | 0,2 | 13,8 | 119,8 | 120,0 | 120,2 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 6049,1 | 6062,4 | 6074,8 | 10498,5 | 10501,6 | 10499,5 | 10499,9 | 1,8 | 13,8 | 120,2 | 119,8 | 120,0 |
| 3.2 | 6048,1 | 6070,4 | 6067,6 | 10499,0 | 10501,0 | 10499,3 | 10499,8 | 1,2 | 13,3 | 120,1 | 119,8 | 120,1 |
| 3.3 | 6049,5 | 6062,4 | 6074,5 | 10499,1 | 10501,0 | 10499,4 | 10499,8 | 1,2 | 13,8 | 120,2 | 119,8 | 120,0 |
| 3.4 | 6050,1 | 6062,4 | 6074,1 | 10500,1 | 10500,2 | 10499,8 | 10500,0 | 0,2 | 13,8 | 120,2 | 119,8 | 120,0 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 6074,8 | 6049,1 | 6062,4 | 10499,5 | 10498,5 | 10501,6 | 10499,9 | 1,8 | 13,8 | 120,0 | 120,2 | 119,8 |
| 4.2 | 6074,2 | 6049,8 | 6062,4 | 10499,6 | 10499,7 | 10500,5 | 10499,9 | 0,6 | 13,8 | 120,0 | 120,2 | 119,8 |
| 4.3 | 6069,0 | 6048,1 | 6069,4 | 10499,7 | 10500,1 | 10500,2 | 10500,0 | 0,3 | 14,0 | 120,1 | 120,1 | 119,8 |
| 4.4 | 6074,1 | 6050,1 | 6062,4 | 10499,8 | 10500,1 | 10500,2 | 10500,0 | 0,2 | 13,8 | 120,0 | 120,2 | 119,8 |

Продолжение таблицы Д.5

| № режима | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | | |
|------------------------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|--------|--------|------------|--|
| | I_A | I_B | I_C | I_1 | I_2 | I_0 | P_A | P_B | P_C | P_Σ | |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 1,879 | 1,879 | 1,879 | 1,879 | 0,000 | 0,000 | 11,369 | 11,369 | 11,369 | 34,108 | |
| 1.2 | 1,138 | 0,967 | 1,879 | 1,213 | 0,669 | 0,000 | 5,373 | 5,202 | 11,369 | 21,944 | |
| 1.3 | 1,023 | 0,055 | 0,988 | 0,602 | 0,559 | 0,000 | 4,900 | 0,224 | 5,639 | 10,763 | |
| 1.4 | 0,055 | 0,055 | 0,055 | 0,055 | 0,000 | 0,000 | 0,224 | 0,224 | 0,224 | 0,672 | |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 0,190 | 1,722 | 1,532 | 0,939 | 0,949 | 0,000 | 0,000 | 9,338 | 7,720 | 17,058 | |
| 2.2 | 0,190 | 1,164 | 0,979 | 0,606 | 0,645 | 0,000 | 0,000 | 6,699 | 4,302 | 11,002 | |
| 2.3 | 0,190 | 0,176 | 0,099 | 0,053 | 0,151 | 0,000 | 0,000 | 1,070 | 0,480 | 1,550 | |
| 2.4 | 0,190 | 0,132 | 0,072 | 0,077 | 0,117 | 0,000 | 0,000 | 0,776 | 0,436 | 1,212 | |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 1,532 | 0,190 | 1,722 | 0,939 | 0,949 | 0,000 | 7,720 | 0,000 | 9,338 | 17,058 | |
| 3.2 | 0,979 | 0,190 | 1,165 | 0,606 | 0,645 | 0,000 | 4,310 | 0,000 | 6,692 | 11,002 | |
| 3.3 | 0,912 | 0,190 | 1,099 | 0,574 | 0,602 | 0,000 | 4,227 | 0,000 | 6,204 | 10,431 | |
| 3.4 | 0,072 | 0,190 | 0,132 | 0,077 | 0,117 | 0,000 | 0,436 | 0,000 | 0,776 | 1,212 | |

Окончание таблицы Д.5

| № режима | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|-------------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|--------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_1 | I_2 | I_0 | P_A | P_B | P_C | P_{Σ} |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 1,722 | 1,532 | 0,190 | 0,939 | 0,949 | 0,000 | 9,338 | 7,720 | 0,000 | 17,058 |
| 4.2 | 0,574 | 0,391 | 0,190 | 0,270 | 0,316 | 0,000 | 3,325 | 1,569 | 0,000 | 4,894 |
| 4.3 | 0,177 | 0,099 | 0,190 | 0,053 | 0,151 | 0,000 | 1,071 | 0,481 | 0,000 | 1,552 |
| 4.4 | 0,132 | 0,072 | 0,190 | 0,077 | 0,117 | 0,000 | 0,776 | 0,436 | 0,000 | 1,212 |

Таблица Д.6 – Исследование режимов работы электрической сети 10/0,38 кВ на компьютерной модели – $S_T = 160$ кВ·А, Δ/Y_H , Точка 2 (после обрыва ВЛ-10 кВ)

| № режима | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|------------------------------------|---------------|--------|--------|----------|----------|----------|---------|--------|--------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_1 | U_2 | U_0 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 6053,1 | 6053,1 | 6053,1 | 10484,3 | 10484,3 | 10484,3 | 10484,3 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.2 | 6054,5 | 6060,2 | 6053,1 | 10494,1 | 10491,6 | 10481,9 | 10489,2 | 7,5 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 119,9 |
| 1.3 | 6055,3 | 6061,4 | 6059,3 | 10492,8 | 10499,8 | 10489,2 | 10493,9 | 6,2 | 0,0 | 120,0 | 120,1 | 120,0 |
| 1.4 | 6061,4 | 6061,4 | 6061,4 | 10498,7 | 10498,7 | 10498,7 | 10498,7 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 3029,3 | 6070,7 | 6040,2 | 5242,5 | 10484,3 | 5241,8 | 5243,3 | 5241,0 | 3030,6 | 300,3 | 119,9 | -60,2 |
| 2.2 | 7337,1 | 6077,5 | 6044,7 | 10708,8 | 10488,1 | 2098,3 | 5047,2 | 7133,4 | 4121,0 | 254,4 | 119,8 | -14,3 |
| 2.3 | 6187,8 | 6077,9 | 6051,8 | 9901,2 | 10497,9 | 1310,3 | 5304,5 | 6469,0 | 3735,8 | 252,4 | 119,9 | -12,2 |
| 2.4 | 3028,7 | 6073,3 | 6050,1 | 5266,0 | 10498,7 | 5232,7 | 5250,9 | 5247,8 | 3030,4 | 299,9 | 120,0 | -59,9 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 6040,2 | 3029,3 | 6070,7 | 5241,8 | 5242,5 | 10484,3 | 5243,3 | 5241,0 | 3030,6 | -60,2 | 300,3 | 119,9 |
| 3.2 | 6042,3 | 5345,9 | 6063,9 | 10707,4 | 2106,2 | 10488,1 | 7136,8 | 5042,5 | 2915,4 | -140,1 | 380,0 | 120,1 |
| 3.3 | 6044,0 | 3028,7 | 6071,2 | 5227,9 | 5261,2 | 10489,2 | 5246,1 | 5243,1 | 3030,4 | -59,9 | 299,9 | 119,9 |
| 3.4 | 6050,1 | 3028,7 | 6073,3 | 5232,7 | 5266,0 | 10498,7 | 5250,9 | 5247,8 | 3030,4 | -59,9 | 299,9 | 120,0 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 6070,7 | 6040,2 | 3029,3 | 10484,3 | 5241,8 | 5242,5 | 5243,3 | 5241,0 | 3030,6 | 119,9 | 299,8 | -59,7 |
| 4.2 | 6072,2 | 6047,3 | 3029,3 | 10494,1 | 5246,7 | 5247,4 | 5248,2 | 5245,9 | 3030,6 | 120,0 | 299,8 | -59,8 |
| 4.3 | 6067,9 | 6047,9 | 4967,6 | 10497,9 | 9899,0 | 1318,6 | 6472,4 | 5299,7 | 3060,2 | 120,1 | 232,3 | 7,6 |
| 4.4 | 6073,3 | 6050,1 | 3028,7 | 10498,7 | 5232,7 | 5266,0 | 5250,9 | 5247,8 | 3030,4 | 120,0 | 300,1 | -60,1 |

Продолжение таблицы Д.6

| № режима | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|------------------------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|--------|--------|--------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_1 | I_2 | I_0 | P_A | P_B | P_C | P_{Σ} |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 1,893 | 1,893 | 1,893 | 1,893 | 0,000 | 0,000 | 11,317 | 11,317 | 11,317 | 33,952 |
| 1.2 | 1,261 | 0,889 | 1,893 | 1,241 | 0,669 | 0,000 | 5,330 | 5,162 | 11,317 | 21,809 |
| 1.3 | 1,145 | 0,233 | 0,935 | 0,659 | 0,559 | 0,000 | 4,859 | 0,187 | 5,598 | 10,644 |
| 1.4 | 0,233 | 0,233 | 0,233 | 0,233 | 0,000 | 0,000 | 0,187 | 0,187 | 0,187 | 0,562 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 0,000 | 1,640 | 1,639 | 0,947 | 0,946 | 0,000 | 0,001 | 9,297 | 7,680 | 16,979 |
| 2.2 | 0,004 | 1,111 | 1,114 | 0,644 | 0,641 | 0,000 | 0,030 | 6,659 | 4,279 | 10,967 |
| 2.3 | 0,004 | 0,261 | 0,260 | 0,152 | 0,149 | 0,000 | 0,020 | 1,035 | 0,501 | 1,556 |
| 2.4 | 0,000 | 0,202 | 0,201 | 0,116 | 0,116 | 0,000 | 0,001 | 0,747 | 0,465 | 1,213 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 1,639 | 0,000 | 1,640 | 0,947 | 0,946 | 0,000 | 7,680 | 0,001 | 9,297 | 16,979 |
| 3.2 | 1,111 | 0,004 | 1,114 | 0,641 | 0,644 | 0,000 | 4,267 | 0,019 | 6,663 | 10,949 |
| 3.3 | 1,039 | 0,000 | 1,039 | 0,600 | 0,600 | 0,000 | 4,194 | 0,001 | 6,170 | 10,366 |
| 3.4 | 0,201 | 0,000 | 0,202 | 0,116 | 0,116 | 0,000 | 0,465 | 0,001 | 0,747 | 1,213 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 1,640 | 1,639 | 0,000 | 0,947 | 0,946 | 0,000 | 9,297 | 7,680 | 0,001 | 16,979 |
| 4.2 | 0,543 | 0,543 | 0,000 | 0,314 | 0,313 | 0,000 | 3,295 | 1,539 | 0,001 | 4,836 |
| 4.3 | 0,261 | 0,261 | 0,003 | 0,149 | 0,152 | 0,000 | 1,048 | 0,518 | 0,014 | 1,580 |
| 4.4 | 0,202 | 0,201 | 0,000 | 0,116 | 0,116 | 0,000 | 0,747 | 0,465 | 0,001 | 1,213 |

Таблица Д.7 – Исследование режимов работы электрической сети 10/0,38 кВ на компьютерной модели – $S_T = 160$ кВ·А, Δ/Y_H , Точка 3 (на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ)

| № режима | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|------------------------------------|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_1 | U_2 | U_0 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 241,0 | 241,0 | 241,0 | 417,5 | 417,5 | 417,5 | 417,5 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 1.2 | 242,2 | 241,4 | 240,8 | 419,8 | 417,5 | 417,3 | 418,2 | 1,6 | 0,6 | 120,5 | 120,0 | 119,6 |
| 1.3 | 242,2 | 242,3 | 241,1 | 419,7 | 419,5 | 417,6 | 418,9 | 1,3 | 0,6 | 120,0 | 120,4 | 119,6 |
| 1.4 | 242,3 | 242,3 | 242,3 | 419,7 | 419,7 | 419,7 | 419,7 | 0,0 | 0,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 120,5 | 241,0 | 120,5 | 361,6 | 361,6 | 0,1 | 208,8 | 208,7 | 0,0 | 180,0 | 180,0 | 0,0 |
| 2.2 | 247,2 | 241,0 | 48,5 | 485,7 | 245,6 | 261,6 | 200,7 | 285,0 | 0,6 | 191,7 | 270,3 | -102,0 |
| 2.3 | 228,5 | 242,3 | 30,1 | 470,1 | 258,7 | 218,3 | 212,1 | 258,6 | 0,1 | 186,6 | 240,1 | -66,6 |
| 2.4 | 121,5 | 242,3 | 120,8 | 363,9 | 363,1 | 0,8 | 209,9 | 209,8 | 0,0 | 180,0 | 180,0 | 0,1 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 120,5 | 120,5 | 241,0 | 0,1 | 361,6 | 361,6 | 208,8 | 208,7 | 0,0 | 0,0 | 180,0 | 180,0 |
| 3.2 | 247,1 | 48,6 | 241,0 | 261,6 | 245,7 | 485,6 | 285,2 | 200,6 | 0,6 | 102,0 | 89,8 | 168,3 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Результаты исследований режимных параметров при режимах работы
электрической сети на физической модели

Таблица Е.1 – Результаты исследований с трансформатором $S_T = 0,5$ кВ·А и схемой соединения обмоток Y/Y_н, Точка 1 (перед обрывом ВЛ). Ресурс №3026

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---------------------------------------|---------------|--------|--------|----------|----------|----------|-------|--------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 242,05 | 237,46 | 241,20 | 415,75 | 412,58 | 419,96 | 0,77 | 416,07 | 4,27 | 120,2 | 119,1 | 120,7 |
| 2 | 242,00 | 237,47 | 241,18 | 415,74 | 412,58 | 419,89 | 0,77 | 416,05 | 4,23 | 120,2 | 119,1 | 120,7 |
| 3 | 241,78 | 237,35 | 241,05 | 415,41 | 412,42 | 419,56 | 0,77 | 415,77 | 4,13 | 120,2 | 119,1 | 120,7 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 242,13 | 237,46 | 241,40 | 415,76 | 412,73 | 420,29 | 0,78 | 416,24 | 4,39 | 120,2 | 119,1 | 120,8 |
| 5 | 242,13 | 237,42 | 241,30 | 415,78 | 412,58 | 420,20 | 0,78 | 416,16 | 4,42 | 120,2 | 119,0 | 120,7 |
| 6 | 242,08 | 237,39 | 241,28 | 415,70 | 412,53 | 420,13 | 0,79 | 416,10 | 4,41 | 120,2 | 119,0 | 120,7 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 241,92 | 237,33 | 241,31 | 415,43 | 412,60 | 420,02 | 0,78 | 416,00 | 4,32 | 120,2 | 119,1 | 120,7 |
| 8 | 241,64 | 236,98 | 240,95 | 414,90 | 411,94 | 419,49 | 0,78 | 415,42 | 4,39 | 120,2 | 119,1 | 120,8 |
| 9 | 241,82 | 237,12 | 240,96 | 415,27 | 412,00 | 419,62 | 0,78 | 415,61 | 4,41 | 120,2 | 119,0 | 120,7 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 241,71 | 236,93 | 240,62 | 415,12 | 411,44 | 419,22 | 0,78 | 415,24 | 4,49 | 120,3 | 119,0 | 120,7 |
| 11 | 241,85 | 236,94 | 240,53 | 415,35 | 411,28 | 419,27 | 0,79 | 415,28 | 4,61 | 120,3 | 118,9 | 120,7 |
| 12 | 241,83 | 237,06 | 240,70 | 415,37 | 411,63 | 419,37 | 0,79 | 415,43 | 4,47 | 120,3 | 119,0 | 120,7 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 13 | 242,47 | 237,27 | 241,41 | 415,98 | 412,33 | 420,75 | 0,81 | 416,33 | 4,88 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 14 | 242,37 | 236,97 | 241,25 | 415,62 | 411,85 | 420,64 | 0,81 | 416,01 | 5,09 | 120,2 | 118,9 | 120,9 |
| 15 | 242,29 | 236,94 | 240,91 | 415,69 | 411,47 | 420,16 | 0,82 | 415,74 | 5,02 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 16 | 242,51 | 237,09 | 241,07 | 416,04 | 411,71 | 420,49 | 0,82 | 416,05 | 5,07 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 17 | 242,09 | 236,84 | 241,01 | 415,29 | 411,60 | 420,08 | 0,82 | 415,63 | 4,91 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 18 | 241,92 | 236,66 | 240,76 | 415,04 | 411,19 | 419,71 | 0,82 | 415,29 | 4,92 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 19 | 242,14 | 236,88 | 241,02 | 415,38 | 411,63 | 420,14 | 0,82 | 415,69 | 4,92 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 20 | 242,06 | 236,75 | 240,90 | 415,22 | 411,38 | 419,98 | 0,82 | 415,50 | 4,97 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 21 | 242,35 | 237,00 | 241,10 | 415,73 | 411,73 | 420,40 | 0,82 | 415,93 | 5,00 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 22 | 242,84 | 237,56 | 241,80 | 416,55 | 412,90 | 421,44 | 0,83 | 416,94 | 4,95 | 120,2 | 118,9 | 120,8 |
| 23 | 242,81 | 237,64 | 241,86 | 416,57 | 413,07 | 421,44 | 0,83 | 417,00 | 4,85 | 120,2 | 119,0 | 120,8 |
| 24 | 242,66 | 237,46 | 241,89 | 416,16 | 412,99 | 421,39 | 0,83 | 416,82 | 4,90 | 120,2 | 119,0 | 120,8 |

Продолжение таблицы Е.1

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---|---------------|--------|--------|----------|----------|----------|-------|--------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 242,46 | 237,61 | 241,19 | 416,44 | 412,52 | 420,30 | 0,79 | 416,40 | 4,49 | 120,3 | 119,0 | 120,7 |
| 26 | 242,80 | 237,81 | 241,49 | 416,89 | 412,89 | 420,93 | 0,79 | 416,88 | 4,64 | 120,3 | 118,9 | 120,7 |
| 27 | 243,08 | 237,71 | 241,80 | 416,94 | 412,97 | 421,65 | 0,79 | 417,16 | 5,02 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 28 | 243,06 | 237,79 | 241,71 | 417,08 | 412,97 | 421,48 | 0,81 | 417,15 | 4,91 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 29 | 243,14 | 237,91 | 241,74 | 417,30 | 413,10 | 421,52 | 0,81 | 417,28 | 4,85 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 30 | 243,38 | 238,31 | 241,77 | 418,02 | 413,44 | 421,59 | 0,82 | 417,66 | 4,71 | 120,4 | 118,9 | 120,7 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 31 | 243,13 | 238,11 | 241,58 | 417,64 | 413,14 | 421,20 | 0,83 | 417,30 | 4,65 | 120,4 | 118,9 | 120,7 |
| 32 | 242,94 | 237,99 | 241,55 | 417,30 | 413,08 | 421,01 | 0,83 | 417,10 | 4,57 | 120,4 | 118,9 | 120,7 |
| 33 | 242,89 | 237,93 | 241,63 | 417,12 | 413,13 | 421,08 | 0,83 | 417,08 | 4,58 | 120,3 | 118,9 | 120,7 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 34 | 243,10 | 237,97 | 241,69 | 417,33 | 413,13 | 421,40 | 0,80 | 417,26 | 4,77 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 35 | 243,10 | 237,96 | 241,61 | 417,36 | 413,02 | 421,33 | 0,80 | 417,21 | 4,79 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 36 | 243,48 | 238,33 | 242,16 | 417,92 | 413,87 | 422,17 | 0,81 | 417,96 | 4,79 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 37 | 242,97 | 238,26 | 242,38 | 417,12 | 414,18 | 422,02 | 0,79 | 417,75 | 4,58 | 120,2 | 119,0 | 120,8 |
| 38 | 243,17 | 238,22 | 242,51 | 417,24 | 414,16 | 422,43 | 0,79 | 417,92 | 4,82 | 120,2 | 119,0 | 120,9 |
| 39 | 242,94 | 237,99 | 242,21 | 416,88 | 413,68 | 421,95 | 0,79 | 417,48 | 4,82 | 120,2 | 119,0 | 120,9 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 242,89 | 237,76 | 242,04 | 416,65 | 413,22 | 421,86 | 0,79 | 417,22 | 5,02 | 120,2 | 118,9 | 120,9 |
| 41 | 242,75 | 237,78 | 241,91 | 416,60 | 413,17 | 421,55 | 0,79 | 417,08 | 4,86 | 120,2 | 118,9 | 120,9 |
| 42 | 243,02 | 238,07 | 242,26 | 417,05 | 413,76 | 422,09 | 0,79 | 417,61 | 4,84 | 120,2 | 118,9 | 120,9 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 43 | 242,84 | 237,96 | 241,96 | 416,87 | 413,42 | 421,56 | 0,79 | 417,26 | 4,72 | 120,3 | 119,0 | 120,8 |
| 44 | 242,98 | 238,03 | 242,09 | 417,04 | 413,58 | 421,83 | 0,79 | 417,46 | 4,79 | 120,2 | 118,9 | 120,8 |
| 45 | 243,26 | 238,30 | 242,24 | 417,61 | 413,89 | 422,17 | 0,80 | 417,86 | 4,79 | 120,3 | 118,9 | 120,8 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 46 | 242,85 | 237,91 | 241,99 | 416,82 | 413,40 | 421,62 | 0,79 | 417,26 | 4,76 | 120,2 | 119,0 | 120,8 |
| 47 | 243,22 | 238,37 | 242,52 | 417,49 | 414,33 | 422,39 | 0,80 | 418,04 | 4,69 | 120,2 | 119,0 | 120,8 |
| 48 | 243,42 | 238,50 | 242,50 | 417,87 | 414,35 | 422,52 | 0,80 | 418,22 | 4,73 | 120,3 | 119,0 | 120,8 |

Продолжение таблицы Е.1

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_Σ |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 1 | 1,241 | 0,931 | 1,341 | 0,000 | 1,140 | 0,217 | 0,138 | 0,144 | 0,226 | 0,508 |
| 2 | 1,240 | 0,930 | 1,340 | 0,000 | 1,128 | 0,205 | 0,138 | 0,144 | 0,226 | 0,508 |
| 3 | 1,237 | 0,928 | 1,337 | 0,000 | 1,099 | 0,176 | 0,137 | 0,144 | 0,226 | 0,507 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 4 | 1,136 | 0,710 | 1,438 | 0,000 | 1,063 | 0,389 | 0,035 | 0,116 | 0,205 | 0,356 |
| 5 | 1,136 | 0,709 | 1,437 | 0,000 | 1,063 | 0,389 | 0,035 | 0,116 | 0,205 | 0,356 |
| 6 | 1,135 | 0,709 | 1,436 | 0,000 | 1,063 | 0,389 | 0,035 | 0,116 | 0,205 | 0,355 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 7 | 1,303 | 0,546 | 1,223 | 0,000 | 0,890 | 0,389 | 0,015 | 0,023 | 0,177 | 0,215 |
| 8 | 1,298 | 0,543 | 1,219 | 0,000 | 0,890 | 0,389 | 0,015 | 0,023 | 0,177 | 0,215 |
| 9 | 1,301 | 0,545 | 1,220 | 0,000 | 0,890 | 0,389 | 0,016 | 0,022 | 0,177 | 0,215 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 10 | 1,128 | 0,720 | 1,035 | 0,000 | 0,971 | 0,241 | 0,008 | 0,002 | 0,084 | 0,078 |
| 11 | 1,130 | 0,721 | 1,035 | 0,000 | 0,971 | 0,241 | 0,008 | 0,002 | 0,084 | 0,078 |
| 12 | 1,131 | 0,723 | 1,038 | 0,000 | 0,971 | 0,241 | 0,008 | 0,002 | 0,084 | 0,078 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 13 | 0,000 | 0,706 | 0,717 | 0,000 | 0,389 | 0,389 | 0,000 | 0,167 | 0,070 | 0,237 |
| 14 | 0,000 | 0,704 | 0,715 | 0,000 | 0,389 | 0,389 | 0,000 | 0,166 | 0,070 | 0,236 |
| 15 | 0,000 | 0,703 | 0,714 | 0,000 | 0,389 | 0,389 | 0,000 | 0,166 | 0,070 | 0,236 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 16 | 0,000 | 0,677 | 0,690 | 0,000 | 0,389 | 0,389 | 0,000 | 0,160 | 0,069 | 0,230 |
| 17 | 0,000 | 0,676 | 0,689 | 0,000 | 0,389 | 0,389 | 0,000 | 0,160 | 0,070 | 0,229 |
| 18 | 0,000 | 0,675 | 0,688 | 0,000 | 0,389 | 0,389 | 0,000 | 0,159 | 0,070 | 0,229 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 19 | 0,000 | 0,551 | 0,562 | 0,000 | 0,241 | 0,241 | 0,000 | 0,112 | 0,007 | 0,105 |
| 20 | 0,000 | 0,550 | 0,560 | 0,000 | 0,241 | 0,241 | 0,000 | 0,112 | 0,007 | 0,105 |
| 21 | 0,000 | 0,551 | 0,562 | 0,000 | 0,241 | 0,241 | 0,000 | 0,112 | 0,007 | 0,105 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 22 | 0,000 | 0,395 | 0,409 | 0,000 | 0,216 | 0,216 | 0,000 | 0,056 | 0,040 | 0,016 |
| 23 | 0,000 | 0,396 | 0,410 | 0,000 | 0,216 | 0,216 | 0,000 | 0,056 | 0,040 | 0,016 |
| 24 | 0,000 | 0,395 | 0,409 | 0,000 | 0,216 | 0,216 | 0,000 | 0,056 | 0,040 | 0,016 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 25 | 0,910 | 0,000 | 0,919 | 0,017 | 0,493 | 0,543 | 0,052 | 0,000 | 0,212 | 0,264 |
| 26 | 0,912 | 0,000 | 0,923 | 0,015 | 0,492 | 0,542 | 0,052 | 0,000 | 0,213 | 0,265 |
| 27 | 0,917 | 0,000 | 0,926 | 0,018 | 0,493 | 0,543 | 0,052 | 0,000 | 0,214 | 0,266 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 28 | 0,850 | 0,000 | 0,863 | 0,000 | 0,384 | 0,428 | 0,007 | 0,000 | 0,174 | 0,168 |
| 29 | 0,848 | 0,000 | 0,862 | 0,000 | 0,386 | 0,429 | 0,009 | 0,000 | 0,173 | 0,165 |
| 30 | 0,848 | 0,000 | 0,862 | 0,000 | 0,386 | 0,429 | 0,009 | 0,000 | 0,173 | 0,165 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 31 | 0,874 | 0,000 | 0,884 | 0,000 | 0,442 | 0,480 | 0,008 | 0,000 | 0,178 | 0,170 |

Окончание таблицы Е.1

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_Σ |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 32 | 0,874 | 0,000 | 0,885 | 0,000 | 0,445 | 0,483 | 0,008 | 0,000 | 0,178 | 0,170 |
| 33 | 0,875 | 0,000 | 0,886 | 0,000 | 0,445 | 0,483 | 0,008 | 0,000 | 0,179 | 0,170 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 34 | 0,694 | 0,000 | 0,705 | 0,000 | 0,429 | 0,447 | 0,059 | 0,000 | 0,107 | 0,048 |
| 35 | 0,695 | 0,000 | 0,705 | 0,000 | 0,428 | 0,446 | 0,059 | 0,000 | 0,107 | 0,048 |
| 36 | 0,699 | 0,000 | 0,709 | 0,000 | 0,432 | 0,450 | 0,059 | 0,000 | 0,107 | 0,048 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 37 | 0,735 | 0,739 | 0,000 | 0,000 | 0,389 | 0,349 | 0,177 | 0,069 | 0,000 | 0,246 |
| 38 | 0,734 | 0,739 | 0,000 | 0,000 | 0,389 | 0,347 | 0,177 | 0,069 | 0,000 | 0,246 |
| 39 | 0,733 | 0,738 | 0,000 | 0,000 | 0,389 | 0,346 | 0,177 | 0,069 | 0,000 | 0,245 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 40 | 0,692 | 0,701 | 0,000 | 0,000 | 0,368 | 0,328 | 0,150 | 0,008 | 0,000 | 0,157 |
| 41 | 0,692 | 0,702 | 0,000 | 0,000 | 0,371 | 0,327 | 0,150 | 0,008 | 0,000 | 0,157 |
| 42 | 0,693 | 0,703 | 0,000 | 0,000 | 0,367 | 0,327 | 0,150 | 0,007 | 0,000 | 0,158 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 43 | 0,442 | 0,447 | 0,000 | 0,000 | 0,216 | 0,241 | 0,066 | 0,039 | 0,000 | 0,027 |
| 44 | 0,444 | 0,447 | 0,000 | 0,000 | 0,216 | 0,241 | 0,066 | 0,039 | 0,000 | 0,027 |
| 45 | 0,446 | 0,449 | 0,000 | 0,000 | 0,216 | 0,241 | 0,067 | 0,039 | 0,000 | 0,028 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 46 | 0,426 | 0,425 | 0,000 | 0,000 | 0,216 | 0,241 | 0,061 | 0,041 | 0,000 | 0,019 |
| 47 | 0,428 | 0,428 | 0,000 | 0,000 | 0,216 | 0,241 | 0,061 | 0,042 | 0,000 | 0,020 |
| 48 | 0,430 | 0,430 | 0,000 | 0,000 | 0,216 | 0,241 | 0,061 | 0,042 | 0,000 | 0,020 |

Таблица Е.2 – Результаты исследований с трансформатором $S_T = 0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и схемой соединения обмоток Y/Y_H , Точка 2 (после обрыва ВЛ). Ресурс №3026

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 244,0 | 241,1 | 243,4 | 420,8 | 418,2 | 422,8 | 0,7 | 420,6 | 2,6 | 120,3 | 119,4 | 120,3 |
| 2 | 244,0 | 241,0 | 243,2 | 420,8 | 417,9 | 422,5 | 0,7 | 420,4 | 2,7 | 120,4 | 119,3 | 120,3 |
| 3 | 243,7 | 240,9 | 243,1 | 420,5 | 417,8 | 422,2 | 0,7 | 420,2 | 2,5 | 120,4 | 119,4 | 120,3 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 244,4 | 241,3 | 243,2 | 421,6 | 418,0 | 422,9 | 0,7 | 420,8 | 2,9 | 120,5 | 119,3 | 120,3 |
| 5 | 244,6 | 241,6 | 243,6 | 422,0 | 418,6 | 423,3 | 0,7 | 421,3 | 2,8 | 120,4 | 119,3 | 120,3 |
| 6 | 244,5 | 241,5 | 243,4 | 421,9 | 418,4 | 423,1 | 0,7 | 421,1 | 2,8 | 120,5 | 119,3 | 120,3 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 244,2 | 241,4 | 243,2 | 421,6 | 418,2 | 422,6 | 0,7 | 420,8 | 2,6 | 120,5 | 119,3 | 120,2 |
| 8 | 244,1 | 241,3 | 242,9 | 421,5 | 417,9 | 422,2 | 0,7 | 420,5 | 2,7 | 120,5 | 119,3 | 120,2 |
| 9 | 243,9 | 241,3 | 242,8 | 421,4 | 417,9 | 421,8 | 0,7 | 420,3 | 2,5 | 120,5 | 119,3 | 120,2 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 243,1 | 240,9 | 242,8 | 419,9 | 417,9 | 421,1 | 0,7 | 419,6 | 1,9 | 120,4 | 119,5 | 120,1 |
| 11 | 243,3 | 241,2 | 243,1 | 420,3 | 418,3 | 421,5 | 0,7 | 420,0 | 1,9 | 120,4 | 119,5 | 120,1 |
| 12 | 243,5 | 241,2 | 243,0 | 420,5 | 418,2 | 421,6 | 0,7 | 420,1 | 2,0 | 120,4 | 119,4 | 120,2 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 13 | 34,4 | 218,9 | 200,4 | 241,4 | 418,2 | 186,0 | 121,5 | 234,8 | 184,7 | 127,4 | 171,8 | 60,7 |
| 14 | 34,4 | 218,9 | 200,3 | 241,4 | 418,1 | 185,8 | 121,3 | 234,7 | 184,6 | 127,5 | 171,8 | 60,6 |
| 15 | 34,4 | 218,7 | 200,1 | 241,3 | 417,8 | 185,6 | 121,0 | 234,6 | 184,5 | 127,6 | 171,8 | 60,6 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 16 | 40,5 | 226,6 | 191,3 | 263,8 | 417,5 | 157,9 | 126,8 | 227,6 | 194,4 | 154,6 | 174,4 | 30,9 |
| 17 | 40,5 | 226,4 | 191,2 | 263,6 | 417,1 | 157,9 | 126,3 | 227,4 | 194,2 | 154,6 | 174,4 | 31,0 |
| 18 | 40,5 | 226,5 | 191,2 | 263,6 | 417,2 | 157,9 | 126,5 | 227,5 | 194,3 | 154,6 | 174,4 | 31,0 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 19 | 129,7 | 248,2 | 184,2 | 350,0 | 417,8 | 200,0 | 237,2 | 126,1 | 310,5 | -133,2 | -149,8 | -77,0 |
| 20 | 129,7 | 248,3 | 184,2 | 350,0 | 417,9 | 200,0 | 237,7 | 126,2 | 310,6 | -133,2 | -149,8 | -77,0 |
| 21 | 129,6 | 248,2 | 184,2 | 350,0 | 417,8 | 200,0 | 237,2 | 126,2 | 310,5 | -133,2 | -149,8 | -77,0 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 22 | 45,6 | 231,4 | 186,3 | 276,9 | 417,7 | 141,1 | 121,5 | 209,0 | 216,0 | -174,7 | -179,1 | -6,2 |
| 23 | 45,6 | 231,4 | 186,3 | 276,9 | 417,7 | 141,1 | 121,5 | 209,0 | 216,0 | -174,7 | -179,1 | -6,2 |
| 24 | 51,0 | 231,2 | 185,6 | 278,8 | 416,3 | 143,3 | 119,5 | 205,9 | 219,4 | -172,2 | -178,4 | -9,4 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 208,4 | 0,8 | 211,9 | 208,5 | 211,8 | 420,3 | 121,3 | 210,0 | 210,3 | -98,5 | -81,2 | 179,7 |
| 26 | 208,4 | 0,8 | 212,0 | 208,6 | 211,9 | 420,4 | 121,3 | 210,0 | 210,4 | -98,0 | -81,7 | 179,7 |
| 27 | 208,3 | 0,9 | 211,9 | 208,4 | 211,8 | 420,2 | 121,1 | 209,9 | 210,3 | -96,6 | -83,1 | 179,7 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 28 | 227,8 | 72,9 | 197,5 | 277,2 | 187,9 | 420,1 | 119,9 | 267,8 | 156,4 | 126,2 | 71,8 | 162,0 |
| 29 | 227,8 | 72,9 | 197,6 | 277,1 | 188,1 | 420,2 | 120,0 | 267,9 | 156,4 | 126,1 | 71,8 | 162,0 |
| 30 | 227,7 | 72,9 | 197,3 | 277,1 | 187,7 | 419,8 | 119,8 | 267,7 | 156,2 | 126,3 | 71,8 | 162,0 |

Продолжение таблицы Е.2

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 31 | 224,8 | 121,5 | 212,1 | 295,0 | 260,5 | 419,5 | 134,8 | 314,7 | 105,8 | 113,4 | 99,1 | 147,5 |
| 32 | 225,1 | 121,5 | 212,4 | 295,1 | 260,7 | 420,2 | 135,1 | 315,1 | 106,2 | 113,4 | 99,0 | 147,6 |
| 33 | 225,3 | 121,4 | 212,7 | 295,2 | 260,9 | 420,6 | 135,6 | 315,2 | 106,5 | 113,3 | 99,0 | 147,7 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 34 | 208,5 | 1,8 | 212,2 | 208,5 | 212,2 | 420,8 | 121,6 | 209,4 | 211,4 | -90,1 | -89,8 | 179,9 |
| 35 | 208,4 | 1,8 | 212,1 | 208,4 | 212,1 | 420,6 | 121,5 | 209,3 | 211,3 | -90,3 | -89,7 | 179,9 |
| 36 | 208,5 | 1,8 | 212,2 | 208,5 | 212,2 | 420,8 | 121,6 | 209,4 | 211,4 | -90,3 | -89,6 | 179,9 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 37 | 200,9 | 220,2 | 35,8 | 420,0 | 244,7 | 184,6 | 121,5 | 185,3 | 236,1 | -171,7 | -130,0 | -58,3 |
| 38 | 200,7 | 220,0 | 35,7 | 419,5 | 244,4 | 184,5 | 121,3 | 185,2 | 235,9 | -171,7 | -129,9 | -58,4 |
| 39 | 200,8 | 220,2 | 35,7 | 419,9 | 244,7 | 184,6 | 121,5 | 185,3 | 236,1 | -171,7 | -130,0 | -58,3 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 221,8 | 207,1 | 87,0 | 419,9 | 229,0 | 264,9 | 140,6 | 135,7 | 285,0 | -156,6 | -93,1 | -110,3 |
| 41 | 221,8 | 207,2 | 87,1 | 420,1 | 229,3 | 264,8 | 140,7 | 135,8 | 285,1 | -156,5 | -93,3 | -110,2 |
| 42 | 221,8 | 207,1 | 87,1 | 420,0 | 229,1 | 264,9 | 140,7 | 135,8 | 285,1 | -156,6 | -93,2 | -110,3 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 43 | 197,3 | 223,6 | 39,7 | 419,9 | 254,8 | 174,1 | 120,9 | 186,7 | 235,9 | -171,9 | -138,7 | -49,4 |
| 44 | 197,4 | 223,8 | 39,8 | 420,1 | 255,0 | 174,1 | 121,5 | 186,7 | 236,1 | -171,9 | -138,7 | -49,4 |
| 45 | 197,3 | 223,7 | 39,7 | 420,0 | 254,9 | 174,1 | 121,0 | 186,7 | 236,0 | -171,9 | -138,7 | -49,4 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 46 | 186,8 | 232,8 | 48,1 | 419,5 | 280,6 | 139,2 | 121,0 | 217,9 | 209,5 | 178,9 | 173,9 | 7,2 |
| 47 | 187,1 | 233,2 | 48,2 | 420,3 | 281,2 | 139,4 | 121,3 | 218,4 | 209,8 | 178,9 | 173,9 | 7,2 |
| 48 | 187,0 | 233,0 | 48,1 | 420,0 | 281,0 | 139,4 | 121,2 | 218,2 | 209,7 | 178,9 | 173,9 | 7,2 |

Продолжение таблицы Е.2

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_Σ |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 1 | 1,273 | 0,961 | 1,372 | 0,000 | 1,167 | 0,241 | 0,140 | 0,149 | 0,231 | 0,521 |
| 2 | 1,271 | 0,958 | 1,368 | 0,000 | 1,167 | 0,241 | 0,140 | 0,149 | 0,231 | 0,520 |
| 3 | 1,267 | 0,957 | 1,365 | 0,000 | 1,167 | 0,241 | 0,140 | 0,149 | 0,230 | 0,519 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 4 | 1,174 | 0,743 | 1,464 | 0,000 | 1,066 | 0,386 | 0,039 | 0,121 | 0,210 | 0,370 |
| 5 | 1,175 | 0,739 | 1,471 | 0,000 | 1,063 | 0,389 | 0,036 | 0,121 | 0,210 | 0,367 |
| 6 | 1,173 | 0,738 | 1,469 | 0,000 | 1,063 | 0,389 | 0,036 | 0,121 | 0,210 | 0,366 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 7 | 1,344 | 0,578 | 1,251 | 0,000 | 0,977 | 0,389 | 0,016 | 0,023 | 0,181 | 0,220 |
| 8 | 1,340 | 0,576 | 1,246 | 0,000 | 0,956 | 0,389 | 0,016 | 0,023 | 0,181 | 0,219 |
| 9 | 1,338 | 0,575 | 1,244 | 0,000 | 0,952 | 0,389 | 0,016 | 0,023 | 0,180 | 0,219 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 10 | 1,153 | 0,749 | 1,062 | 0,000 | 0,977 | 0,156 | 0,008 | 0,003 | 0,085 | 0,080 |
| 11 | 1,158 | 0,753 | 1,066 | 0,000 | 0,977 | 0,153 | 0,008 | 0,003 | 0,085 | 0,080 |
| 12 | 1,159 | 0,753 | 1,066 | 0,000 | 0,977 | 0,153 | 0,008 | 0,003 | 0,085 | 0,080 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 13 | 0,000 | 0,727 | 0,739 | 0,000 | 0,379 | 0,413 | 0,000 | 0,134 | 0,111 | 0,246 |
| 14 | 0,000 | 0,727 | 0,738 | 0,000 | 0,377 | 0,415 | 0,000 | 0,134 | 0,111 | 0,245 |
| 15 | 0,000 | 0,727 | 0,738 | 0,000 | 0,379 | 0,413 | 0,000 | 0,134 | 0,111 | 0,245 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 16 | 0,000 | 0,698 | 0,711 | 0,010 | 0,406 | 0,356 | 0,000 | 0,133 | 0,106 | 0,238 |
| 17 | 0,000 | 0,696 | 0,709 | 0,000 | 0,403 | 0,359 | 0,000 | 0,132 | 0,105 | 0,238 |
| 18 | 0,000 | 0,696 | 0,710 | 0,000 | 0,397 | 0,365 | 0,000 | 0,132 | 0,105 | 0,238 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 19 | 0,000 | 0,573 | 0,585 | 0,021 | 0,243 | 0,242 | 0,000 | 0,036 | 0,075 | 0,111 |
| 20 | 0,000 | 0,574 | 0,585 | 0,024 | 0,242 | 0,245 | 0,000 | 0,036 | 0,075 | 0,111 |
| 21 | 0,000 | 0,574 | 0,585 | 0,020 | 0,242 | 0,243 | 0,000 | 0,036 | 0,075 | 0,111 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 22 | 0,000 | 0,414 | 0,428 | 0,060 | 0,216 | 0,209 | 0,000 | 0,009 | 0,009 | 0,018 |
| 23 | 0,000 | 0,414 | 0,428 | 0,057 | 0,216 | 0,208 | 0,000 | 0,009 | 0,009 | 0,018 |
| 24 | 0,000 | 0,417 | 0,431 | 0,033 | 0,220 | 0,215 | 0,000 | 0,010 | 0,012 | 0,023 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 25 | 0,914 | 0,000 | 0,918 | 0,000 | 0,474 | 0,548 | 0,130 | 0,000 | 0,133 | 0,264 |
| 26 | 0,913 | 0,000 | 0,918 | 0,000 | 0,475 | 0,548 | 0,130 | 0,000 | 0,133 | 0,263 |
| 27 | 0,912 | 0,000 | 0,917 | 0,000 | 0,475 | 0,548 | 0,130 | 0,000 | 0,133 | 0,263 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 28 | 0,843 | 0,000 | 0,853 | 0,000 | 0,458 | 0,445 | 0,063 | 0,000 | 0,100 | 0,163 |
| 29 | 0,843 | 0,000 | 0,853 | 0,000 | 0,458 | 0,445 | 0,063 | 0,000 | 0,100 | 0,163 |
| 30 | 0,841 | 0,000 | 0,851 | 0,000 | 0,458 | 0,445 | 0,063 | 0,000 | 0,100 | 0,162 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 31 | 0,869 | 0,000 | 0,875 | 0,000 | 0,390 | 0,445 | 0,040 | 0,000 | 0,128 | 0,168 |

Окончание таблицы Е.2

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_Σ |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 32 | 0,873 | 0,000 | 0,879 | 0,000 | 0,393 | 0,447 | 0,040 | 0,000 | 0,129 | 0,169 |
| 33 | 0,876 | 0,000 | 0,883 | 0,000 | 0,396 | 0,450 | 0,040 | 0,000 | 0,129 | 0,170 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 34 | 0,692 | 0,000 | 0,699 | 0,014 | 0,389 | 0,352 | 0,023 | 0,000 | 0,023 | 0,046 |
| 35 | 0,691 | 0,000 | 0,698 | 0,010 | 0,389 | 0,354 | 0,023 | 0,000 | 0,023 | 0,046 |
| 36 | 0,692 | 0,000 | 0,699 | 0,014 | 0,389 | 0,356 | 0,023 | 0,000 | 0,023 | 0,046 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 37 | 0,743 | 0,751 | 0,000 | 0,000 | 0,431 | 0,399 | 0,111 | 0,138 | 0,000 | 0,250 |
| 38 | 0,742 | 0,749 | 0,000 | 0,000 | 0,430 | 0,396 | 0,111 | 0,138 | 0,000 | 0,249 |
| 39 | 0,743 | 0,751 | 0,000 | 0,000 | 0,431 | 0,398 | 0,111 | 0,138 | 0,000 | 0,250 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 40 | 0,707 | 0,718 | 0,000 | 0,000 | 0,428 | 0,420 | 0,059 | 0,105 | 0,000 | 0,164 |
| 41 | 0,707 | 0,719 | 0,000 | 0,000 | 0,428 | 0,424 | 0,059 | 0,105 | 0,000 | 0,164 |
| 42 | 0,708 | 0,719 | 0,000 | 0,000 | 0,430 | 0,425 | 0,059 | 0,105 | 0,000 | 0,164 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 43 | 0,457 | 0,459 | 0,000 | 0,000 | 0,241 | 0,241 | 0,006 | 0,022 | 0,000 | 0,028 |
| 44 | 0,457 | 0,460 | 0,000 | 0,000 | 0,241 | 0,241 | 0,006 | 0,022 | 0,000 | 0,028 |
| 45 | 0,457 | 0,459 | 0,000 | 0,000 | 0,241 | 0,241 | 0,006 | 0,022 | 0,000 | 0,028 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 46 | 0,437 | 0,435 | 0,000 | 0,019 | 0,240 | 0,240 | 0,010 | 0,010 | 0,000 | 0,020 |
| 47 | 0,441 | 0,439 | 0,000 | 0,000 | 0,241 | 0,241 | 0,010 | 0,010 | 0,000 | 0,020 |
| 48 | 0,439 | 0,438 | 0,000 | 0,011 | 0,241 | 0,241 | 0,010 | 0,010 | 0,000 | 0,020 |

Таблица Е.3 – Результаты исследований с трансформатором $S_T = 0,5$ кВ·А и схемой соединения обмоток Y/Y_н, Точка 3 (на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ).

Ресурс №3026

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---------------------------------------|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 107,4 | 106,2 | 106,6 | 185,9 | 183,5 | 185,2 | 0,4 | 184,9 | 1,4 | 120,9 | 119,2 | 119,9 |
| 2 | 107,7 | 106,4 | 106,6 | 186,3 | 183,6 | 185,5 | 0,4 | 185,1 | 1,6 | 121,1 | 119,0 | 119,9 |
| 3 | 107,5 | 106,3 | 106,6 | 186,1 | 183,6 | 185,3 | 0,4 | 185,0 | 1,5 | 121,0 | 119,2 | 119,9 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 110,3 | 106,6 | 107,5 | 189,7 | 183,8 | 188,5 | 0,9 | 187,3 | 3,6 | 121,9 | 118,3 | 119,8 |
| 5 | 110,3 | 106,6 | 107,5 | 189,6 | 183,8 | 188,5 | 0,9 | 187,2 | 3,6 | 121,9 | 118,3 | 119,9 |
| 6 | 110,3 | 106,6 | 107,5 | 189,6 | 183,8 | 188,5 | 0,9 | 187,3 | 3,5 | 121,8 | 118,3 | 119,8 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 110,7 | 108,8 | 107,5 | 191,6 | 186,6 | 188,0 | 0,6 | 188,7 | 3,0 | 121,6 | 119,3 | 119,1 |
| 8 | 110,7 | 108,7 | 107,5 | 191,5 | 186,6 | 188,1 | 0,6 | 188,7 | 2,9 | 121,6 | 119,3 | 119,1 |
| 9 | 110,6 | 108,7 | 107,5 | 191,4 | 186,6 | 188,0 | 0,6 | 188,6 | 2,9 | 121,6 | 119,3 | 119,1 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 110,8 | 109,7 | 109,6 | 191,9 | 189,1 | 190,7 | 0,4 | 190,6 | 1,6 | 121,1 | 119,2 | 119,8 |
| 11 | 110,6 | 109,5 | 109,5 | 191,6 | 188,9 | 190,5 | 0,4 | 190,3 | 1,6 | 121,0 | 119,2 | 119,8 |
| 12 | 110,5 | 109,3 | 109,4 | 191,3 | 188,7 | 190,3 | 0,4 | 190,1 | 1,5 | 121,0 | 119,2 | 119,8 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 13 | 14,7 | 95,4 | 88,1 | 104,8 | 183,0 | 82,1 | 0,3 | 102,6 | 80,9 | 126,7 | 171,9 | 61,4 |
| 14 | 14,7 | 95,5 | 88,1 | 105,0 | 183,2 | 82,1 | 0,3 | 102,7 | 81,0 | 126,7 | 171,9 | 61,3 |
| 15 | 14,8 | 95,6 | 88,2 | 105,1 | 183,3 | 82,1 | 0,3 | 102,7 | 81,0 | 126,8 | 171,9 | 61,3 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 16 | 18,3 | 99,3 | 84,3 | 116,1 | 183,4 | 69,4 | 0,4 | 100,4 | 85,0 | 154,2 | 174,0 | 31,8 |
| 17 | 18,4 | 99,3 | 84,3 | 116,2 | 183,3 | 69,2 | 0,4 | 100,4 | 85,0 | 154,4 | 174,1 | 31,5 |
| 18 | 18,5 | 99,7 | 84,5 | 116,7 | 183,9 | 69,3 | 0,4 | 100,6 | 85,3 | 154,7 | 174,1 | 31,2 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 19 | 60,3 | 112,6 | 81,9 | 160,7 | 187,4 | 90,1 | 0,2 | 56,2 | 140,9 | -134,5 | -148,5 | -77,0 |
| 20 | 60,3 | 112,8 | 82,1 | 160,8 | 187,8 | 90,2 | 0,2 | 56,4 | 141,1 | -134,4 | -148,6 | -76,9 |
| 21 | 60,2 | 112,6 | 82,0 | 160,7 | 187,6 | 90,1 | 0,2 | 56,3 | 141,0 | -134,5 | -148,6 | -76,9 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 22 | 20,8 | 104,9 | 84,8 | 125,6 | 189,7 | 64,1 | 0,3 | 95,1 | 97,9 | -175,1 | -179,3 | -5,6 |
| 23 | 20,9 | 105,0 | 85,0 | 125,8 | 190,0 | 64,2 | 0,3 | 95,2 | 98,1 | -175,1 | -179,3 | -5,7 |
| 24 | 20,9 | 105,1 | 85,0 | 126,0 | 190,2 | 64,3 | 0,3 | 95,3 | 98,2 | -175,1 | -179,3 | -5,7 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 91,8 | 0,6 | 93,7 | 92,1 | 93,4 | 185,5 | 0,9 | 92,6 | 92,8 | -121,6 | -58,0 | 179,6 |
| 26 | 91,7 | 0,8 | 93,6 | 92,0 | 93,3 | 185,3 | 0,9 | 92,6 | 92,7 | -124,3 | -55,3 | 179,5 |
| 27 | 91,8 | 0,6 | 93,7 | 92,1 | 93,4 | 185,5 | 0,9 | 92,6 | 92,9 | -119,7 | -59,8 | 179,6 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80$ Ом | | | | | | | | | | | | |

Продолжение таблицы Е.3

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 28 | 103,6 | 33,3 | 88,3 | 127,3 | 82,8 | 189,3 | 1,0 | 121,0 | 70,6 | 129,4 | 69,5 | 161,1 |
| 29 | 103,7 | 33,3 | 88,5 | 127,3 | 83,0 | 189,5 | 1,0 | 121,2 | 70,6 | 129,3 | 69,6 | 161,1 |
| 30 | 103,5 | 33,3 | 88,2 | 127,2 | 82,6 | 189,1 | 1,0 | 120,9 | 70,5 | 129,4 | 69,5 | 161,1 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 31 | 102,7 | 56,4 | 94,9 | 136,7 | 117,6 | 188,9 | 0,7 | 143,5 | 46,2 | 115,3 | 98,8 | 145,9 |
| 32 | 102,6 | 56,4 | 94,8 | 136,6 | 117,5 | 188,7 | 0,7 | 143,4 | 46,0 | 115,3 | 98,8 | 145,8 |
| 33 | 102,6 | 56,4 | 94,8 | 136,6 | 117,5 | 188,8 | 0,7 | 143,4 | 46,1 | 115,3 | 98,8 | 145,9 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 34 | 94,7 | 0,9 | 96,7 | 94,8 | 96,6 | 191,4 | 0,8 | 95,2 | 96,1 | -93,7 | -86,1 | 179,8 |
| 35 | 94,7 | 0,9 | 96,6 | 94,8 | 96,6 | 191,3 | 0,8 | 95,2 | 96,1 | -93,7 | -86,1 | 179,8 |
| 36 | 94,8 | 0,9 | 96,7 | 94,9 | 96,7 | 191,5 | 0,8 | 95,3 | 96,2 | -93,8 | -86,1 | 179,8 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 37 | 89,1 | 96,9 | 15,6 | 185,5 | 107,6 | 82,0 | 0,5 | 81,9 | 104,2 | -171,8 | -129,6 | -58,6 |
| 38 | 89,3 | 97,1 | 15,7 | 185,9 | 107,9 | 82,1 | 0,5 | 82,1 | 104,4 | -171,8 | -129,8 | -58,4 |
| 39 | 89,3 | 97,1 | 15,7 | 185,9 | 107,8 | 82,1 | 0,5 | 82,1 | 104,4 | -171,8 | -129,8 | -58,4 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 100,8 | 91,1 | 38,8 | 187,8 | 99,1 | 121,8 | 0,8 | 61,0 | 127,4 | -156,1 | -90,1 | -113,8 |
| 41 | 100,9 | 91,1 | 38,8 | 187,9 | 99,1 | 121,8 | 0,8 | 61,1 | 127,5 | -156,1 | -90,1 | -113,8 |
| 42 | 100,9 | 91,3 | 38,8 | 188,1 | 99,4 | 121,8 | 0,8 | 61,1 | 127,6 | -156,1 | -90,3 | -113,7 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 43 | 90,4 | 101,4 | 17,7 | 191,3 | 115,1 | 80,3 | 0,4 | 85,0 | 107,4 | -172,0 | -137,5 | -50,5 |
| 44 | 90,3 | 101,3 | 17,7 | 191,1 | 114,9 | 80,2 | 0,4 | 84,9 | 107,3 | -171,9 | -137,4 | -50,6 |
| 45 | 90,3 | 101,4 | 17,7 | 191,2 | 115,1 | 80,2 | 0,4 | 85,0 | 107,4 | -172,0 | -137,5 | -50,5 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 46 | 85,4 | 105,9 | 22,2 | 191,3 | 128,0 | 63,4 | 0,6 | 99,2 | 95,7 | 179,1 | 174,4 | 6,5 |
| 47 | 85,4 | 105,8 | 22,2 | 191,1 | 127,8 | 63,4 | 0,6 | 99,1 | 95,6 | 179,1 | 174,4 | 6,5 |
| 48 | 85,5 | 106,0 | 22,2 | 191,5 | 128,1 | 63,5 | 0,6 | 99,3 | 95,8 | 179,1 | 174,4 | 6,6 |

Продолжение таблицы Е.3

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_Σ |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 1 | 1,275 | 1,264 | 1,255 | 0,000 | 1,276 | 0,000 | 0,137 | 0,134 | 0,134 | 0,405 |
| 2 | 1,278 | 1,265 | 1,255 | 0,000 | 1,285 | 0,000 | 0,138 | 0,135 | 0,134 | 0,406 |
| 3 | 1,276 | 1,264 | 1,255 | 0,000 | 1,283 | 0,000 | 0,137 | 0,134 | 0,134 | 0,405 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 4 | 0,000 | 1,216 | 1,251 | 0,431 | 0,755 | 0,432 | 0,000 | 0,130 | 0,134 | 0,264 |
| 5 | 0,000 | 1,214 | 1,249 | 0,431 | 0,755 | 0,432 | 0,000 | 0,129 | 0,134 | 0,263 |
| 6 | 0,000 | 1,215 | 1,250 | 0,431 | 0,755 | 0,432 | 0,000 | 0,129 | 0,134 | 0,263 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 7 | 0,000 | 0,000 | 1,196 | 0,326 | 0,329 | 0,353 | 0,000 | 0,000 | 0,128 | 0,128 |
| 8 | 0,000 | 0,000 | 1,194 | 0,327 | 0,329 | 0,352 | 0,000 | 0,000 | 0,128 | 0,128 |
| 9 | 0,000 | 0,000 | 1,195 | 0,324 | 0,328 | 0,355 | 0,000 | 0,000 | 0,128 | 0,128 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 10 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,032 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 11 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,038 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 12 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,030 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 13 | 0,171 | 1,128 | 1,046 | 0,000 | 0,629 | 0,539 | 0,003 | 0,108 | 0,092 | 0,202 |
| 14 | 0,171 | 1,129 | 1,046 | 0,006 | 0,629 | 0,539 | 0,003 | 0,108 | 0,092 | 0,203 |
| 15 | 0,171 | 1,128 | 1,047 | 0,000 | 0,629 | 0,539 | 0,003 | 0,108 | 0,092 | 0,203 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 16 | 0,000 | 1,159 | 1,015 | 0,029 | 0,581 | 0,581 | 0,000 | 0,115 | 0,086 | 0,201 |
| 17 | 0,006 | 1,158 | 1,014 | 0,025 | 0,581 | 0,581 | 0,000 | 0,115 | 0,085 | 0,200 |
| 18 | 0,000 | 1,163 | 1,018 | 0,026 | 0,581 | 0,581 | 0,000 | 0,116 | 0,086 | 0,202 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 19 | 0,000 | 0,000 | 0,929 | 0,324 | 0,246 | 0,210 | 0,000 | 0,000 | 0,076 | 0,076 |
| 20 | 0,000 | 0,000 | 0,931 | 0,324 | 0,247 | 0,206 | 0,000 | 0,000 | 0,076 | 0,076 |
| 21 | 0,000 | 0,000 | 0,930 | 0,324 | 0,246 | 0,209 | 0,000 | 0,000 | 0,076 | 0,076 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 22 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,051 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 23 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,043 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 24 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,047 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 25 | 1,098 | 0,000 | 1,100 | 0,000 | 0,591 | 0,629 | 0,101 | 0,000 | 0,103 | 0,204 |
| 26 | 1,095 | 0,000 | 1,097 | 0,010 | 0,589 | 0,628 | 0,100 | 0,000 | 0,103 | 0,203 |
| 27 | 1,097 | 0,000 | 1,099 | 0,000 | 0,591 | 0,629 | 0,101 | 0,000 | 0,103 | 0,204 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 28 | 0,000 | 0,339 | 0,981 | 0,325 | 0,377 | 0,216 | 0,000 | 0,011 | 0,087 | 0,098 |
| 29 | 0,000 | 0,338 | 0,982 | 0,326 | 0,379 | 0,216 | 0,000 | 0,011 | 0,087 | 0,098 |
| 30 | 0,000 | 0,339 | 0,980 | 0,326 | 0,380 | 0,216 | 0,000 | 0,011 | 0,086 | 0,098 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 31 | 0,000 | 0,000 | 1,051 | 0,268 | 0,276 | 0,324 | 0,000 | 0,000 | 0,100 | 0,100 |

Таблица Е.4 – Результаты исследований с трансформатором $S_T = 0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ и схемой соединения обмоток Δ/Y_H , Точка 1 (перед обрывом ВЛ). Ресурс №3026

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 141,5 | 140,3 | 141,0 | 244,8 | 243,0 | 244,6 | 0,5 | 244,1 | 1,2 | 120,7 | 119,4 | 119,9 |
| 2 | 141,6 | 140,3 | 141,1 | 244,8 | 243,0 | 244,7 | 0,5 | 244,2 | 1,2 | 120,6 | 119,4 | 119,9 |
| 3 | 141,5 | 140,2 | 141,2 | 244,6 | 243,1 | 244,8 | 0,5 | 244,1 | 1,0 | 120,5 | 119,5 | 120,0 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 141,9 | 140,8 | 141,2 | 245,9 | 243,5 | 244,9 | 0,6 | 244,7 | 1,4 | 120,8 | 119,4 | 119,8 |
| 5 | 142,0 | 140,8 | 141,2 | 245,9 | 243,5 | 245,0 | 0,6 | 244,8 | 1,4 | 120,8 | 119,4 | 119,8 |
| 6 | 141,9 | 140,8 | 141,3 | 245,8 | 243,7 | 245,0 | 0,6 | 244,8 | 1,2 | 120,8 | 119,5 | 119,8 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 141,6 | 141,1 | 141,5 | 245,6 | 244,5 | 244,7 | 0,5 | 244,9 | 0,7 | 120,7 | 119,8 | 119,6 |
| 8 | 141,5 | 140,9 | 141,5 | 245,3 | 244,2 | 244,6 | 0,5 | 244,7 | 0,6 | 120,6 | 119,8 | 119,7 |
| 9 | 141,7 | 141,0 | 141,6 | 245,6 | 244,4 | 244,9 | 0,5 | 245,0 | 0,7 | 120,6 | 119,7 | 119,7 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 142,3 | 141,0 | 141,9 | 246,1 | 244,3 | 246,1 | 0,5 | 245,5 | 1,2 | 120,6 | 119,4 | 120,0 |
| 11 | 142,3 | 140,7 | 141,9 | 245,7 | 244,0 | 246,2 | 0,5 | 245,3 | 1,3 | 120,5 | 119,4 | 120,1 |
| 12 | 142,2 | 140,8 | 141,9 | 245,8 | 244,1 | 246,0 | 0,5 | 245,3 | 1,2 | 120,6 | 119,5 | 120,0 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 13 | 143,1 | 140,0 | 142,0 | 246,0 | 242,8 | 247,5 | 0,6 | 245,4 | 2,7 | 120,7 | 118,9 | 120,5 |
| 14 | 143,1 | 139,8 | 141,9 | 245,8 | 242,5 | 247,5 | 0,6 | 245,2 | 3,0 | 120,6 | 118,8 | 120,6 |
| 15 | 143,2 | 139,7 | 141,8 | 245,8 | 242,2 | 247,6 | 0,6 | 245,2 | 3,1 | 120,7 | 118,7 | 120,6 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 16 | 143,5 | 139,7 | 142,1 | 246,1 | 242,4 | 248,1 | 0,7 | 245,5 | 3,3 | 120,7 | 118,7 | 120,6 |
| 17 | 143,4 | 139,8 | 142,1 | 246,0 | 242,6 | 248,0 | 0,7 | 245,5 | 3,2 | 120,6 | 118,7 | 120,6 |
| 18 | 143,4 | 139,8 | 142,3 | 245,9 | 242,9 | 248,2 | 0,7 | 245,6 | 3,0 | 120,6 | 118,8 | 120,6 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 19 | 143,2 | 140,1 | 142,9 | 245,7 | 244,1 | 248,5 | 0,7 | 246,1 | 2,6 | 120,3 | 119,1 | 120,6 |
| 20 | 143,3 | 140,0 | 142,9 | 245,6 | 243,8 | 248,6 | 0,7 | 246,0 | 2,8 | 120,3 | 119,1 | 120,7 |
| 21 | 143,3 | 140,0 | 143,1 | 245,7 | 244,1 | 248,8 | 0,7 | 246,2 | 2,8 | 120,2 | 119,1 | 120,7 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 22 | 143,3 | 140,5 | 143,3 | 246,0 | 244,7 | 248,8 | 0,7 | 246,5 | 2,4 | 120,2 | 119,2 | 120,6 |
| 23 | 143,3 | 140,4 | 143,1 | 246,0 | 244,5 | 248,7 | 0,7 | 246,4 | 2,5 | 120,3 | 119,2 | 120,6 |
| 24 | 143,2 | 140,3 | 143,1 | 245,8 | 244,4 | 248,6 | 0,7 | 246,2 | 2,5 | 120,2 | 119,2 | 120,6 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 142,1 | 140,9 | 140,8 | 246,1 | 243,2 | 244,7 | 0,4 | 244,6 | 1,7 | 120,8 | 119,4 | 119,8 |
| 26 | 141,9 | 140,7 | 140,7 | 245,8 | 243,0 | 244,5 | 0,4 | 244,4 | 1,6 | 120,8 | 119,4 | 119,8 |
| 27 | 142,1 | 140,7 | 140,7 | 245,9 | 242,9 | 244,7 | 0,4 | 244,5 | 1,7 | 120,8 | 119,3 | 119,8 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 28 | 142,3 | 140,8 | 140,9 | 246,3 | 243,0 | 244,9 | 0,5 | 244,8 | 1,9 | 120,9 | 119,3 | 119,8 |
| 29 | 142,3 | 140,9 | 140,9 | 246,5 | 243,1 | 244,9 | 0,5 | 244,8 | 1,9 | 121,0 | 119,3 | 119,8 |
| 30 | 142,4 | 141,1 | 141,0 | 246,7 | 243,4 | 245,1 | 0,5 | 245,1 | 1,9 | 121,0 | 119,3 | 119,7 |

Продолжение таблицы Е.4

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 31 | 142,5 | 140,6 | 140,9 | 246,3 | 242,8 | 245,4 | 0,4 | 244,8 | 2,1 | 120,9 | 119,1 | 120,0 |
| 32 | 142,5 | 140,8 | 140,7 | 246,4 | 242,7 | 245,1 | 0,4 | 244,7 | 2,2 | 120,9 | 119,2 | 119,9 |
| 33 | 142,4 | 140,9 | 140,7 | 246,6 | 242,9 | 244,9 | 0,4 | 244,8 | 2,1 | 121,0 | 119,2 | 119,8 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 34 | 142,9 | 140,7 | 141,1 | 246,6 | 242,9 | 246,1 | 0,4 | 245,2 | 2,3 | 120,8 | 119,1 | 120,1 |
| 35 | 142,8 | 140,9 | 141,2 | 246,8 | 243,2 | 246,0 | 0,4 | 245,3 | 2,1 | 120,8 | 119,2 | 120,0 |
| 36 | 143,0 | 141,1 | 141,4 | 247,1 | 243,5 | 246,4 | 0,4 | 245,6 | 2,2 | 120,8 | 119,1 | 120,1 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 37 | 141,1 | 140,1 | 142,6 | 243,4 | 244,6 | 246,2 | 0,6 | 244,7 | 1,6 | 119,8 | 119,8 | 120,4 |
| 38 | 141,2 | 140,0 | 142,6 | 243,4 | 244,4 | 246,3 | 0,6 | 244,7 | 1,7 | 119,9 | 119,7 | 120,4 |
| 39 | 141,0 | 140,1 | 142,4 | 243,4 | 244,4 | 245,8 | 0,6 | 244,5 | 1,4 | 119,9 | 119,8 | 120,3 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 141,7 | 141,2 | 143,1 | 245,0 | 246,0 | 246,7 | 0,6 | 245,9 | 1,0 | 120,1 | 119,9 | 120,1 |
| 41 | 141,4 | 141,1 | 142,8 | 244,7 | 245,7 | 246,1 | 0,6 | 245,5 | 0,8 | 120,1 | 119,9 | 120,0 |
| 42 | 141,3 | 141,0 | 142,8 | 244,5 | 245,6 | 246,1 | 0,6 | 245,4 | 1,0 | 120,0 | 119,9 | 120,1 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 43 | 141,4 | 141,0 | 142,6 | 244,7 | 245,6 | 246,0 | 0,5 | 245,4 | 0,8 | 120,0 | 119,9 | 120,0 |
| 44 | 141,3 | 141,0 | 142,5 | 244,7 | 245,5 | 245,8 | 0,5 | 245,3 | 0,7 | 120,1 | 119,9 | 120,0 |
| 45 | 141,4 | 141,2 | 142,5 | 244,9 | 245,6 | 245,8 | 0,5 | 245,4 | 0,6 | 120,1 | 119,9 | 119,9 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 46 | 141,6 | 141,2 | 142,7 | 245,1 | 245,6 | 246,2 | 0,5 | 245,6 | 0,6 | 120,2 | 119,8 | 120,0 |
| 47 | 141,5 | 141,4 | 142,7 | 245,2 | 245,9 | 246,0 | 0,5 | 245,7 | 0,5 | 120,2 | 119,9 | 119,9 |
| 48 | 141,7 | 141,5 | 142,8 | 245,4 | 246,1 | 246,3 | 0,5 | 245,9 | 0,6 | 120,2 | 119,9 | 120,0 |

Продолжение таблицы Е.4

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_Σ |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 1 | 2,509 | 1,850 | 2,060 | 0,000 | 2,095 | 0,341 | 0,195 | 0,119 | 0,212 | 0,526 |
| 2 | 2,509 | 1,849 | 2,063 | 0,000 | 2,095 | 0,341 | 0,195 | 0,119 | 0,213 | 0,526 |
| 3 | 2,504 | 1,846 | 2,065 | 0,000 | 2,095 | 0,341 | 0,194 | 0,119 | 0,213 | 0,525 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 4 | 2,609 | 1,411 | 2,070 | 0,000 | 1,930 | 0,648 | 0,121 | 0,039 | 0,213 | 0,373 |
| 5 | 2,611 | 1,413 | 2,070 | 0,000 | 1,930 | 0,649 | 0,121 | 0,039 | 0,213 | 0,373 |
| 6 | 2,608 | 1,411 | 2,072 | 0,000 | 1,930 | 0,648 | 0,120 | 0,039 | 0,213 | 0,373 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 7 | 2,576 | 1,740 | 1,491 | 0,000 | 1,781 | 0,717 | 0,120 | 0,029 | 0,134 | 0,225 |
| 8 | 2,569 | 1,732 | 1,489 | 0,000 | 1,781 | 0,720 | 0,119 | 0,029 | 0,134 | 0,224 |
| 9 | 2,579 | 1,738 | 1,495 | 0,000 | 1,781 | 0,720 | 0,120 | 0,029 | 0,135 | 0,225 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 10 | 2,229 | 1,750 | 1,558 | 0,000 | 1,732 | 0,343 | 0,048 | 0,030 | 0,068 | 0,085 |
| 11 | 2,223 | 1,739 | 1,557 | 0,000 | 1,730 | 0,341 | 0,047 | 0,030 | 0,068 | 0,085 |
| 12 | 2,222 | 1,742 | 1,555 | 0,000 | 1,730 | 0,341 | 0,047 | 0,030 | 0,067 | 0,085 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 13 | 0,000 | 1,133 | 1,139 | 0,000 | 0,603 | 0,572 | 0,000 | 0,159 | 0,074 | 0,233 |
| 14 | 0,000 | 1,130 | 1,136 | 0,000 | 0,604 | 0,570 | 0,000 | 0,158 | 0,074 | 0,232 |
| 15 | 0,000 | 1,128 | 1,134 | 0,000 | 0,602 | 0,571 | 0,000 | 0,158 | 0,074 | 0,232 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 16 | 0,000 | 1,104 | 1,107 | 0,012 | 0,567 | 0,593 | 0,000 | 0,151 | 0,045 | 0,196 |
| 17 | 0,000 | 1,106 | 1,109 | 0,016 | 0,576 | 0,600 | 0,000 | 0,151 | 0,045 | 0,196 |
| 18 | 0,000 | 1,108 | 1,111 | 0,024 | 0,586 | 0,603 | 0,000 | 0,151 | 0,045 | 0,197 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 19 | 0,000 | 0,792 | 0,796 | 0,016 | 0,443 | 0,430 | 0,000 | 0,080 | 0,029 | 0,050 |
| 20 | 0,000 | 0,788 | 0,793 | 0,010 | 0,443 | 0,432 | 0,000 | 0,079 | 0,029 | 0,050 |
| 21 | 0,000 | 0,791 | 0,794 | 0,012 | 0,443 | 0,432 | 0,000 | 0,080 | 0,029 | 0,050 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 22 | 0,000 | 0,641 | 0,644 | 0,000 | 0,324 | 0,324 | 0,000 | 0,052 | 0,039 | 0,013 |
| 23 | 0,000 | 0,638 | 0,641 | 0,000 | 0,324 | 0,324 | 0,000 | 0,052 | 0,039 | 0,013 |
| 24 | 0,000 | 0,636 | 0,640 | 0,000 | 0,324 | 0,324 | 0,000 | 0,052 | 0,039 | 0,013 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 25 | 1,731 | 0,000 | 1,739 | 0,000 | 0,928 | 0,922 | 0,040 | 0,000 | 0,230 | 0,270 |
| 26 | 1,727 | 0,000 | 1,735 | 0,000 | 0,928 | 0,922 | 0,040 | 0,000 | 0,229 | 0,269 |
| 27 | 1,732 | 0,000 | 1,739 | 0,000 | 0,928 | 0,923 | 0,040 | 0,000 | 0,229 | 0,270 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 28 | 1,775 | 0,000 | 1,784 | 0,000 | 0,965 | 0,965 | 0,012 | 0,000 | 0,224 | 0,236 |
| 29 | 1,774 | 0,000 | 1,782 | 0,000 | 0,965 | 0,965 | 0,012 | 0,000 | 0,224 | 0,236 |
| 30 | 1,778 | 0,000 | 1,786 | 0,000 | 0,965 | 0,965 | 0,012 | 0,000 | 0,224 | 0,237 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 31 | 1,563 | 0,000 | 1,572 | 0,000 | 0,839 | 0,870 | 0,002 | 0,000 | 0,191 | 0,189 |

Окончание таблицы Е.4

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_Σ |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 32 | 1,557 | 0,000 | 1,567 | 0,000 | 0,838 | 0,870 | 0,002 | 0,000 | 0,190 | 0,188 |
| 33 | 1,554 | 0,000 | 1,562 | 0,000 | 0,836 | 0,870 | 0,002 | 0,000 | 0,190 | 0,188 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 34 | 1,418 | 0,000 | 1,427 | 0,000 | 0,814 | 0,809 | 0,076 | 0,000 | 0,124 | 0,048 |
| 35 | 1,417 | 0,000 | 1,425 | 0,000 | 0,805 | 0,816 | 0,076 | 0,000 | 0,124 | 0,048 |
| 36 | 1,425 | 0,000 | 1,434 | 0,000 | 0,821 | 0,820 | 0,076 | 0,000 | 0,125 | 0,049 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 37 | 1,718 | 1,727 | 0,000 | 0,022 | 0,937 | 0,946 | 0,228 | 0,041 | 0,000 | 0,268 |
| 38 | 1,713 | 1,724 | 0,000 | 0,011 | 0,929 | 0,921 | 0,227 | 0,040 | 0,000 | 0,267 |
| 39 | 1,716 | 1,727 | 0,000 | 0,016 | 0,931 | 0,934 | 0,227 | 0,041 | 0,000 | 0,268 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 40 | 1,459 | 1,472 | 0,000 | 0,000 | 0,802 | 0,770 | 0,156 | 0,040 | 0,000 | 0,116 |
| 41 | 1,453 | 1,466 | 0,000 | 0,000 | 0,806 | 0,765 | 0,155 | 0,039 | 0,000 | 0,116 |
| 42 | 1,448 | 1,462 | 0,000 | 0,000 | 0,809 | 0,763 | 0,155 | 0,039 | 0,000 | 0,116 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 43 | 1,533 | 1,546 | 0,000 | 0,000 | 0,868 | 0,790 | 0,141 | 0,073 | 0,000 | 0,068 |
| 44 | 1,532 | 1,545 | 0,000 | 0,000 | 0,869 | 0,790 | 0,140 | 0,072 | 0,000 | 0,068 |
| 45 | 1,530 | 1,548 | 0,004 | 0,018 | 0,867 | 0,792 | 0,140 | 0,073 | 0,000 | 0,068 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 46 | 1,400 | 1,413 | 0,000 | 0,011 | 0,809 | 0,779 | 0,122 | 0,074 | 0,000 | 0,048 |
| 47 | 1,403 | 1,416 | 0,000 | 0,017 | 0,816 | 0,790 | 0,122 | 0,074 | 0,000 | 0,048 |
| 48 | 1,406 | 1,419 | 0,000 | 0,011 | 0,812 | 0,798 | 0,123 | 0,074 | 0,000 | 0,049 |

Таблица Е.5 – Результаты исследований с трансформатором $S_T = 0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и схемой соединения обмоток Δ/Y_H , Точка 2 (после обрыва ВЛ). Ресурс №3026

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 141,8 | 139,6 | 141,1 | 244,4 | 242,0 | 245,4 | 0,5 | 243,9 | 2,0 | 120,5 | 119,2 | 120,3 |
| 2 | 141,6 | 139,5 | 141,0 | 244,1 | 241,9 | 245,1 | 0,5 | 243,7 | 1,8 | 120,5 | 119,2 | 120,3 |
| 3 | 141,5 | 139,5 | 140,9 | 244,0 | 241,9 | 244,9 | 0,5 | 243,6 | 1,8 | 120,5 | 119,2 | 120,3 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 142,4 | 140,4 | 141,2 | 245,9 | 242,7 | 245,8 | 0,5 | 244,8 | 2,1 | 120,8 | 119,1 | 120,1 |
| 5 | 142,4 | 140,3 | 141,1 | 246,0 | 242,5 | 245,7 | 0,5 | 244,7 | 2,2 | 120,9 | 119,0 | 120,1 |
| 6 | 142,4 | 140,1 | 141,3 | 245,6 | 242,6 | 246,0 | 0,5 | 244,7 | 2,1 | 120,7 | 119,1 | 120,2 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 142,4 | 140,5 | 141,7 | 245,8 | 243,4 | 246,2 | 0,5 | 245,1 | 1,7 | 120,6 | 119,2 | 120,2 |
| 8 | 142,5 | 140,5 | 141,7 | 245,9 | 243,4 | 246,3 | 0,5 | 245,2 | 1,9 | 120,7 | 119,2 | 120,2 |
| 9 | 142,4 | 140,6 | 141,5 | 246,0 | 243,4 | 245,9 | 0,5 | 245,1 | 1,7 | 120,7 | 119,3 | 120,0 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 142,9 | 141,8 | 142,0 | 247,6 | 245,0 | 246,4 | 0,5 | 246,3 | 1,5 | 120,9 | 119,4 | 119,7 |
| 11 | 142,5 | 141,6 | 141,8 | 247,1 | 244,8 | 246,0 | 0,5 | 245,9 | 1,3 | 120,8 | 119,4 | 119,7 |
| 12 | 142,7 | 141,7 | 142,2 | 247,2 | 245,2 | 246,4 | 0,5 | 246,3 | 1,1 | 120,7 | 119,5 | 119,8 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 13 | 0,3 | 121,1 | 121,8 | 121,0 | 242,9 | 121,8 | 69,9 | 121,3 | 121,5 | -82,8 | 179,9 | -97,1 |
| 14 | 0,3 | 120,7 | 121,4 | 120,7 | 242,1 | 121,5 | 69,6 | 121,0 | 121,2 | -84,1 | 179,9 | -95,8 |
| 15 | 0,3 | 121,0 | 121,7 | 121,0 | 242,7 | 121,8 | 69,9 | 121,3 | 121,5 | -84,1 | 179,9 | -95,8 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 16 | 54,8 | 136,1 | 111,6 | 175,0 | 243,0 | 110,6 | 75,7 | 82,6 | 164,8 | -127,8 | -157,5 | -74,7 |
| 17 | 54,8 | 135,9 | 111,4 | 174,9 | 242,6 | 110,4 | 75,4 | 82,5 | 164,5 | -127,8 | -157,5 | -74,7 |
| 18 | 54,7 | 135,7 | 111,2 | 174,8 | 242,2 | 110,1 | 75,2 | 82,4 | 164,3 | -127,9 | -157,5 | -74,6 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 19 | 51,3 | 135,9 | 112,2 | 172,4 | 244,1 | 108,6 | 88,1 | 85,9 | 162,2 | -128,1 | -159,2 | -72,8 |
| 20 | 51,3 | 135,8 | 112,1 | 172,2 | 243,8 | 108,5 | 88,0 | 85,8 | 162,1 | -128,1 | -159,2 | -72,7 |
| 21 | 51,3 | 135,9 | 112,2 | 172,3 | 244,1 | 108,7 | 88,1 | 85,9 | 162,2 | -128,0 | -159,2 | -72,8 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 22 | 0,2 | 121,7 | 122,6 | 121,5 | 244,3 | 122,8 | 70,9 | 122,2 | 122,1 | -23,2 | 179,8 | -156,6 |
| 23 | 0,2 | 121,8 | 122,7 | 121,6 | 244,6 | 122,9 | 71,0 | 122,3 | 122,2 | -25,3 | 179,8 | -154,5 |
| 24 | 0,2 | 121,9 | 122,8 | 121,7 | 244,7 | 123,0 | 71,1 | 122,4 | 122,3 | -25,3 | 179,8 | -154,5 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 120,5 | 4,7 | 124,3 | 118,7 | 126,4 | 244,8 | 70,9 | 126,4 | 118,3 | 66,8 | 115,8 | 177,4 |
| 26 | 120,4 | 4,7 | 124,3 | 118,6 | 126,4 | 244,6 | 70,9 | 126,4 | 118,3 | 66,5 | 116,1 | 177,4 |
| 27 | 120,3 | 4,7 | 124,1 | 118,5 | 126,2 | 244,3 | 70,7 | 126,2 | 118,1 | 66,7 | 115,9 | 177,4 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 28 | 137,0 | 59,6 | 114,2 | 178,9 | 118,5 | 244,9 | 73,4 | 171,0 | 78,2 | 126,5 | 79,2 | 154,3 |
| 29 | 136,8 | 59,5 | 114,0 | 178,8 | 118,2 | 244,6 | 73,3 | 170,7 | 78,1 | 126,6 | 79,1 | 154,3 |
| 30 | 136,8 | 59,5 | 113,9 | 178,7 | 118,1 | 244,5 | 73,3 | 170,7 | 78,1 | 126,6 | 79,1 | 154,3 |

Продолжение таблицы Е.5

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 31 | 112,5 | 20,6 | 132,8 | 94,8 | 151,8 | 245,2 | 45,3 | 116,4 | 131,0 | -27,9 | -155,6 | -176,5 |
| 32 | 112,6 | 20,6 | 132,9 | 94,9 | 151,8 | 245,3 | 45,4 | 116,4 | 131,1 | -27,9 | -155,7 | -176,4 |
| 33 | 112,5 | 20,6 | 132,9 | 94,9 | 151,8 | 245,3 | 45,4 | 116,4 | 131,1 | -27,9 | -155,7 | -176,4 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 34 | 112,8 | 20,7 | 133,2 | 95,1 | 152,2 | 245,8 | 67,8 | 116,6 | 131,5 | -28,2 | -155,5 | -176,4 |
| 35 | 113,2 | 20,6 | 133,5 | 95,5 | 152,6 | 246,6 | 68,2 | 116,9 | 131,9 | -28,3 | -155,4 | -176,4 |
| 36 | 113,1 | 20,6 | 133,4 | 95,4 | 152,4 | 246,4 | 68,1 | 116,8 | 131,8 | -28,3 | -155,4 | -176,3 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 37 | 121,0 | 122,8 | 4,9 | 243,7 | 125,5 | 118,6 | 71,0 | 117,9 | 125,8 | -177,5 | -122,7 | -59,8 |
| 38 | 121,0 | 122,8 | 4,9 | 243,8 | 125,6 | 118,6 | 71,1 | 118,0 | 125,9 | -177,5 | -122,7 | -59,8 |
| 39 | 120,9 | 122,7 | 4,9 | 243,5 | 125,4 | 118,5 | 70,9 | 117,8 | 125,7 | -177,5 | -123,0 | -59,5 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 121,8 | 123,4 | 4,8 | 245,1 | 125,9 | 119,6 | 95,0 | 118,6 | 126,6 | -177,5 | -120,6 | -61,9 |
| 41 | 121,9 | 123,6 | 4,9 | 245,4 | 126,2 | 119,6 | 95,1 | 118,7 | 126,7 | -177,5 | -121,5 | -61,0 |
| 42 | 122,0 | 123,6 | 4,8 | 245,5 | 126,1 | 119,8 | 95,2 | 118,8 | 126,8 | -177,5 | -120,4 | -62,1 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 43 | 101,1 | 148,1 | 65,0 | 245,5 | 205,5 | 81,6 | 88,7 | 165,2 | 95,3 | 159,9 | 146,5 | 53,6 |
| 44 | 101,5 | 148,2 | 64,9 | 245,9 | 205,3 | 82,2 | 88,7 | 165,5 | 95,3 | 159,9 | 146,2 | 54,0 |
| 45 | 101,6 | 148,4 | 65,1 | 246,3 | 205,7 | 82,4 | 88,8 | 165,8 | 95,4 | 159,9 | 146,1 | 54,0 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 46 | 114,0 | 132,0 | 20,9 | 245,8 | 151,3 | 96,0 | 67,9 | 131,5 | 116,5 | 176,3 | 155,9 | 27,8 |
| 47 | 114,1 | 132,1 | 20,9 | 246,0 | 151,4 | 96,1 | 67,9 | 131,6 | 116,5 | 176,3 | 155,8 | 27,9 |
| 48 | 114,1 | 132,1 | 20,9 | 246,1 | 151,5 | 96,2 | 68,0 | 131,6 | 116,6 | 176,3 | 155,8 | 27,9 |

Продолжение таблицы Е.5

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_Σ |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 1 | 2,501 | 1,830 | 2,068 | 0,000 | 2,095 | 0,341 | 0,194 | 0,117 | 0,214 | 0,524 |
| 2 | 2,491 | 1,826 | 2,062 | 0,000 | 2,095 | 0,341 | 0,193 | 0,117 | 0,213 | 0,523 |
| 3 | 2,488 | 1,824 | 2,060 | 0,000 | 2,095 | 0,341 | 0,193 | 0,117 | 0,213 | 0,522 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 4 | 2,606 | 1,397 | 2,074 | 0,000 | 1,930 | 0,648 | 0,120 | 0,037 | 0,215 | 0,372 |
| 5 | 2,610 | 1,399 | 2,074 | 0,000 | 1,930 | 0,651 | 0,120 | 0,037 | 0,214 | 0,371 |
| 6 | 2,610 | 1,394 | 2,083 | 0,000 | 1,930 | 0,653 | 0,120 | 0,037 | 0,215 | 0,372 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 7 | 2,593 | 1,731 | 1,514 | 0,000 | 1,809 | 0,682 | 0,119 | 0,031 | 0,137 | 0,226 |
| 8 | 2,596 | 1,731 | 1,512 | 0,000 | 1,809 | 0,682 | 0,120 | 0,031 | 0,138 | 0,227 |
| 9 | 2,586 | 1,731 | 1,504 | 0,000 | 1,807 | 0,686 | 0,120 | 0,031 | 0,137 | 0,226 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 10 | 2,242 | 1,783 | 1,556 | 0,000 | 1,843 | 0,466 | 0,049 | 0,032 | 0,068 | 0,085 |
| 11 | 2,227 | 1,772 | 1,549 | 0,000 | 1,839 | 0,451 | 0,048 | 0,031 | 0,067 | 0,084 |
| 12 | 2,237 | 1,778 | 1,561 | 0,000 | 1,843 | 0,467 | 0,048 | 0,031 | 0,068 | 0,085 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 13 | 0,000 | 1,131 | 1,140 | 0,012 | 0,601 | 0,572 | 0,000 | 0,116 | 0,117 | 0,233 |
| 14 | 0,000 | 1,126 | 1,134 | 0,005 | 0,598 | 0,574 | 0,000 | 0,115 | 0,117 | 0,232 |
| 15 | 0,000 | 1,131 | 1,139 | 0,017 | 0,593 | 0,583 | 0,000 | 0,116 | 0,117 | 0,233 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 16 | 0,000 | 1,108 | 1,113 | 0,018 | 0,554 | 0,559 | 0,000 | 0,090 | 0,107 | 0,197 |
| 17 | 0,000 | 1,105 | 1,110 | 0,010 | 0,550 | 0,552 | 0,000 | 0,090 | 0,106 | 0,197 |
| 18 | 0,000 | 1,100 | 1,106 | 0,000 | 0,550 | 0,550 | 0,000 | 0,090 | 0,106 | 0,196 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 19 | 0,000 | 0,791 | 0,795 | 0,000 | 0,457 | 0,458 | 0,000 | 0,011 | 0,040 | 0,051 |
| 20 | 0,000 | 0,786 | 0,791 | 0,005 | 0,457 | 0,457 | 0,000 | 0,011 | 0,040 | 0,051 |
| 21 | 0,000 | 0,789 | 0,793 | 0,006 | 0,457 | 0,457 | 0,000 | 0,011 | 0,040 | 0,051 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 22 | 0,000 | 0,632 | 0,638 | 0,000 | 0,324 | 0,324 | 0,000 | 0,006 | 0,007 | 0,013 |
| 23 | 0,000 | 0,634 | 0,640 | 0,000 | 0,324 | 0,324 | 0,000 | 0,006 | 0,007 | 0,013 |
| 24 | 0,000 | 0,635 | 0,641 | 0,000 | 0,324 | 0,324 | 0,000 | 0,006 | 0,007 | 0,013 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 25 | 1,725 | 0,000 | 1,741 | 0,011 | 0,965 | 0,977 | 0,128 | 0,000 | 0,141 | 0,269 |
| 26 | 1,721 | 0,000 | 1,737 | 0,025 | 0,962 | 0,977 | 0,128 | 0,000 | 0,141 | 0,269 |
| 27 | 1,717 | 0,000 | 1,735 | 0,027 | 0,962 | 0,977 | 0,128 | 0,000 | 0,140 | 0,268 |

Окончание таблицы Е.5

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_Σ |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 28 | 1,763 | 0,000 | 1,781 | 0,024 | 0,991 | 0,978 | 0,087 | 0,000 | 0,148 | 0,235 |
| 29 | 1,758 | 0,000 | 1,776 | 0,021 | 0,992 | 0,977 | 0,087 | 0,000 | 0,148 | 0,235 |
| 30 | 1,754 | 0,000 | 1,772 | 0,015 | 0,992 | 0,977 | 0,087 | 0,000 | 0,147 | 0,234 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 31 | 1,550 | 0,000 | 1,567 | 0,000 | 0,870 | 0,863 | 0,090 | 0,000 | 0,097 | 0,187 |
| 32 | 1,552 | 0,000 | 1,569 | 0,000 | 0,870 | 0,863 | 0,091 | 0,000 | 0,097 | 0,187 |
| 33 | 1,551 | 0,000 | 1,569 | 0,000 | 0,870 | 0,863 | 0,090 | 0,000 | 0,097 | 0,187 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 34 | 1,403 | 0,000 | 1,420 | 0,000 | 0,797 | 0,785 | 0,027 | 0,000 | 0,020 | 0,047 |
| 35 | 1,419 | 0,000 | 1,435 | 0,000 | 0,842 | 0,785 | 0,027 | 0,000 | 0,021 | 0,048 |
| 36 | 1,417 | 0,000 | 1,432 | 0,000 | 0,842 | 0,785 | 0,027 | 0,000 | 0,021 | 0,047 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 37 | 1,713 | 1,740 | 0,000 | 0,036 | 0,976 | 0,923 | 0,129 | 0,140 | 0,000 | 0,269 |
| 38 | 1,713 | 1,740 | 0,000 | 0,028 | 0,971 | 0,924 | 0,129 | 0,140 | 0,000 | 0,269 |
| 39 | 1,707 | 1,733 | 0,000 | 0,033 | 0,969 | 0,924 | 0,129 | 0,140 | 0,000 | 0,268 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 40 | 1,451 | 1,479 | 0,000 | 0,006 | 0,854 | 0,837 | 0,053 | 0,064 | 0,000 | 0,117 |
| 41 | 1,457 | 1,484 | 0,000 | 0,000 | 0,859 | 0,842 | 0,054 | 0,064 | 0,000 | 0,117 |
| 42 | 1,460 | 1,487 | 0,000 | 0,005 | 0,858 | 0,842 | 0,054 | 0,064 | 0,000 | 0,118 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 43 | 1,540 | 1,566 | 0,000 | 0,000 | 0,870 | 0,848 | 0,059 | 0,010 | 0,000 | 0,069 |
| 44 | 1,548 | 1,574 | 0,000 | 0,000 | 0,870 | 0,847 | 0,060 | 0,010 | 0,000 | 0,069 |
| 45 | 1,556 | 1,582 | 0,000 | 0,000 | 0,870 | 0,847 | 0,060 | 0,010 | 0,000 | 0,070 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 46 | 1,406 | 1,433 | 0,000 | 0,000 | 0,799 | 0,775 | 0,028 | 0,022 | 0,000 | 0,049 |
| 47 | 1,412 | 1,438 | 0,000 | 0,000 | 0,806 | 0,778 | 0,028 | 0,022 | 0,000 | 0,049 |
| 48 | 1,414 | 1,440 | 0,000 | 0,000 | 0,805 | 0,782 | 0,028 | 0,022 | 0,000 | 0,049 |

Таблица Е.6 – Результаты исследований с трансформатором $S_T = 0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ и схемой соединения обмоток Δ/Y_H , Точка 3 (на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ). Ресурс №3026

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 111,7 | 110,6 | 111,5 | 192,9 | 192,0 | 193,3 | 0,4 | 192,7 | 0,8 | 120,4 | 119,6 | 120,0 |
| 2 | 111,7 | 110,5 | 111,5 | 192,7 | 191,8 | 193,3 | 0,4 | 192,6 | 0,9 | 120,3 | 119,6 | 120,1 |
| 3 | 111,6 | 110,4 | 111,4 | 192,7 | 191,7 | 193,1 | 0,4 | 192,5 | 0,9 | 120,4 | 119,6 | 120,1 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 114,8 | 111,2 | 111,9 | 196,7 | 191,8 | 196,6 | 0,5 | 195,0 | 3,2 | 121,0 | 118,7 | 120,3 |
| 5 | 114,8 | 111,2 | 111,8 | 196,8 | 191,8 | 196,4 | 0,5 | 195,0 | 3,2 | 121,1 | 118,7 | 120,2 |
| 6 | 114,8 | 111,3 | 111,8 | 196,8 | 191,9 | 196,5 | 0,5 | 195,1 | 3,2 | 121,1 | 118,7 | 120,3 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 115,2 | 114,0 | 112,5 | 199,6 | 195,4 | 196,6 | 0,3 | 197,2 | 2,5 | 121,2 | 119,3 | 119,5 |
| 8 | 115,2 | 114,0 | 112,5 | 199,6 | 195,4 | 196,7 | 0,3 | 197,2 | 2,5 | 121,2 | 119,3 | 119,5 |
| 9 | 115,1 | 114,0 | 112,6 | 199,5 | 195,6 | 196,7 | 0,3 | 197,3 | 2,3 | 121,1 | 119,3 | 119,5 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 115,8 | 114,4 | 115,3 | 199,6 | 198,5 | 200,3 | 0,3 | 199,5 | 1,0 | 120,3 | 119,6 | 120,1 |
| 11 | 115,8 | 114,4 | 115,3 | 199,7 | 198,5 | 200,2 | 0,3 | 199,5 | 1,0 | 120,3 | 119,6 | 120,1 |
| 12 | 115,6 | 114,4 | 115,3 | 199,4 | 198,6 | 200,0 | 0,3 | 199,3 | 0,8 | 120,3 | 119,7 | 120,1 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 13 | 57,9 | 110,7 | 53,2 | 168,6 | 163,9 | 6,4 | 0,1 | 98,1 | 93,9 | 178,0 | 177,6 | 4,4 |
| 14 | 58,0 | 110,8 | 53,3 | 168,8 | 164,0 | 6,4 | 0,1 | 98,2 | 94,0 | 178,0 | 177,6 | 4,4 |
| 15 | 58,0 | 110,8 | 53,3 | 168,7 | 164,0 | 6,3 | 0,1 | 98,2 | 94,0 | 178,0 | 177,6 | 4,4 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 16 | 77,9 | 111,4 | 45,9 | 186,8 | 152,0 | 61,4 | 0,3 | 73,6 | 123,2 | -160,9 | -147,1 | -52,0 |
| 17 | 77,9 | 111,5 | 45,9 | 186,8 | 152,1 | 61,4 | 0,3 | 73,6 | 123,2 | -160,8 | -147,1 | -52,0 |
| 18 | 77,9 | 111,5 | 45,9 | 186,8 | 152,1 | 61,4 | 0,3 | 73,6 | 123,2 | -160,9 | -147,1 | -52,0 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 19 | 77,3 | 114,5 | 46,4 | 189,7 | 156,6 | 56,7 | 0,2 | 78,0 | 123,1 | -162,6 | -150,7 | -46,8 |
| 20 | 77,4 | 114,5 | 46,3 | 189,7 | 156,5 | 56,8 | 0,2 | 77,9 | 123,1 | -162,6 | -150,6 | -46,8 |
| 21 | 77,4 | 114,6 | 46,4 | 189,8 | 156,7 | 56,8 | 0,2 | 78,0 | 123,2 | -162,6 | -150,7 | -46,8 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 22 | 62,2 | 115,2 | 53,3 | 177,4 | 168,5 | 9,0 | 0,1 | 99,5 | 100,4 | -179,5 | -179,6 | -0,9 |
| 23 | 62,1 | 115,0 | 53,2 | 177,1 | 168,2 | 9,0 | 0,1 | 99,3 | 100,3 | -179,4 | -179,6 | -1,0 |
| 24 | 62,1 | 114,9 | 53,1 | 177,0 | 168,1 | 9,0 | 0,1 | 99,2 | 100,2 | -179,4 | -179,6 | -1,0 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 53,3 | 56,7 | 111,6 | 4,0 | 168,3 | 164,9 | 0,6 | 97,2 | 95,2 | 2,2 | 179,4 | 178,5 |
| 26 | 53,3 | 56,8 | 111,6 | 4,1 | 168,4 | 164,9 | 0,6 | 97,2 | 95,2 | 2,1 | 179,4 | 178,5 |
| 27 | 53,3 | 56,8 | 111,7 | 4,0 | 168,5 | 165,0 | 0,6 | 97,3 | 95,2 | 2,2 | 179,4 | 178,5 |

Продолжение таблицы Е.6

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|---|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 28 | 76,0 | 52,5 | 112,3 | 68,2 | 157,9 | 184,1 | 0,4 | 129,1 | 67,0 | 60,9 | 143,9 | 155,2 |
| 29 | 76,0 | 52,4 | 112,1 | 68,2 | 157,6 | 183,9 | 0,4 | 128,9 | 66,8 | 61,0 | 143,9 | 155,2 |
| 30 | 75,9 | 52,4 | 112,1 | 68,2 | 157,5 | 183,8 | 0,4 | 128,9 | 66,8 | 61,0 | 143,9 | 155,2 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 31 | 52,4 | 59,9 | 112,9 | 8,5 | 172,7 | 165,3 | 0,4 | 95,6 | 99,7 | -4,1 | -177,6 | -178,3 |
| 32 | 52,4 | 59,9 | 112,9 | 8,5 | 172,7 | 165,3 | 0,4 | 95,6 | 99,7 | -4,1 | -177,6 | -178,3 |
| 33 | 52,7 | 60,2 | 113,4 | 8,5 | 173,5 | 166,1 | 0,4 | 96,1 | 100,2 | -4,1 | -177,6 | -178,3 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 34 | 53,7 | 61,2 | 116,2 | 8,6 | 177,4 | 169,9 | 0,5 | 98,2 | 102,4 | -4,2 | -177,7 | -178,1 |
| 35 | 53,6 | 61,2 | 116,1 | 8,6 | 177,3 | 169,8 | 0,5 | 98,1 | 102,3 | -4,1 | -177,7 | -178,1 |
| 36 | 53,6 | 61,2 | 116,1 | 8,6 | 177,3 | 169,7 | 0,5 | 98,1 | 102,3 | -4,1 | -177,7 | -178,2 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 37 | 110,8 | 59,8 | 50,9 | 170,4 | 12,1 | 161,5 | 0,3 | 91,8 | 100,0 | -175,7 | -8,6 | -175,8 |
| 38 | 110,5 | 59,6 | 50,7 | 170,0 | 12,1 | 161,1 | 0,3 | 91,6 | 99,8 | -175,7 | -8,5 | -175,8 |
| 39 | 110,5 | 59,6 | 50,7 | 170,0 | 12,1 | 161,1 | 0,3 | 91,5 | 99,7 | -175,7 | -8,5 | -175,8 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 114,1 | 60,7 | 52,3 | 174,6 | 11,9 | 166,3 | 0,6 | 94,2 | 102,7 | -175,5 | -8,6 | -175,9 |
| 41 | 114,0 | 60,7 | 52,2 | 174,6 | 11,9 | 166,1 | 0,6 | 94,2 | 102,6 | -175,6 | -8,4 | -176,0 |
| 42 | 113,8 | 60,6 | 52,2 | 174,3 | 11,8 | 165,9 | 0,6 | 94,1 | 102,4 | -175,6 | -8,5 | -176,0 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 43 | 114,3 | 86,6 | 37,8 | 199,2 | 70,6 | 146,0 | 0,4 | 124,5 | 80,5 | 165,1 | 52,9 | 142,0 |
| 44 | 114,3 | 86,6 | 37,8 | 199,2 | 70,5 | 146,0 | 0,4 | 124,6 | 80,5 | 165,0 | 52,9 | 142,1 |
| 45 | 114,5 | 86,5 | 38,0 | 199,3 | 70,4 | 146,4 | 0,4 | 124,7 | 80,5 | 165,0 | 52,8 | 142,2 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 46 | 114,6 | 67,9 | 46,2 | 182,6 | 22,1 | 160,7 | 0,3 | 101,5 | 97,9 | 178,9 | 3,9 | 177,3 |
| 47 | 114,6 | 67,9 | 46,2 | 182,5 | 22,1 | 160,7 | 0,4 | 101,5 | 97,9 | 178,9 | 3,8 | 177,3 |
| 48 | 114,7 | 68,0 | 46,2 | 182,7 | 22,1 | 160,9 | 0,4 | 101,6 | 98,0 | 178,9 | 3,9 | 177,3 |

Продолжение таблицы Е.6

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|---|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_Σ |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 1 | 1,320 | 1,302 | 1,321 | 0,000 | 1,295 | 0,000 | 0,148 | 0,144 | 0,147 | 0,439 |
| 2 | 1,320 | 1,300 | 1,320 | 0,000 | 1,295 | 0,000 | 0,147 | 0,144 | 0,147 | 0,438 |
| 3 | 1,319 | 1,299 | 1,318 | 0,000 | 1,295 | 0,000 | 0,147 | 0,143 | 0,147 | 0,437 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 4 | 0,000 | 1,266 | 1,294 | 0,432 | 0,854 | 0,432 | 0,000 | 0,141 | 0,144 | 0,285 |
| 5 | 0,000 | 1,268 | 1,294 | 0,432 | 0,852 | 0,432 | 0,000 | 0,141 | 0,144 | 0,285 |
| 6 | 0,000 | 1,267 | 1,293 | 0,432 | 0,855 | 0,432 | 0,000 | 0,141 | 0,144 | 0,285 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 7 | 0,000 | 0,000 | 1,256 | 0,389 | 0,328 | 0,388 | 0,000 | 0,000 | 0,141 | 0,141 |
| 8 | 0,000 | 0,000 | 1,256 | 0,389 | 0,326 | 0,388 | 0,000 | 0,000 | 0,141 | 0,141 |
| 9 | 0,000 | 0,000 | 1,256 | 0,389 | 0,326 | 0,388 | 0,000 | 0,000 | 0,141 | 0,141 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 10 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 11 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 12 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 13 | 0,687 | 1,313 | 0,628 | 0,000 | 0,629 | 0,629 | 0,040 | 0,145 | 0,033 | 0,219 |
| 14 | 0,688 | 1,314 | 0,628 | 0,000 | 0,629 | 0,629 | 0,040 | 0,146 | 0,033 | 0,219 |
| 15 | 0,688 | 1,314 | 0,629 | 0,000 | 0,629 | 0,629 | 0,040 | 0,146 | 0,033 | 0,219 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 16 | 0,000 | 1,273 | 0,577 | 0,323 | 0,442 | 0,570 | 0,000 | 0,142 | 0,026 | 0,168 |
| 17 | 0,000 | 1,274 | 0,578 | 0,324 | 0,443 | 0,577 | 0,000 | 0,142 | 0,027 | 0,169 |
| 18 | 0,000 | 1,273 | 0,577 | 0,324 | 0,443 | 0,578 | 0,000 | 0,142 | 0,026 | 0,168 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 19 | 0,000 | 0,000 | 0,527 | 0,154 | 0,137 | 0,115 | 0,000 | 0,000 | 0,024 | 0,024 |
| 20 | 0,000 | 0,000 | 0,529 | 0,149 | 0,138 | 0,113 | 0,000 | 0,000 | 0,025 | 0,025 |
| 21 | 0,000 | 0,000 | 0,527 | 0,148 | 0,136 | 0,113 | 0,000 | 0,000 | 0,024 | 0,024 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 22 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,044 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 23 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,044 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 24 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,044 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 80 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 25 | 0,625 | 0,675 | 1,317 | 0,000 | 0,629 | 0,581 | 0,033 | 0,038 | 0,147 | 0,219 |
| 26 | 0,625 | 0,675 | 1,316 | 0,000 | 0,629 | 0,581 | 0,033 | 0,038 | 0,147 | 0,219 |
| 27 | 0,626 | 0,676 | 1,319 | 0,000 | 0,629 | 0,581 | 0,033 | 0,038 | 0,147 | 0,219 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Результаты исследований режимных параметров при режимах работы
в опытной электрической сети

Таблица Ж.1 – Результаты исследований. Точка 3 (на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ). Ресурс №2425

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|--|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 242,1 | 242,2 | 243,0 | 419,0 | 420,2 | 420,4 | 0,1 | 419,9 | 0,9 | 119,8 | 120,0 | 120,2 |
| 2 | 242,0 | 242,1 | 242,8 | 418,7 | 420,0 | 420,2 | 0,1 | 419,6 | 0,9 | 119,8 | 120,1 | 120,2 |
| 3 | 242,2 | 242,3 | 243,0 | 419,1 | 420,5 | 420,6 | 0,1 | 420,1 | 0,9 | 119,8 | 120,1 | 120,2 |
| 1.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 250,9 | 231,3 | 248,2 | 422,2 | 420,6 | 421,5 | 12,0 | 421,4 | 0,9 | 122,2 | 122,6 | 115,2 |
| 5 | 250,6 | 231,2 | 247,9 | 421,8 | 420,3 | 421,1 | 11,9 | 421,1 | 0,9 | 122,2 | 122,6 | 115,3 |
| 6 | 250,5 | 231,1 | 247,8 | 421,7 | 420,1 | 420,9 | 12,0 | 420,9 | 0,9 | 122,2 | 122,6 | 115,2 |
| 1.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 255,6 | 236,8 | 236,1 | 420,3 | 420,6 | 419,8 | 13,2 | 420,2 | 0,4 | 117,2 | 125,6 | 117,2 |
| 8 | 255,5 | 236,8 | 236,0 | 420,2 | 420,6 | 419,7 | 13,1 | 420,2 | 0,5 | 117,2 | 125,6 | 117,2 |
| 9 | 255,6 | 237,0 | 236,2 | 420,4 | 420,8 | 420,0 | 13,1 | 420,4 | 0,5 | 117,2 | 125,6 | 117,3 |
| 1.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 243,1 | 242,9 | 243,5 | 420,5 | 421,2 | 421,8 | 0,1 | 421,2 | 0,8 | 119,8 | 120,0 | 120,2 |
| 11 | 243,0 | 242,8 | 243,5 | 420,4 | 421,1 | 421,8 | 0,1 | 421,1 | 0,8 | 119,8 | 120,0 | 120,2 |
| 12 | 243,1 | 242,8 | 243,5 | 420,5 | 421,0 | 421,8 | 0,1 | 421,1 | 0,8 | 119,8 | 119,9 | 120,2 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 13 | 0,1 | 209,5 | 209,6 | 209,4 | 419,1 | 209,7 | 0,1 | 209,4 | 209,6 | -17,3 | -179,9 | -162,8 |
| 14 | 0,1 | 209,5 | 209,6 | 209,4 | 419,1 | 209,7 | 0,1 | 209,5 | 209,7 | -25,0 | -179,9 | -155,0 |
| 15 | 0,1 | 209,4 | 209,5 | 209,4 | 418,9 | 209,5 | 0,1 | 209,3 | 209,5 | -33,4 | -179,9 | -146,7 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 16 | 1,4 | 209,4 | 208,7 | 210,1 | 418,0 | 208,0 | 0,0 | 208,0 | 210,1 | -120,8 | -179,7 | -59,5 |
| 17 | 1,4 | 209,3 | 208,5 | 210,2 | 417,9 | 207,7 | 0,0 | 207,9 | 210,0 | -124,0 | -179,7 | -56,3 |
| 18 | 1,5 | 209,5 | 208,6 | 210,4 | 418,2 | 207,8 | 0,0 | 208,0 | 210,1 | -125,6 | -179,7 | -54,7 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 19 | 224,4 | 274,8 | 194,4 | 459,7 | 409,7 | 333,7 | 7,0 | 72,7 | 397,8 | -133,9 | -120,7 | -105,4 |
| 20 | 224,4 | 274,8 | 194,4 | 459,7 | 409,7 | 333,6 | 6,9 | 72,8 | 397,7 | -133,9 | -120,7 | -105,4 |
| 21 | 224,4 | 274,9 | 194,5 | 459,8 | 409,9 | 333,8 | 7,0 | 72,7 | 397,9 | -133,8 | -120,7 | -105,5 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 22 | 12,3 | 213,2 | 207,6 | 219,3 | 420,6 | 202,5 | 0,0 | 200,9 | 219,8 | -118,7 | -177,0 | -64,3 |
| 23 | 12,3 | 213,2 | 207,6 | 219,4 | 420,7 | 202,6 | 0,0 | 200,9 | 219,9 | -118,5 | -177,0 | -64,5 |
| 24 | 12,2 | 213,1 | 207,5 | 219,2 | 420,4 | 202,5 | 0,0 | 200,8 | 219,7 | -118,7 | -177,0 | -64,2 |

Продолжение таблицы Ж.1

| № пп | Напряжение, В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | |
|--|---------------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---|-------------------|-------------------|
| | U_A | U_B | U_C | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | $\varphi U_A U_B$ | $\varphi U_B U_C$ | $\varphi U_C U_A$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 208,7 | 0,7 | 209,4 | 208,6 | 209,4 | 418,0 | 0,2 | 208,4 | 209,6 | -88,0 | -92,2 | -179,8 |
| 26 | 208,3 | 0,7 | 209,1 | 208,3 | 209,2 | 417,5 | 0,2 | 208,1 | 209,3 | -83,9 | -96,3 | -179,8 |
| 27 | 208,4 | 0,7 | 209,2 | 208,4 | 209,2 | 417,6 | 0,2 | 208,2 | 209,4 | -87,6 | -92,6 | -179,8 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 28 | 242,3 | 76,3 | 151,9 | 318,5 | 82,1 | 391,7 | 12,0 | 226,2 | 189,8 | 176,5 | 17,0 | 166,5 |
| 29 | 259,8 | 82,0 | 162,7 | 341,6 | 87,7 | 419,7 | 12,8 | 242,5 | 203,4 | 176,5 | 17,0 | 166,5 |
| 30 | 260,0 | 82,1 | 162,9 | 342,0 | 87,9 | 420,0 | 12,8 | 242,9 | 203,4 | 176,4 | 17,2 | 166,4 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 31 | 276,5 | 223,5 | 188,2 | 465,6 | 317,5 | 409,5 | 4,6 | 393,0 | 85,5 | 137,0 | 100,6 | 122,4 |
| 32 | 276,5 | 223,5 | 188,9 | 465,3 | 318,4 | 410,1 | 4,6 | 393,5 | 84,8 | 136,8 | 100,7 | 122,5 |
| 33 | 276,4 | 223,5 | 189,2 | 465,1 | 318,7 | 410,4 | 4,6 | 393,6 | 84,5 | 136,7 | 100,8 | 122,5 |
| 3.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 34 | 221,2 | 22,7 | 198,9 | 243,7 | 176,5 | 420,1 | 0,1 | 208,4 | 213,5 | -173,0 | -7,8 | -179,2 |
| 35 | 221,2 | 22,7 | 198,9 | 243,8 | 176,5 | 420,1 | 0,1 | 208,4 | 213,5 | -172,9 | -7,9 | -179,2 |
| 36 | 221,3 | 22,7 | 198,9 | 243,8 | 176,5 | 420,2 | 0,1 | 208,4 | 213,5 | -172,9 | -7,9 | -179,2 |
| 4 Обрыв фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | | |
| 4.1 $R_A = R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 37 | 208,7 | 208,6 | 1,0 | 417,2 | 208,0 | 209,3 | 0,2 | 209,3 | 207,9 | 179,7 | 52,1 | 128,2 |
| 38 | 208,7 | 208,8 | 0,9 | 417,4 | 208,3 | 209,1 | 0,2 | 209,4 | 208,0 | 179,8 | 57,8 | 122,4 |
| 39 | 208,9 | 209,0 | 0,9 | 418,0 | 208,6 | 209,4 | 0,2 | 209,7 | 208,3 | 179,8 | 57,3 | 123,0 |
| 4.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 260,3 | 162,5 | 82,6 | 419,9 | 86,7 | 342,8 | 13,0 | 203,9 | 242,6 | -166,4 | -16,7 | -176,9 |
| 41 | 260,1 | 162,3 | 82,5 | 419,6 | 86,5 | 342,5 | 12,9 | 203,9 | 242,3 | -166,5 | -16,6 | -176,9 |
| 42 | 259,8 | 162,0 | 82,5 | 419,1 | 86,1 | 342,2 | 12,9 | 203,9 | 241,9 | -166,6 | -16,4 | -177,0 |
| 4.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | | | |
| 43 | 210,6 | 209,4 | 1,5 | 420,0 | 208,4 | 211,7 | 0,0 | 211,0 | 209,1 | 179,7 | 47,5 | 132,8 |
| 44 | 210,6 | 209,4 | 1,5 | 420,0 | 208,4 | 211,6 | 0,0 | 210,9 | 209,0 | 179,7 | 47,5 | 132,8 |
| 45 | 210,8 | 209,6 | 1,5 | 420,4 | 208,6 | 211,8 | 0,0 | 211,1 | 209,2 | 179,7 | 47,5 | 132,8 |
| 4.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | | | |
| 46 | 225,3 | 194,9 | 32,6 | 420,1 | 165,1 | 256,4 | 0,1 | 202,0 | 221,4 | -176,9 | -22,0 | -161,1 |
| 47 | 225,2 | 194,8 | 32,6 | 419,8 | 164,9 | 256,3 | 0,1 | 201,9 | 221,2 | -176,9 | -21,8 | -161,3 |
| 48 | 225,1 | 194,7 | 32,6 | 419,7 | 164,9 | 256,3 | 0,1 | 201,9 | 221,2 | -176,9 | -21,8 | -161,3 |

Продолжение таблицы Ж.1

| № пп | Токи, А | | | | | | Активная мощность, кВт | | | |
|--|---------|--------|--------|--------|--------|--------|------------------------|--------|--------|--------------|
| | I_A | I_B | I_C | I_0 | I_1 | I_2 | P_A | P_B | P_C | P_{Σ} |
| 1 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 1.1 $R_A = R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 1 | 48,559 | 48,530 | 48,940 | 0,157 | 48,631 | 0,049 | 11,732 | 11,719 | 11,863 | 35,314 |
| 2 | 48,060 | 47,953 | 48,474 | 0,153 | 48,127 | 0,097 | 11,605 | 11,578 | 11,745 | 34,928 |
| 3 | 47,950 | 47,854 | 48,395 | 0,153 | 48,010 | 0,105 | 11,591 | 11,566 | 11,736 | 34,893 |
| 1.5 $R_A = \infty, R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 4 | 0,000 | 44,054 | 48,657 | 13,441 | 30,756 | 17,472 | 0,000 | 10,188 | 11,975 | 22,164 |
| 5 | 0,000 | 43,740 | 48,360 | 13,352 | 30,525 | 17,392 | 0,000 | 10,111 | 11,892 | 22,004 |
| 6 | 0,000 | 43,632 | 48,281 | 13,303 | 30,481 | 17,309 | 0,000 | 10,081 | 11,868 | 21,949 |
| 1.6 $R_A = R_B = \infty, R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 7 | 0,000 | 0,000 | 43,602 | 14,477 | 14,484 | 14,439 | 0,000 | 0,000 | 10,250 | 10,250 |
| 8 | 0,000 | 0,000 | 43,569 | 14,460 | 14,477 | 14,424 | 0,000 | 0,000 | 10,239 | 10,239 |
| 9 | 0,000 | 0,000 | 43,601 | 14,497 | 14,485 | 14,431 | 0,000 | 0,000 | 10,254 | 10,254 |
| 1.7 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 10 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,006 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 11 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 12 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 2 Обрыв фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 2.1 $R_A = R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 13 | 0,076 | 41,971 | 42,156 | 0,152 | 24,245 | 24,257 | 0,000 | 8,766 | 8,814 | 17,580 |
| 14 | 0,076 | 41,792 | 41,983 | 0,150 | 24,142 | 24,177 | 0,000 | 8,731 | 8,779 | 17,510 |
| 15 | 0,076 | 41,659 | 41,851 | 0,150 | 24,051 | 24,076 | 0,000 | 8,700 | 8,746 | 17,445 |
| 2.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 16 | 0,000 | 41,633 | 41,684 | 0,000 | 23,972 | 24,032 | 0,000 | 8,693 | 8,676 | 17,369 |
| 17 | 0,000 | 41,505 | 41,556 | 0,000 | 23,917 | 23,981 | 0,000 | 8,665 | 8,644 | 17,309 |
| 18 | 0,000 | 41,490 | 41,542 | 0,000 | 23,913 | 23,978 | 0,000 | 8,669 | 8,647 | 17,316 |
| 2.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 19 | 0,000 | 0,000 | 36,065 | 12,103 | 11,958 | 11,981 | 0,000 | 0,000 | 6,981 | 6,981 |
| 20 | 0,000 | 0,000 | 36,034 | 12,078 | 11,953 | 11,966 | 0,000 | 0,000 | 6,973 | 6,973 |
| 21 | 0,000 | 0,000 | 36,055 | 12,092 | 11,956 | 11,980 | 0,000 | 0,000 | 6,981 | 6,981 |
| 2.4 $R_A = R_B = R_C = \infty$ | | | | | | | | | | |
| 22 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,047 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 23 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,047 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 24 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,047 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 3 Обрыв фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | |
| 3.1 $R_A = R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 25 | 42,386 | 0,225 | 42,446 | 0,097 | 24,378 | 24,486 | 8,820 | 0,000 | 8,861 | 17,681 |
| 26 | 41,883 | 0,206 | 41,910 | 0,050 | 24,075 | 24,207 | 8,703 | 0,000 | 8,740 | 17,444 |
| 27 | 41,760 | 0,207 | 41,790 | 0,064 | 23,989 | 24,116 | 8,682 | 0,000 | 8,718 | 17,399 |
| 3.2 $R_A = \infty, R_B = R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 28 | 0,000 | 12,437 | 27,670 | 13,267 | 9,179 | 6,755 | 0,000 | 0,943 | 4,177 | 5,119 |
| 29 | 0,000 | 13,333 | 29,692 | 14,211 | 9,862 | 7,242 | 0,000 | 1,084 | 4,793 | 5,877 |
| 30 | 0,000 | 13,348 | 29,759 | 14,211 | 9,866 | 7,232 | 0,000 | 1,088 | 4,808 | 5,896 |
| 3.3 $R_A = R_B = \infty, R_C = 4,4 \text{ Ом}$ | | | | | | | | | | |
| 31 | 0,000 | 0,000 | 35,067 | 11,636 | 11,664 | 11,595 | 0,000 | 0,000 | 6,568 | 6,568 |

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Изменения напряжений в электрической сети с трансформатором со схемой соединения обмоток Δ/Y_N при несимметричной нагрузке потребителей

Проведём исследования изменений напряжений в электрической сети 10/0,38 кВ с трансформатором со схемой соединения обмоток Δ/Y_N по аналогии с исследованиями, приведёнными в параграфе 3.2.

В таблице И.1 представлены выборочные данные результатов исследований изменений напряжений нулевой U_0 и обратной U_2 последовательностей в четырёх характерных точках электрической сети напряжением 10/0,38 кВ, полученные с помощью компьютерного моделирования [41] (полные результаты исследований приведены в приложении Д, в таблицах Д.5–Д.8). Напряжения, как и в предыдущем исследовании, представлены в относительных единицах.

Выполним анализ изменения напряжений.

1 Напряжение нулевой последовательности U_0 .

1.1 При нормальном режиме работы электрической сети 10/0,38 кВ:

- напряжение U_0 в сети 10 кВ (в точках 1 и 2; режимы 1.1–1.4) равно нулю;
- напряжение U_0 в сети 380 В (точки 3 и 4) при симметричной нагрузке и на холостом ходу ВЛ-380 В (режимы 1.1 и 1.4) равно нулю, а при наличии несимметрии нагрузки потребителей 380 В (режимы 1.2 и 1.3) составляет 0,2–14,7 % фазного напряжения и обусловлено именно несимметрией фазных нагрузок потребителей напряжением 380 В.

1.2 При обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ:

- напряжение U_0 в сети 10 кВ (в точке 1; режимы 2.1–4.4) возрастает до 0,3 % фазного напряжения. Это увеличение напряжения обусловлено возникновением неравенства ёмкостных проводимостей фаз сети относительно земли из-за обрыва фазного провода;

Таблица И.1 – Изменения напряжений U_0 и U_2 (о. е.) в характерных точках электрической сети напряжением 10/0,38 кВ, полученные с помощью компьютерного моделирования

| Номер режима | Нагрузка по фазам, % | | | Точка 1 | | Точка 2 | | Точка 3 | | Точка 4 | |
|------------------------------------|----------------------|-------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | P_A | P_B | P_C | U_0 | U_2 | U_0 | U_2 | U_0 | U_2 | U_0 | U_2 |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 100 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.2 | 0 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0,002 | 0,004 | 0,134 | 0,032 |
| 1.3 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0,003 | 0,003 | 0,147 | 0,027 |
| 1.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 Обрыв провода фазы А | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 100 | 100 | 100 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,499 | 0 | 0,497 | 0 | 0,46 |
| 2.2 | 0 | 100 | 100 | 0,003 | 0 | 0,68 | 0,679 | 0,002 | 0,679 | 0,137 | 0,658 |
| 2.3 | 0 | 0 | 100 | 0,003 | 0 | 0,616 | 0,616 | 0 | 0,616 | 0,018 | 0,614 |
| 2.4 | 0 | 0 | 0 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,5 | 0 | 0,5 | 0 | 0,5 |
| 3 Обрыв провода фазы В | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 100 | 100 | 100 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,499 | 0 | 0,497 | 0 | 0,46 |
| 3.2 | 0 | 100 | 100 | 0,002 | 0 | 0,481 | 0,48 | 0,002 | 0,478 | 0,137 | 0,458 |
| 3.3 | 0 | 0 | 100 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,499 | 0,003 | 0,498 | 0,147 | 0,474 |
| 3.4 | 0 | 0 | 0 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,5 | 0 | 0,5 | 0 | 0,5 |
| 4 Обрыв провода фазы С | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 100 | 100 | 100 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,499 | 0 | 0,497 | 0 | 0,46 |
| 4.2 | 0 | 100 | 100 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,5 | 0,002 | 0,499 | 0,134 | 0,488 |
| 4.3 | 0 | 0 | 100 | 0,002 | 0 | 0,505 | 0,505 | 0 | 0,505 | 0,018 | 0,507 |
| 4.4 | 0 | 0 | 0 | 0,002 | 0 | 0,5 | 0,5 | 0 | 0,5 | 0 | 0,5 |

– напряжение U_0 в сети 10 кВ (в точке 2; режимы 2.1 и 2.4, 3.1 и 3.4, 4.1. и 4.4) при симметричной нагрузке потребителей 380 В, а также на холостом ходу ВЛ-380 В становится равным половине фазного напряжения сети. В остальных режимах (2.2 и 2.3, 3.2 и 3.3, 4.2 и 4.3) на продольную несимметрию ВЛ-10 кВ накладывается несимметрия фазных нагрузок потребителей сети 380 В (вследствие искажения треугольников векторов линейных напряжений как на стороне низшего, так и высшего напряжения понижающего трансформатора [63; 81], и, в зависимости от сочетания поврежденной фазы ВЛ-10 кВ и несимметрии фазных нагрузок, U_0 изменяется в пределах 50–68 % фазного напряжения;

– напряжение U_0 в точках 3 и 4 при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ не меняется – оно остаётся тем же, что и при нормальном режиме работы ВЛ-10 кВ. Это также подтверждает теоретические положения [67; 118; 150], что напряжение U_0 из сети 10 кВ, работающей с изолированной нейтралью, в сеть 380 В через понижающий трансформатор Т не проходит, независимо от схем соединения обмоток этого трансформатора. Наличие небольшого напряжения U_0 (в точке 4; режимы 2.2 и 2.3, 3.2 и 3.3, 4.2 и 4.3), равного 1,8–14,7 % фазного напряжения, обусловлено несимметрией фазных нагрузок потребителей.

2 Напряжение обратной последовательности U_2 .

2.1 При нормальном режиме работы электрической сети 10/0,38 кВ:

– напряжение U_2 в сети 10 кВ (в точках 1 и 2; режимы 1.1–1.4) равно нулю – сеть симметричная;

– напряжение U_2 в сети 380 В (в точках 3 и 4) при симметричной нагрузке и на холостом ходу ВЛ-380 В (режимы 1.1 и 1.4) равно нулю, а при наличии несимметрии нагрузки потребителей 380 В (режимы 1.2 и 1.3) изменяется в пределах 0,3–3,2 % линейного напряжения и обусловлено именно несимметрией фазных нагрузок потребителей.

2.2 При обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ:

– напряжение U_2 в сети 10 кВ (в точке 1; режимы 2.1–4.4) до места обрыва фазного провода остаётся равным нулю, поскольку ВЛ-10 кВ на участке до места обрыва работает в симметричном режиме;

– напряжение U_2 в сети 10 кВ (в точке 2; режимы 2.1 и 2.4, 3.1 и 3.4, 4.1 и 4.4) после места обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ при симметричной нагрузке потребителей 380 В, а также на холостом ходу ВЛ-380 В становится равным половине линейного напряжения сети. При остальных режимах (2.2 и 2.3, 3.2 и 3.3, 4.2 и 4.3) из-за деформации треугольников линейных напряжений вследствие влияния несимметрии нагрузок потребителей 380 В напряжение U_2 изменяется в пределах 48–67,9 % линейного напряжения;

– напряжение U_2 в точке 3 в относительных единицах при всех режимах работы электрической сети 10/0,38 кВ (режимы 2.1–4.4) остаётся практически таким,

что и в точке 2. Это говорит о том, что при прохождении через понижающий трансформатор Т с любой схемой соединения обмоток напряжение обратной последовательности U_2 не изменяется – это обусловлено тем, что треугольник линейных напряжений при трансформации на сторону низшего напряжения сохраняется неизменным, но может поворачиваться с учётом группы соединения обмоток понижающего трансформатора. В точке 4 напряжение U_2 незначительно изменяется из-за влияния несимметрии фазных нагрузок потребителей 380 В.

На рисунке И.1 в качестве примера показаны изменения векторных диаграмм напряжений для различных точек электрической сети напряжением 10/0,38 кВ (точки 1–4) при обрыве провода фазы В при симметричной ($P_A = P_B = P_C = 100\%$, режим 3.1) и несимметричной ($P_A = 0, P_B = P_C = 100\%$, режим 3.2) нагрузках потребителей напряжением 380 В.

На рисунке И.1, а видно:

- в точке 1 векторная диаграмма линейных напряжений симметрична;
- в точке 2 вследствие обрыва провода фазы В вершина треугольника линейных напряжений (точка В) перемещается на середину вектора линейного напряжения \underline{U}_{CA}^{BH} , при этом вектор напряжения \underline{U}_{CA}^{BH} сохраняет своё положение на комплексной плоскости, два других вектора напряжений \underline{U}_{AB}^{BH} и \underline{U}_{BC}^{BH} поворачиваются, уменьшаются и становятся равными половине линейного напряжения \underline{U}_{CA}^{BH} ;
- в точках 3 и 4 на стороне низшего напряжения понижающего трансформатора со схемой соединения обмоток Δ/Y_H происходят следующие изменения: линейное напряжение \underline{U}_{CA}^{BH} трансформируется без изменения, обуславливая фазное напряжение \underline{U}_{CN} , которое сонаправлено с вектором \underline{U}_{CA}^{BH} , а линейные напряжения \underline{U}_{AB}^{BH} и \underline{U}_{BC}^{BH} обуславливают напряжения \underline{U}_{AN} и \underline{U}_{BN} , векторы которых направлены встречно вектору напряжения \underline{U}_{CN} и по величине равны его половине $\underline{U}_{AN} = \underline{U}_{BN} = \underline{U}_{CN}/2$.

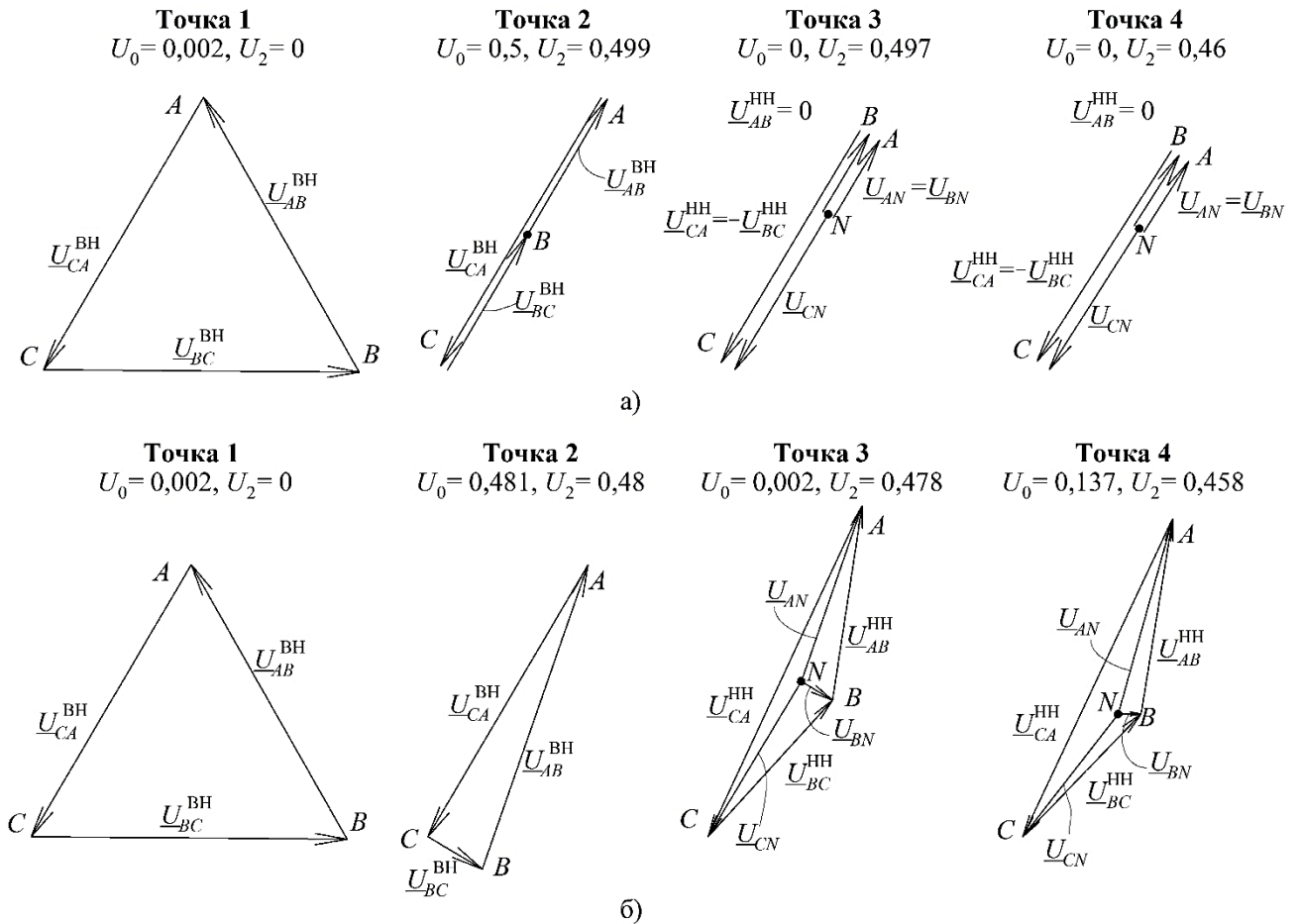


Рисунок И.1 – Векторные диаграммы напряжений при обрыве провода фазы В при симметричной (а) и несимметричной (б) нагрузках потребителей 380 В в разных точках сети 10/0,38 кВ

При наличии несимметрии фазных нагрузок потребителей 380 В векторные диаграммы линейных напряжений в точках 2, 3 и 4 деформируются (рисунок И.1, б), при этом точка В векторных диаграмм линейных напряжений перемещается на комплексной плоскости в зависимости от степени несимметрии фазных нагрузок 380 В. Это обусловлено перераспределением магнитных потоков в магнитопроводе понижающего трансформатора (при отсутствии питания фазы В со стороны высшего напряжения).

Такие же исследования проведены на физической модели, результаты которых представлены в приложении Е.

На рисунке И.2 представлено сравнение изменения напряжений нулевой U_0 и обратной U_2 последовательностей в разных точках электрической сети, полученные при исследованиях на компьютерной и физической модели четырёх режимов работы электрической сети напряжением 10/0,38 кВ. Пунктиром показаны диапазоны изменения этих напряжений при различных режимах работы ВЛ-10 кВ (нормальный режим и при обрыве провода различных фаз А, В или С) и различных степенях несимметрии нагрузок потребителей в сети напряжением 380 В. Штриховкой обозначены области изменения этих напряжений при нормальном режиме работы ВЛ-10 кВ и при обрыве её фазного провода.

Сопоставление результатов исследований изменений напряжений по длине электрической сети 10/0,38 кВ, проведённых с помощью компьютерного и физического моделирования показывает их хорошее качественное совпадение. О причинах некоторых количественных различий было сказано ранее.

Полученные результаты изменений напряжений в точках 1–4 в электрической сети с трансформатором со схемой соединения обмоток Δ/Y_H аналогичны результатам, приведённых для трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Y_H , и позволяют сделать вывод о предпочтительности использования напряжения U_2 в точке 3 для построения защиты при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ.

По аналогии с параграфом 3.2.2 проанализируем подробнее изменения напряжений в точке 3. Для этого рассмотрим выборочные результаты исследований изменений напряжений электрической сети напряжением 10/0,38 кВ на стороне низшего напряжения трансформатора со схемой соединения обмоток Δ/Y_H . Исследования проведены на компьютерной модели (таблица И.2) и на физической модели (таблица И.3) для четырёх режимов работы электрической сети напряжением 10/0,38 кВ.

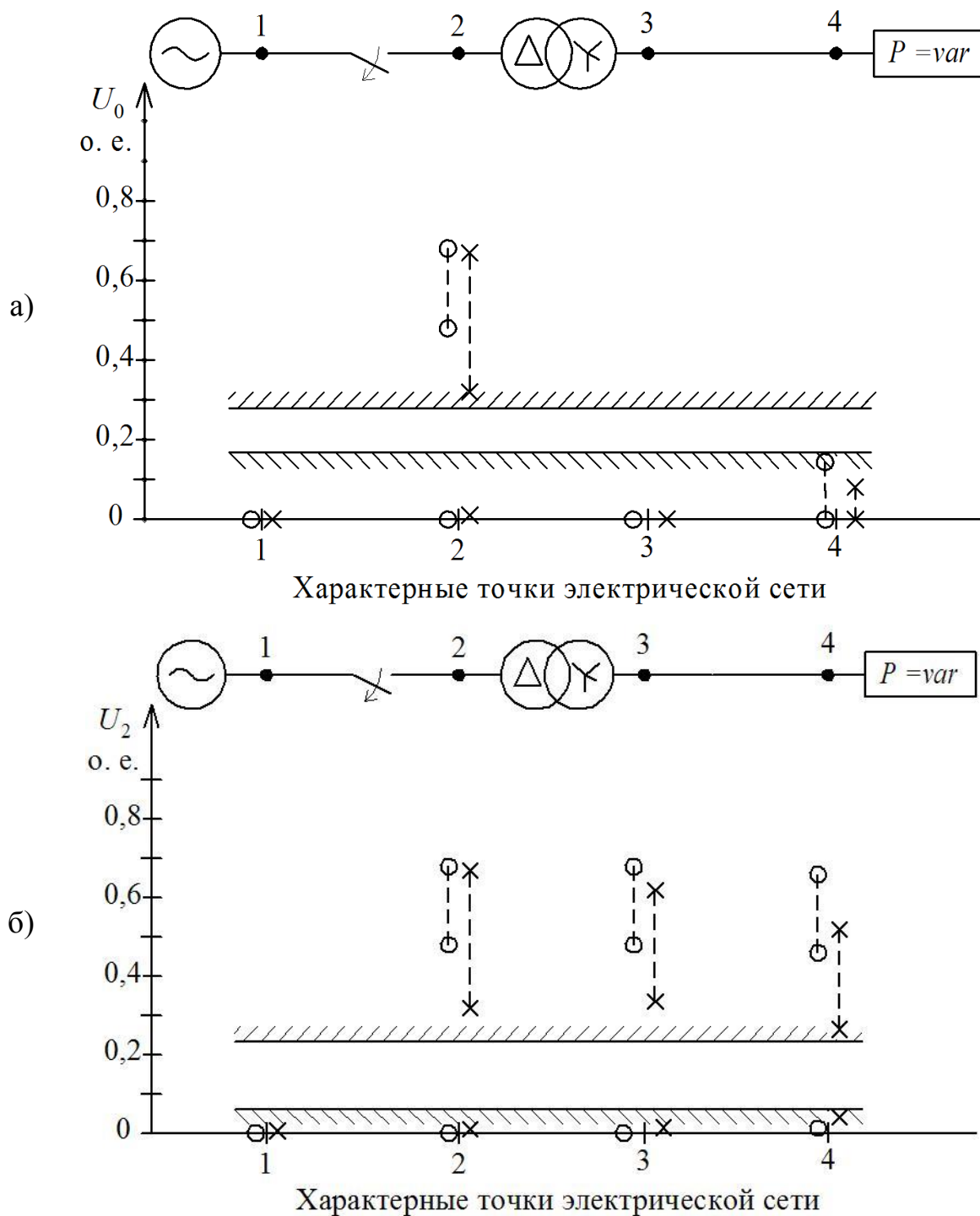


Рисунок И.2 – Изменения напряжения нулевой U_0 (а) и обратной U_2 (б) последовательности в разных точках исследуемой электрической сети 10/0,38 кВ, полученные при компьютерном (○) и физическом (×) моделировании: ▨▨ – область нормального режима работы ВЛ-10 кВ; ▧▧ – область обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ

Таблица И.2 – Результаты исследований на компьютерной модели

| Номер режима | Нагрузка по фазам, % | | | Вторичные фазные напряжения, В | | | Вторичные линейные напряжения, В | | | U_2 | |
|------------------------------------|----------------------|-------|-------|--------------------------------|----------|----------|----------------------------------|----------|----------|-------|-------|
| | P_A | P_B | P_C | U_{AN} | U_{BN} | U_{CN} | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | В | о.е. |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 100 | 100 | 100 | 241,0 | 241,0 | 241,0 | 417,5 | 417,5 | 417,5 | 0 | 0 |
| 1.2 | 0 | 100 | 100 | 242,2 | 241,4 | 240,8 | 419,8 | 417,5 | 417,3 | 1,6 | 0,004 |
| 1.3 | 0 | 0 | 100 | 242,2 | 242,3 | 241,1 | 419,7 | 419,5 | 417,6 | 1,3 | 0,003 |
| 1.4 | 0 | 0 | 0 | 242,3 | 242,3 | 242,3 | 419,7 | 419,7 | 419,7 | 0 | 0 |
| 2 Обрыв провода фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 100 | 100 | 100 | 120,5 | 241,0 | 120,5 | 361,6 | 361,6 | 0,1 | 208,7 | 0,497 |
| 2.2 | 0 | 100 | 100 | 247,2 | 241,0 | 48,5 | 485,7 | 245,6 | 261,6 | 285,0 | 0,679 |
| 2.3 | 0 | 0 | 100 | 228,5 | 242,3 | 30,1 | 470,1 | 258,7 | 218,3 | 258,6 | 0,616 |
| 2.4 | 0 | 0 | 0 | 121,5 | 242,3 | 120,8 | 363,9 | 363,1 | 0,8 | 209,8 | 0,5 |
| 3 Обрыв провода фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 100 | 100 | 100 | 120,5 | 120,5 | 241,0 | 0,1 | 361,6 | 361,6 | 208,7 | 0,497 |
| 3.2 | 0 | 100 | 100 | 247,1 | 48,6 | 241,0 | 261,6 | 245,7 | 485,6 | 200,6 | 0,478 |
| 3.3 | 0 | 0 | 100 | 120,7 | 121,4 | 241,1 | 0,8 | 362,5 | 361,8 | 209,0 | 0,498 |
| 3.4 | 0 | 0 | 0 | 120,8 | 121,5 | 242,3 | 0,8 | 363,9 | 363,1 | 209,8 | 0,5 |
| 4 Обрыв провода фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 100 | 100 | 100 | 241,0 | 120,5 | 120,5 | 361,6 | 0,1 | 361,6 | 208,7 | 0,497 |
| 4.2 | 0 | 100 | 100 | 242,2 | 120,6 | 120,6 | 362,8 | 0,1 | 362,8 | 209,4 | 0,499 |
| 4.3 | 0 | 0 | 100 | 242,3 | 228,5 | 30,3 | 470,0 | 218,3 | 258,7 | 211,9 | 0,505 |
| 4.4 | 0 | 0 | 0 | 242,3 | 120,8 | 121,5 | 363,1 | 0,8 | 363,9 | 209,8 | 0,5 |

Таблица И.3 – Результаты исследований на физической модели

| Номер режима | Нагрузка по фазам, % | | | Вторичные фазные напряжения, В | | | Вторичные линейные напряжения, В | | | U_2 | |
|------------------------------------|----------------------|-------|-------|--------------------------------|----------|----------|----------------------------------|----------|----------|-------|-------|
| | P_A | P_B | P_C | U_{AN} | U_{BN} | U_{CN} | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | В | о.е. |
| 1 Нормальный режим работы ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | 100 | 100 | 100 | 111,7 | 110,5 | 111,5 | 192,7 | 191,8 | 193,3 | 0,9 | 0,004 |
| 1.2 | 0 | 100 | 100 | 114,8 | 111,2 | 111,8 | 196,8 | 191,8 | 196,4 | 3,2 | 0,016 |
| 1.3 | 0 | 0 | 100 | 115,2 | 114,0 | 112,5 | 199,6 | 195,4 | 196,7 | 2,5 | 0,013 |
| 1.4 | 0 | 0 | 0 | 115,8 | 114,4 | 115,3 | 199,7 | 198,5 | 200,2 | 1,0 | 0,005 |
| 2 Обрыв провода фазы А ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | 100 | 100 | 100 | 58,0 | 110,8 | 53,3 | 168,8 | 164,0 | 6,4 | 94,0 | 0,471 |
| 2.2 | 0 | 100 | 100 | 77,9 | 111,5 | 45,9 | 186,8 | 152,1 | 61,4 | 123,2 | 0,618 |
| 2.3 | 0 | 0 | 100 | 77,4 | 114,5 | 46,3 | 189,7 | 156,5 | 56,8 | 123,1 | 0,617 |
| 2.4 | 0 | 0 | 0 | 62,1 | 115,0 | 53,2 | 177,1 | 168,2 | 9,0 | 100,3 | 0,503 |
| 3 Обрыв провода фазы В ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | 100 | 100 | 100 | 53,3 | 56,8 | 111,6 | 4,1 | 168,4 | 164,9 | 95,2 | 0,477 |
| 3.2 | 0 | 100 | 100 | 76,0 | 52,4 | 112,1 | 68,2 | 157,6 | 183,9 | 66,8 | 0,335 |
| 3.3 | 0 | 0 | 100 | 52,4 | 59,9 | 112,9 | 8,5 | 172,7 | 165,3 | 99,7 | 0,5 |
| 3.4 | 0 | 0 | 0 | 53,6 | 61,2 | 116,1 | 8,6 | 177,3 | 169,8 | 102,3 | 0,513 |
| 4 Обрыв провода фазы С ВЛ-10 кВ | | | | | | | | | | | |
| 4.1 | 100 | 100 | 100 | 110,5 | 59,6 | 50,7 | 170,0 | 12,1 | 161,1 | 99,8 | 0,5 |
| 4.2 | 0 | 100 | 100 | 114,0 | 60,7 | 52,2 | 174,6 | 11,9 | 166,1 | 102,6 | 0,514 |
| 4.3 | 0 | 0 | 100 | 114,3 | 86,6 | 37,8 | 199,2 | 70,5 | 146,0 | 80,5 | 0,403 |
| 4.4 | 0 | 0 | 0 | 114,6 | 67,9 | 46,2 | 182,5 | 22,1 | 160,7 | 97,9 | 0,491 |

Рассмотрим векторные диаграммы напряжений в четырёх режимах (рисунк И.3), построенные по результатам компьютерного моделирования. Анализ векторных диаграмм показывает следующее.

1 В нормальном режиме работы ВЛ-10 кВ треугольник векторных диаграмм линейных напряжений остаётся практически без изменений при любых изменениях нагрузки (отклонения от номинальных значений не превышают $\pm 1\%$).

2 При обрыве провода одной из фаз в сети 10 кВ.

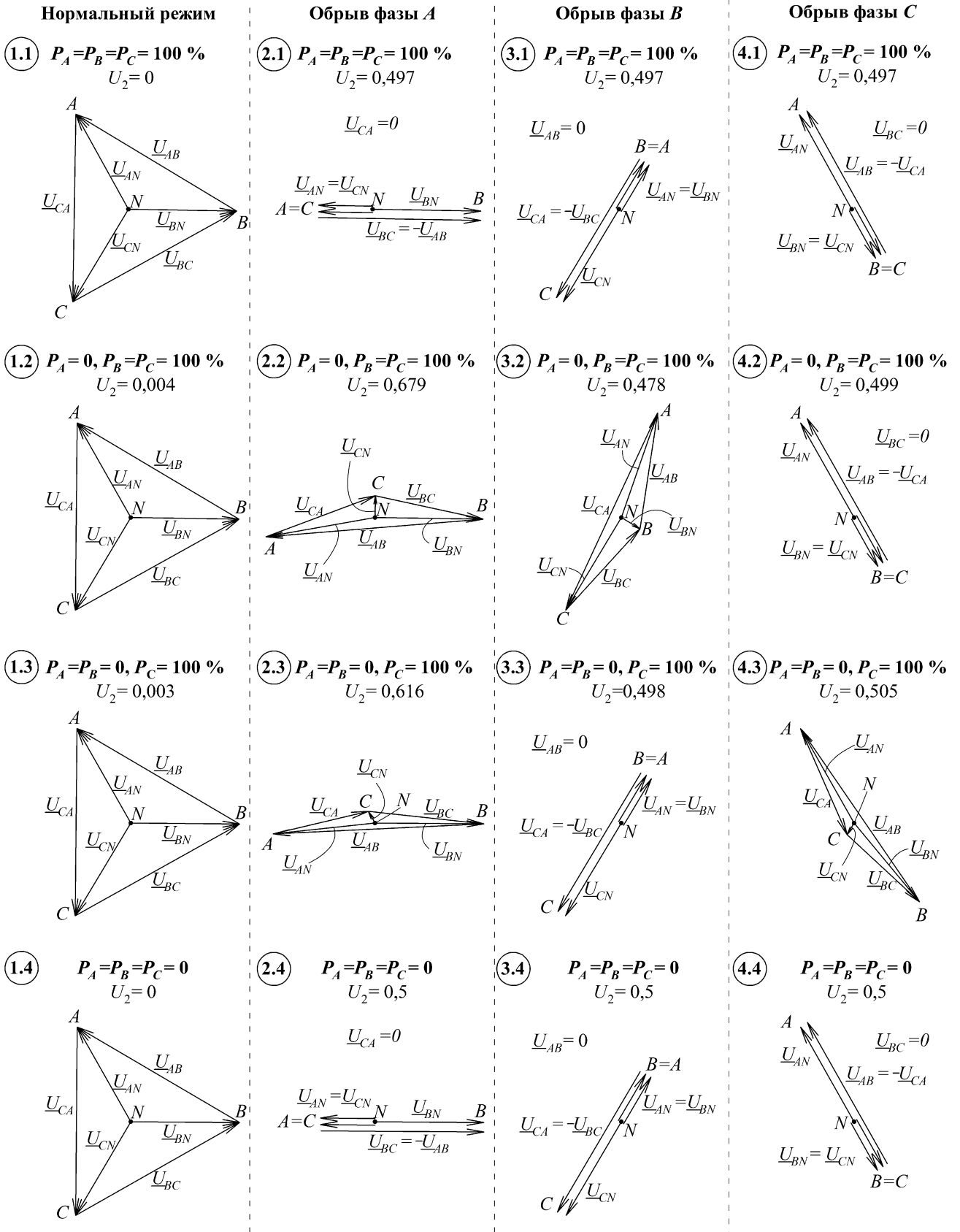


Рисунок И.3 – Векторные диаграммы напряжений на стороне НН понижающего трансформатора напряжением 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Δ/Y_H-11

2.1 В симметричном режиме работы (режимы 2.1 и 2.4, 3.1 и 3.4, 4.1 и 4.4) диаграммы совпадают с аналогичными, рассмотренными на рисунке 3.5 параграфа 3.2.1. При этом напряжение фазы, отстающей от фазы, в которой произведён обрыв, остаётся без изменения (при обрыве ВЛ-10 кВ в фазе А, В, С – это вектор \underline{U}_{BN} , \underline{U}_{CN} и \underline{U}_{AN} , соответственно), другие два фазных напряжения равны между собой и составляют половину фазного напряжения \underline{U}_{ϕ} .

2.2 При наличии несимметрии в режимах 3.3 и 4.2 векторные диаграммы ведут себя также, как и в симметричных режимах. Поскольку, в режиме 3.3 (обрыв провода фазы В), наличие нагрузки в фазе С и отсутствие таковой в фазах А и В оставляет вектора \underline{U}_{AN} и \underline{U}_{BN} без изменения. В режиме 4.2 (обрыв провода фазы С) схожая ситуация, наличие нагрузки в фазах В и С оставляет вектора \underline{U}_{BN} и \underline{U}_{CN} равными по величине и фазе, в то время, как вектор \underline{U}_{AN} не зависит от наличия нагрузки в фазе А.

2.3 В режимах 2.2, 2.3, 3.2 и 4.3 напряжение фазы, отстающей от фазы, в которой произведён обрыв, также остаётся без изменения. Другие же фазные напряжения претерпевают изменения, как по величине, так и по фазе. Так, один из деформированных фазных векторов уменьшается в 2,5–4 раза (в зависимости от режима), в то время, как другой увеличивается вплоть до фазного значения. Причём на векторных диаграммах 2.2 и 2.3 видно, что точка С при обрыве провода фазы А перемещается на другую сторону относительно нейтральной точки, и вектор \underline{U}_{CN} становится опережающим по фазе напряжение \underline{U}_{BN} .

Анализ логических признаков, характеризующих различные режимы работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ с трансформатором со схемой соединения обмоток Δ/Y_H .

Определим граничные условия значения напряжения обратной последовательности на стороне низшего напряжения понижающего трансформатора 6–10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Δ/Y_H . Учтём различные режимы работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ (таблица И.4).

Таблица И.4 – Граничные значения U_2 в различных режимах работы

| Номер режима | Режим ВЛ-10 кВ | Режим ВЛ-380 В | Инструмент | U_{2min} , о.е. | U_{2max} , о.е. |
|--------------|----------------|----------------|------------|-------------------|-------------------|
| 1 | НР | НР | КМ | 0 | 0,004 |
| | | | ФМ | 0,004 | 0,016 |
| 2–4 | ОФ | НР | КМ | 0,478 | 0,679 |
| | | | ФМ | 0,335 | 0,618 |

Таблица И.4 показывает, что напряжение обратной последовательности U_2 в электрической сети 10/0,38 кВ с понижающим трансформатором, имеющим схему соединения обмоток Δ/Y_H , изменяется в следующих пределах.

1 При нормальном режиме всей электрической сети напряжением 10/0,38 кВ и разной степени несимметрии фазных нагрузок 380 В (режим 1) напряжение обратной последовательности меняется в пределах:

$$0 < U_2^{НР} < 0,016 \text{ о. е.} \quad (\text{И.1})$$

2 При обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ и нормальном режиме работы ВЛ-380 В с различной степенью несимметрии фазной нагрузки потребителей 380 В (режимы 2–4) напряжение U_2 меняется в пределах:

$$0,335 < U_2^{ОФ} < 0,679 \text{ о. е.} \quad (\text{И.2})$$

Следовательно, напряжение уставки для выявления обрыва фазного провода ВЛ-10 кВ должно находиться в диапазоне:

$$U_2^{НР} < U_{2.уст} < U_2^{ОФ} \quad (\text{И.3})$$

или

$$0,016 < U_{2.уст} < 0,335 \text{ о. е.} \quad (\text{И.4})$$

Учитывая максимальные отклонения напряжения питающей сети в диапазоне $\pm 10\%$, значение уставки устройства защиты по напряжению обратной последовательности U_2 при обрыве фазного провода ВЛ-10 кВ с учётом некоторого запаса определены в пределах 0,02–0,3 о. е. или 2–30 % линейного напряжения:

$$0,02 < U_{2.уст} < 0,3 \text{ о. е.} \quad (\text{И.5})$$

ПРИЛОЖЕНИЕ К


Акт испытания устройства защиты от обрыва фазного провода воздушной линии электрической сети напряжением 10 кВ на физической модели

УТВЕРЖДАЮ
Директор ООО «Корпоративный
Институт Электротехнического
Приборостроения «Энергомера»


А.О. Василенко
«9» февраля 2018 г.



УТВЕРЖДАЮ
Проректор по научной работе
ФГАОУ ВО «ЮУрГУ»
(НИУ)


А.А. Дьяконов
«27» февраля 2018 г.



**АКТ ИСПЫТАНИЯ
УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ОТ ОБРЫВА ФАЗНОГО ПРОВОДА ВОЗДУШНОЙ
ЛИНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ
НА ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

г. Челябинск

20 декабря 2017 г.

В лаборатории кафедры «Электрические станции, сети и системы электро-снабжения» ФГАОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет» (национальный исследовательский университет) на физической модели проведено испытание устройства защиты от обрыва фазного провода воздушной линии напряжением 10 кВ.

Устройство защиты содержит микропроцессорный счётчик электрической энергии типа СЕ308-S31 изготовления ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера», который дополнен функциями, позволяющими выявлять обрыв фазного провода воздушной линии напряжением 10 кВ. Счётчик устанавливается на стороне низшего напряжения силового трансформатора напряжением 10/0,4 кВ. Указанные дополнения стали возможны в результате аналитических и экспериментальных исследований, выполненных аспирантом кафедры «Безопасность жизнедеятельности» А.В. Хлоповой. На устройство получен патент Российской Федерации № 2633803, патентообладателями которого являются ФГАОУ ВО «ЮУрГУ» (НИУ) и ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера».

Испытания устройства защиты на физической модели электрической сети напряжением 380/177 В проведены в два этапа:

16–17 октября 2017 г. – пуско-наладочные работы устройства защиты, показавшие принципиальную возможность его работы.

Октябрь – декабрь 2017 г. – расширенные испытания устройства защиты, при которых создавались различные режимы работы электрической сети напряжением 380/177 В (нормальный режим, обрывы фазного провода в питающей электрической сети 380 В (прототип сети 10 кВ), изменение несимметрии фазных нагрузок потребителей электроэнергии в сети напряжением 177 В).

Результаты испытания устройства защиты представлены в прилагаемых к Акту испытания двух таблиц.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Показания микропроцессорного счётчика, снятые с его дисплея, при различных режимах работы электрической сети качественно и количественно совпадают с данными результатов исследований, полученных при компьютерном и физическом моделировании, а также при экспериментах в опытной электрической сети.

2. Изменения напряжения обратной последовательности U_2 строго соответствуют исследуемым режимам работы электрической сети, в которой возникают обрывы фазного провода воздушной линии напряжением 10 кВ, что говорит о возможности использования этого параметра для построения защиты.

3. Проведённые испытания на физической модели показали принципиальную возможность использования микропроцессорного счётчика электрической энергии типа СЕ308-S31, дополненного определёнными функциями, в качестве устройства защиты от обрыва фазного провода воздушной линии напряжением 10 кВ.

Приложения: две таблицы с результатами испытаний устройства защиты.

Генеральный конструктор Корпоративного
института электротехнического
приборостроения

Филатов О.В.

Доцент кафедры «Электрические станции, сети
и системы электроснабжения» ЮУрГУ, к.т.н.,
доцент

Ершов А.М.

Заведующий кафедрой «Безопасность жизне-
деятельности» ЮУрГУ, д.т.н., профессор

Сидоров А.И.

Ассистент кафедры «Электрические станции,
сети и системы электроснабжения», аспирант
кафедры «Безопасность жизнедеятельности»

Хлопова А.В.

Таблица 1 – Испытания на физической модели 380/177 В микропроцессорного счётчика типа СЕ308-S31 в качестве устройства защиты от обрыва фазного провода воздушной линии электрической сети напряжением 10 кВ (параметры физической модели: напряжение 380/177 В; $S_T = 0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, схема соединения обмоток Δ/Y_H ; место установки счётчика – за трансформатором).
Показания, снятые со счётчика

| Режим работы ВЛ-380 В | Нагрузка по фазам, % | | | Напряжения сети за трансформатором (точка 3), В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | | Ток, А | | | |
|-----------------------|----------------------|-------|-------|---|----------|----------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---------------------------------------|---------------|---------------|--------|-------|-------|-----|
| | P_A | P_B | P_C | U_{AN} | U_{BN} | U_{CN} | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | Φ_{UaUb} | Φ_{UaUc} | Φ_{UcUa} | I_A | I_B | I_C | |
| Нормальный | 1 | 100 | 100 | 100 | 107,3 | 106,9 | 106,8 | 185,7 | 183,9 | 180,9 | 0,4 | 185,7 | 1,8 | 120 | 118 | 121 | 1,7 | 1,7 | 1,7 |
| | 2 | 0 | 100 | 100 | 112,7 | 107,5 | 107,3 | 192,5 | 184,4 | 191,2 | 0,9 | 189 | 5,0 | 121 | 118 | 120 | 0 | 1,6 | 1,6 |
| | 3 | 0 | 0 | 100 | 113 | 112,3 | 108 | 195 | 190 | 191,5 | 1,3 | 192 | 3,3 | 120 | 119 | 120 | 0 | 0 | 1,5 |
| | 4 | 0 | 0 | 0 | 113 | 112,6 | 112,6 | 195,7 | 194 | 196,5 | 0,7 | 195 | 1,8 | 120 | 119 | 120 | 0 | 0 | 0 |
| Обрыв фазы А | 5 | 100 | 100 | 100 | 55,3 | 107,3 | 52 | 162,8 | 159,3 | 5,0 | 0,5 | 96 | 90,3 | 178 | 175 | 5 | 0,8 | 1,7 | 0,8 |
| | 6 | 0 | 100 | 100 | 82,3 | 107,5 | 46,5 | 183,4 | 152,6 | 60,6 | 9,5 | 122,7 | 71 | -150 | -163 | -47 | 0 | 1,6 | 0,7 |
| | 7 | 0 | 0 | 100 | 80,1 | 112,3 | 45,7 | 186,9 | 156,7 | 78,2 | 15,2 | 125 | 63 | -152 | -166 | 47 | 0 | 0 | 0,6 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 60,5 | 112,5 | 52,2 | 173,1 | 164,9 | 8,3 | 0,6 | 97,5 | 97,5 | -179 | 179 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Обрыв фазы В | 9 | 100 | 100 | 100 | 52,5 | 55,3 | 107,9 | 2,8 | 163,2 | 160,5 | 3,6 | 93,9 | 93,3 | 0 | -179,9 | 179 | 0,8 | 0,8 | 1,7 |
| | 10 | 0 | 100 | 100 | 82,1 | 52,7 | 108,1 | 71 | 158 | 181,5 | 8,7 | 129,5 | 65 | 57,4 | 156,5 | 145,9 | 0 | 0,8 | 1,6 |
| | 11 | 0 | 0 | 100 | 53,1 | 60,1 | 108,8 | 7,3 | 168,5 | 161,7 | 1,8 | 96,9 | 33,6 | -2,5 | -177,8 | 179 | 0 | 0 | 1,6 |
| | 12 | 0 | 0 | 0 | 53,6 | 60,6 | 113,5 | 7,5 | 174,2 | 167 | 0,8 | 102 | 97,8 | -2,5 | -177,5 | 179 | 0 | 0 | 0 |
| Обрыв фазы С | 13 | 100 | 100 | 100 | 107,6 | 57 | 50,9 | 164,4 | 10,1 | 158,8 | 0,9 | 97,3 | 89,2 | 177,3 | -7 | -174 | 1,7 | 0,9 | 0,8 |
| | 14 | 0 | 100 | 100 | 112,5 | 57,6 | 51,4 | 170 | 9,8 | 163,8 | 1,5 | 104 | 92,8 | -173 | -8,3 | -174,5 | 0 | 0,8 | 0,7 |
| | 15 | 0 | 0 | 100 | 112 | 89,4 | 37 | 197,3 | 67,9 | 148,2 | 8,3 | 124,5 | 79,9 | 155,6 | 44,7 | 159,7 | 0 | 0 | 0,5 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 112,9 | 67 | 46,9 | 179,8 | 20,3 | 159,9 | 0,9 | 102 | 91,7 | 177,4 | 2,4 | 179,3 | 0 | 0 | 0 |

Генеральный конструктор Корпоративного института электротехнического приборостроения

Филатов О.В.

Доцент кафедры «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» ЮУрГУ, к.т.н., доцент

Ершов А.М.

Заведующий кафедрой «Безопасность жизнедеятельности» ЮУрГУ,

Сидоров А.И.

д.т.н., профессор

Ассистент кафедры «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»,

Хлопова А.В.

аспирант кафедры «Безопасность жизнедеятельности»

3

Таблица 2 – Испытания на физической модели 380/177 В микропроцессорного счётчика типа СЕ308-S31 в качестве устройства защиты от обрыва фазного провода воздушной линии электрической сети напряжением 10 кВ (параметры физической модели: напряжение 380/177 В; $S_T = 0,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, схема соединения обмоток Y/Y_H ; место установки счётчика – за трансформатором).
Показания, снятые со счётчика

| Режим работы ВЛ-380 В | Нагрузка по фазам, % | | | Напряжения сети за трансформатором (точка 3), В | | | | | | | | | Углы между фазными напряжениями, град | | | Ток, А | | | |
|-----------------------|----------------------|-------|-------|---|----------|----------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|---------------------------------------|---------------|---------------|--------|-------|-------|-----|
| | P_A | P_B | P_C | U_{AN} | U_{BN} | U_{CN} | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | U_0 | U_1 | U_2 | Φ_{UaUb} | Φ_{UaUc} | Φ_{UcUa} | I_A | I_B | I_C | |
| Нормальный | 1 | 100 | 100 | 100 | 104 | 103,6 | 103,1 | 180 | 177 | 180 | 0,2 | 180 | 1,9 | 120 | 118 | 120 | 1,6 | 1,6 | 1,6 |
| | 2 | 0 | 100 | 100 | 109 | 101,9 | 105,4 | 185 | 177 | 184 | 2,5 | 182 | 4,4 | 123 | 118 | 118 | 0 | 1,5 | 1,6 |
| | 3 | 0 | 0 | 100 | 110 | 105 | 103 | 188 | 181 | 184 | 2,7 | 184 | 3,6 | 120 | 120 | 118 | 0 | 0 | 1,5 |
| | 4 | 0 | 0 | 0 | 108 | 107 | 106 | 187 | 184 | 187 | 0,2 | 186 | 2,2 | 120 | 118 | 120 | 0 | 0 | 0 |
| Обрыв фазы А | 5 | 100 | 100 | 100 | 13 | 91 | 86 | 77 | 177 | 72 | 3,7 | 105 | 105 | 0 | 171 | 0 | 0,2 | 1,4 | 1,3 |
| | 6 | 0 | 100 | 100 | 22 | 95 | 83 | 72 | 178 | 60 | 5,5 | 117 | 117 | 0 | 175 | 0 | 0 | 1,5 | 1,3 |
| | 7 | 0 | 0 | 100 | 69 | 113 | 80 | 162 | 190 | 95 | 8,5 | 145 | 54 | -123 | -157 | -79 | 0 | 0 | 1,1 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 22 | 102 | 83 | 79 | 185 | 60 | 2,0 | 118 | 118 | 0 | -178 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Обрыв фазы В | 9 | 100 | 100 | 100 | 89 | 0,8 | 90 | 88 | 89 | 179 | 0,3 | 90 | 90 | 0 | 0 | -179 | 1,4 | 0 | 1,4 |
| | 10 | 0 | 100 | 100 | 104 | 38 | 83 | 135 | 73 | 185 | 0,8 | 120 | 70 | 136 | 61 | 161 | 0 | 0,5 | 1,2 |
| | 11 | 0 | 0 | 100 | 109 | 84,7 | 95 | 157 | 122 | 202,8 | 20 | 156,5 | 49 | 107 | 85 | 167 | 0 | 0 | 1,4 |
| | 12 | 0 | 0 | 0 | 93 | 1,4 | 93,9 | 92 | 92,3 | 187 | 0,6 | 95 | 95 | 0 | 0 | -179 | 0 | 0 | 0 |
| Обрыв фазы С | 13 | 100 | 100 | 100 | 87,4 | 92,8 | 14,9 | 179 | 78 | 72,5 | 6,6 | 90 | 90 | -172 | 0 | 0 | 1,4 | 1,4 | 0,2 |
| | 14 | 0 | 100 | 100 | 102 | 86,5 | 42 | 184 | 81,2 | 136 | 3,4 | 125 | 63 | -155 | -68,5 | -137 | 0 | 1,2 | 0,6 |
| | 15 | 0 | 0 | 100 | 89,2 | 98,3 | 18,7 | 187,2 | 79,6 | 70,3 | 6,1 | 93,8 | 93,8 | -173 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,2 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 83,9 | 103,4 | 23,9 | 187,4 | 79,5 | 60,1 | 7,5 | 93,6 | 93,6 | 177 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Генеральный конструктор Корпоративного института электротехнического приборостроения

Филатов О.В.

Доцент кафедры «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» ЮУрГУ, к.т.н., доцент

Ершов А.М.

Заведующий кафедрой «Безопасность жизнедеятельности» ЮУрГУ,

Сидоров А.И.

д.т.н., профессор

Ассистент кафедры «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»,

Хлопова А.В.

аспирант кафедры «Безопасность жизнедеятельности»

4

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Справка о внедрении результатов диссертационной работы

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе
ФГАОУ ВО «Южно-Уральский
государственный университет
(национальный исследовательский
университет)», доктор технических
наук, профессор



А.А. Радионов
2019 г.

СПРАВКА

**о внедрении результатов диссертационной работы А.В. Хлоповой
«Обеспечение безопасности при обрыве фазного провода воздушных
линий напряжением 6–10 кВ»**

Результаты диссертационной работы Хлоповой Анны Владимировны «Обеспечение электробезопасности при обрыве фазного провода воздушных линий напряжением 6–10 кВ» внедрены в учебный процесс Южно-Уральского государственного университета (национального исследовательского университета), в частности:

- при изучении студентами направления 20.03.01 «Техносферная безопасность» дисциплины «Основы электробезопасности» (в составе тем: «Влияние режима нейтрали на опасность поражения электрическим током», «Средства обеспечения электробезопасности»);
- при изучении студентами направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» дисциплины «Исследование аварийных режимов систем электроснабжения» (в составе темы «Аварийные и послеаварийные режимы при обрывах воздушных и кабельных линий электропередачи»).

Зав. кафедрой
«Безопасность жизнедеятельности»,
доктор технических наук, профессор

А.И. Сидоров

Зав. кафедрой
«Электрические станции, сети
и системы электроснабжения»,
доктор технических наук, профессор

И.М. Кирпичникова