

А.И. КУЗЬМИН

# ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ В ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

*Тольятти 2018*

**А.И. Кузьмин**

---

**ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ  
УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ  
И АВТОМАТИКИ В ГОРОДСКИХ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

Тольятти  
2018

---

## Оглавление

Введение.....	4
1. Анализ текущего состояния системы релейной защиты находящихся в эксплуатации в городских электрических сетях.....	7
1.1 Анализ структуры и особенностей построения и конструктивного исполнения городских электрических сетей.....	7
<b>1.1.1 Схемы городских сетей .....</b>	<b>9</b>
1.1.2 Электроснабжающие сети .....	9
1.1.3 Питающие и распределительные сети 10 кВ .....	10
1.1.4 Распределительные сети 0.4 кВ .....	12
1.1.5 Описание объекта исследования .....	12
1.2 Устройства релейной защиты и автоматики, применяемые в городских электрических сетях.....	15
1.2.1 Историческая справка.....	15
1.2.1 Электромеханические реле .....	19
1.2.2 Электростатические реле .....	21
1.2.3 Микропроцессорные реле .....	23
1.2.4 Виды повреждений .....	25
1.2.5 Парк устройств защиты .....	26
1.2.6 Неисправности.....	26
1.2.7 Защита основного оборудования РП, ТП, питающих и распределительных линий электропередачи .....	27
1.2.8 Автоматика .....	29
1.2.9 Телемеханика.....	31
1.3 Современные тенденции построения интеллектуальных систем электроснабжения и устройств релейной защиты и автоматики городских электрических сетей.....	32
Вывод по главе 1 .....	44
2. Исследование современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики .....	45
2.1 Сравнительный анализ электромеханических и микропроцессорных реле .	45
2.2 Микропроцессорные средства релейной защиты .....	46

2.3 Микропроцессорная релейная защита для интеллектуальной сети .....	48
2.4 Информационная безопасность релейной защиты и автоматики энергетических объектов.....	53
2.5 Сравнительный анализ функционала микропроцессорных блоков релейной защиты .....	54
2.6 Методы расчета коротких замыканий.....	62
Выводы по главе 2.....	66
3 Технико-экономическое обоснование возможности применения выбранных устройств релейной защиты в городских распределительных сетях .....	67
3.1 Параметры системы электроснабжения .....	67
3.2 Анализ нормальных режимов контролируемой сети .....	67
3.3. Токи короткого замыкания.....	68
3.4 Расчет токов короткого замыкания .....	73
3.5 Послеаварийные режимы сети.....	86
3.5.1 Вариант 1 .....	86
3.5.2 Вариант 2.....	95
3.5.3 Вариант 3.....	104
3.4 Экономическое обоснование .....	113
3.4.1. Товарная продукция.....	113
3.4.2 Экономический расчет.....	115
Выводы по главе 3 .....	120
Заключение .....	121
Список используемых источников.....	123

## Введение

Питания потребителей, находящихся на территории городов, осуществляют специальные электрические сети, которые отличаются от электрических сетей энергетической сети. Они обладают своими характерными особенностями и особо полно эти особенности проявляют себя при создании электрических сетей мегаполисов. В нынешнее время эти сети формируют особые системы электроснабжения городов.

Система электроснабжения города состоит из электрических сетей разных напряжений. Эти сети располагаются на территории города и обеспечивают бесперебойное электроснабжения потребителей электрической энергии. Сети напряжением 35 - 110 кВ и выше относятся к питающим сетям, а напряжением 0.4 и 6 - 10 кВ к распределительным сетям. В систему электроснабжения города входят электрические сети 35 - 110 кВ для электроснабжения крупных потребителей. Они в свою очередь связаны с сетями 220 - 330 кВ энергосистемы. Питание большинства потребителей осуществляется распределительной сетью напряжением 6 - 10 кВ, а для питания бытовых потребителей используется напряжение 0.4 кВ.

Непрерывный рост энергопотребления городов требует постоянного развития и улучшения электрических сетей. Это влечет за собой неизбежный рост и разветвленность электрической сети. Что влечет за собой возрастающие число аварий в результате действий внешних и внутренних факторов, таких как погодные явления, старение фондов и неверные действия оперативного персонала. В результате аварий, происходит нарушение нормальной работы части или всей городской сети, что сопровождается недоотпуском электрической энергии потребителям и понижением ее качества, что влечёт за собой материальный ущерб в виде недоотпуска продукции или разрушение основного оборудования. Для ликвидации большинства аварий и не допущения их развития необходимо быстрое отключение поврежденного участка электрической сети при помощи устройств релейной защиты.

Важнейшим видом электрической автоматики является релейная защита, без нее неосуществима нормальная и надежная работа нынешних электрических сетей. За счет нее осуществляется постоянный контроль за состоянием и режимом работы всех частей сети и в случае возникновения дефекта или нарушения режима работы она на них реагирует.

Релейная защита начала свое развитие на электромеханической базе. Со временем конструкция усложнялась, и реле развились до многофункциональных механических комплексов. Затем появились полупроводниковые устройства защиты. Они не имели такой высокой надежности как механические, поэтому не смогли полностью их заменить и на сегодняшний день они эксплуатируются вместе.

После появления и совершенствования цифровой микропроцессорной техники, компьютерных и информационных технологий на свет появились устройства защиты совершенно нового поколения. Впервые эти устройства релейной защиты появились в 80 годах, но в России внедрение микропроцессорных устройств релейной защиты началось только в 90 года прошлого столетия. Техническое перевооружение релейной защиты началось еще в конце прошлого века, но все равно процент электромеханических и статических реле, находящихся в эксплуатации достаточно высок и составляет примерно 65%. При этом надо учитывать то, что первые микропроцессорные реле были введены в эксплуатацию более 20 лет назад и за это время они технически устарели и обладали своими недостатками.

За все время развития релейной защиты алгоритмы их работы не изменились, изменились лишь элементная база и методы реализации защит. Устройства на микропроцессорной базе имеют свои особенности. Они компактны. Специальное программное обеспечение реализует работу логики этих устройств. А конструктивно их выполняют из одного или нескольких микропроцессоров, выходных реле, измерительных преобразователей и дискретных входов. Такое вариант исполнения позволил распределить в одном корпусе разные виды защит и связать их на программном уровне, что

позволило уменьшить расходы на материалы для их изготовления и установки. Помимо этого, уменьшились габаритные размеры устройства и его энергопотребление. Конструкция цифровых защит позволяет унифицировать эти устройства и выпускать их с однотипным программным обеспечением. Это упрощает их дальнейшую эксплуатацию на объектах электроснабжения с большим количеством микропроцессорных защит с разными функциями. С помощью программного обеспечения можно задавать и изменять существующие уставки и настройки, а также изменять функций защиты без изменения в схемы. Все сообщения о работе устройства в нормальных и аварийных режимах, кроме того осциллограммы этих событий записываются при помощи встроенного регистратора аварийных и эксплуатационных событий. Благодаря этому можно производить более точный анализ работы защит и аварийных ситуаций.

Поскольку городская сеть очень обширна и разветвлена, то при расчете уставок защиты возникают проблемы. Они заключаются в том, что цепь от источника до места повреждения состоит из множества элементов и быстродействие релейной защиты упирается в конструктивные особенности самого реле, что в свою очередь влечет к неизбежному увеличению времени нахождения электроустановок под большим током в случае аварии. Микропроцессорные устройства релейной защиты более совершенны в плане быстродействия и позволяют более точно отстроить ступени селективности, что снижает время нахождения оборудования под большим током.

Актуальность работы заключается в том, что, хоть процент электромеханических реле достаточно высок, но все равно наблюдается тенденция к их постепенному вытеснению и переходу на более современные устройства защиты. Это связано с тем, что выпуск электромеханических реле практически остановлен, а находящиеся в эксплуатации реле уже морально и физически устарели и с каждым годом процент аварий из-за неправильных действий электромеханической релейной защиты будет только расти.

## **1. Анализ текущего состояния системы релейной защиты находящихся в эксплуатации в городских электрических сетях**

### **1.1 Анализ структуры и особенностей построения и конструктивного исполнения городских электрических сетей**

«Система электроснабжения города - это группа электрических станций, понижающих и преобразовательных подстанций, питающих и распределительных линий» [18].

Цель системы электроснабжения городов представляет собой оснащение электроэнергией всех потребителей городских электрических сетей: компаний, электрифицированного городского транспорта, публичных зданий и сооружений, жилых скоплений, электрического освещения и иных потребителей города и близлежащих пригородных зон.

Системы электроснабжения города его структура, схемы и параметры формируются с учетом естественных условий района, технических характеристик питающей электроэнергетической системы, технологического состава покупателей электроэнергии и генерального проекта застройки и формирования города.

Система электроснабжения должна делать раздельное развитие как по трансформаторной мощности подстанций и пропускной возможности линий электропередач, так и по напряжениям питающих сетей.

Электрические сети должны делаться с учетом оснащения максимальной экономичности, необходимой надежности электроснабжения, соблюдения определенных норм качества электроэнергии, надежности обслуживания и потенциала будущего расширения и развития.

Электрические сети напряжением 110 кВ и выше представляют собой источники питания городов и состоят, как правило, из теплоэлектростанций и понижающих узловых подстанций, электроэнергетических систем в том числе кольцевых сетей с основными подстанциями, линиями и подстанциями глубокого ввода.



«Организация питающих сетей напряжением 110 кВ и выше должна удовлетворять следующим требованиям:

- схема должна предполагать сооружение более двух подстанций с высшим напряжением 110 кВ и выше, запитывающихся от энергосистемы;
- линии связи с энергосистемой должны примыкать более, чем к двум наружным регионально разнесенным энергоисточникам и возводиться, как правило, по различным трассам;
- общее число и пропускная мощность линий связи с энергосистемой должны находиться с учетом обеспечения питания города без ограничений при выключении одной из питающих линий электропередачи;
- устройство схемы должно предоставлять ограничение транзитных перетоков через городскую систему электроснабжения» [30].

ГПП, ПГВ и РП в городах используются в качестве пунктов приема и преобразования электрической энергии. ГПП, как и ПГВ осуществляют прием и преобразование электрической энергии от источников питания на высоком классе напряжения 110-220 кВ. Для питания энергоемких участков города строятся ПГВ.

Использование напряжения 35 кВ повышает капиталовложения и потери в сетях. В результате в проектируемых системах электроснабжения города отказываются от его использования. Предпочтительной системой электроснабжения городских сетей является 110/10 кВ или 220/10 кВ.

Сети 110 и 220 кВ производятся в виде двухцепного кольца, окружающего город и исполняющего роль сборных шин. Кабельные линии 110 кВ выполняют глубокие вводы в районы с плотной застройкой. При отключении розных элементов сети пропускная способность кольца 110 кВ должна гарантировать переток мощности в нормальном и послеаварийном режимах. Для распределения мощности в кольце необходимо чередовать присоединение центров питания к сети 110 кВ и подстанциям 110/10 кВ. Данная схема предоставляет возможность дальнейшего расширения без кардинальных изменений.

### **1.1.1 Схемы городских сетей**

«К городским электрическим сетям принадлежат:

- электроснабжающие сети напряжением 110 - 220 кВ и выше, в том числе кольцевые сети с ПС, линии и ПГВ;
- питающие сети 10 кВ. Питающие линии от ЦП к РП;
- распределительные сети напряжением 10 кВ, в том числе РП, ТП, линии, соединяющие ЦП с РП и ТП, линии, соединяющие ТП меж собой, питающие линии компаний, находящихся на территории города;
- потребительские сети напряжением до 1 кВ. Линии 0.4 кВ от шин ПП до ВРУ или ГРЩ» [30].

Для сохранения архитектурно-эстетического вида, а также очень небольшая территория и стесненные условия городской застройки устанавливают условия необходимости строительства подстанций закрытого типа.

Одним из главных вопросов при построении схемы электроснабжения города представляется наименьшее число трансформаций, это означает что число преобразований меж электроснабжающей и потребительской сетями должно быть минимальным.

Схема электроснабжения города должна обеспечивать возможность поэтапного ее развития. При конструировании системы электроснабжения города нужно использовать легкие схемы как питающих, так и распределительных сетей. Подстанции необходимо размещать в центрах электрических нагрузок потребителей.

Для основной массы городов система напряжений 110/10 кВ и 220/10 кВ является наиболее целесообразной, а для крупнейших городов система 330/110/10 кВ.

### **1.1.2 Электроснабжающие сети**

«Сети 110 кВ и выше крупных городов должны быть связаны по сети наружного электроснабжения с двумя или более независимыми источниками питания энергосистемы через различные опорные подстанции. Это подстанция, получающая электроэнергию от источника питания и распределяющая ее по кольцевой или магистральной сети и по ПГВ. ОПС рекомендовано размещать в других местах кольцевой сети. Линии связи кольцевой сети с ОПС энергосистемы во всех вариантах должны выстраиваться по разным трассам» [18].

«В сетях 110 кВ рекомендовано соединение к одной линии электропередачи с двусторонним питанием, как правило, трех или более подстанций при условии сохранения питания потребителей при аварийном отключении любого участка линии. При проектировании схемы электроснабжающих сетей больших городов в добавок к кольцевой магистральной сети напряжением 110 кВ и выше с двухсторонним питанием города необходимо учитывать сооружение ПГВ напряжением 110 кВ и выше для питания отдельных районов города, не охватываемых кольцевой сетью обозначенного напряжения. В зависимости от районных условий питание ПГВ может учитываться от различных секций шин одной или различных ОПС, а также ответвлениями от кольцевой сети с двухсторонним питанием. ПГВ нужно выполнять двухтрансформаторными с подключением по схеме блоков линия – трансформатор. Лучевая схема питания ПГВ учитывает использование простых схем первичной коммутации» [18].

При разработке электроснабжающих сетей необходимо гарантировать ограничение транзитных перетоков через городскую систему электроснабжения.

### **1.1.3 Питающие и распределительные сети 10 кВ**

«Напряжение 10 кВ принято в качестве основного среднего напряжения питающих и распределительных городских электрических сетей. Питающие сети состоят из линий электропередачи от шин 10 кВ опорных подстанций или

подстанций глубокого ввода до шин 10 кВ распределительных пунктов и связей между распределительными пунктами. Шины 10 кВ опорных подстанций или подстанций глубокого ввода называются центрами питания. Задача питающих электрических сетей - это концентрированная передача мощности на распределительные пункты в районы, удаленные от центров питания указанных подстанций. Распределительные пункты осуществляют прием электрической энергии от центров питания и её распределение на напряжении 10 кВ» [18].

Рациональность сооружения распределительных пунктов напряжением 10 кВ должна формулироваться в каждом определенном случае технико-экономическими расчетами и при условии, что нагрузка на их шинах не менее 7 МВт. Питание распределительных пунктов должно реализовываться по лучевым взаимно резервируемым линиям, подключенным к различным секциям центров питания. РП на 10 кВ выполняются обычно с одной секционированной системой сборных шин. На СВ должно устанавливаться устройство АВР.

Распределительные сети - сети от шин 10 кВ РП до РТП10/0.4 кВ.

Распределительная сеть 10 кВ это сочетание радиальных, кольцевых и лучевых (магистральных) схем питания городских распределительных подстанций.

Для электроснабжения потребителей первой категории рекомендованны следующие схемы:

- радиальные;
- двухлучевая с односторонним питанием;
- двухлучевая с двухсторонним питанием.

«Для электроснабжения потребителей особой группы или первой категории рекомендованна двухлучевая схема с двухсторонним питанием, но необходимо подключение взаимно резервирующих линий 10 кВ к разным независимым ИП. Помимо этого, на СВ РУ 0.4 кВ двухтрансформаторных ТП должно быть установлено устройство АВР. Сочетание петлевых и кольцевых схем 10 кВ считается главным принципом формирования распределительной

сети 10 кВ для электроприемников второй категории, это обеспечивает двухстороннее питание каждой трансформаторной подстанции, и петлевых схем 0.4 кВ. Для электроснабжения участков города с электроприёмниками первой и второй категорий рекомендовано использование на напряжении 10 кВ комбинированной петлевой двухлучевой схемы с двухсторонним питанием. Сочетание петлевых линий 10 кВ и радиальных линий 0.4 кВ к потребителям является главным принципом формирования распределительной сети 10 кВ для электроприемников третьей категории. Для электроснабжения потребителей с электроприемниками третьей категории рекомендовано использование «однотрансформаторных подстанций, питающихся по петлевым схемам» [30].

#### **1.1.4 Распределительные сети 0.4 кВ**

К распределительным сетям 0.4 кВ относятся сети от шин 0.4 кВ РТП до ВРУ или ГРЩ построек и сооружений.

ВРУ или ГРЩ необходимо устанавливать на вводе в здание.

Ввода ВРУ и ГРЩ осуществляющие питание электроприемников первой и второй категорий необходимо выполнять от разных источников, которые в свою очередь присоединены к независимым источникам питания. Автоматика АВР должно быть установлено на секционном выключателе сборки 0.4 кВ двухтрансформаторных ТП и на ВРУ, а на вводах питающих линий ВРУ и ГРЩ должны быть установлены аппараты релейной защиты.

Петлевые схемы 0.4 кВ в сочетании с петлевыми схемами 10 кВ рекомендуются к применению для электроприемников второй категории. При этом линии 0.4 кВ могут соединяться с одной или несколькими ТП.

Питание электроприемников третьей категории рекомендовано осуществлять по линии с односторонним питанием.

Распределительные сети 0.4 кВ необходимо выполнять с глухо заземлённой нейтралью.

#### **1.1.5 Описание объекта исследования**

Объектом исследования является участок городской электрической сети находящейся в обслуживании АО «ССК». Он включает в себя 2 подстанции с высшим напряжением 110 кВ, несколько распределительных пунктов и трансформаторных подстанций с высшим напряжением 10 кВ. Предметом исследования являются устройства релейной защиты и автоматики, находящиеся в эксплуатации в городских электрических сетях. Принципиальная схема участка электрической сети представлен на рисунке 1.

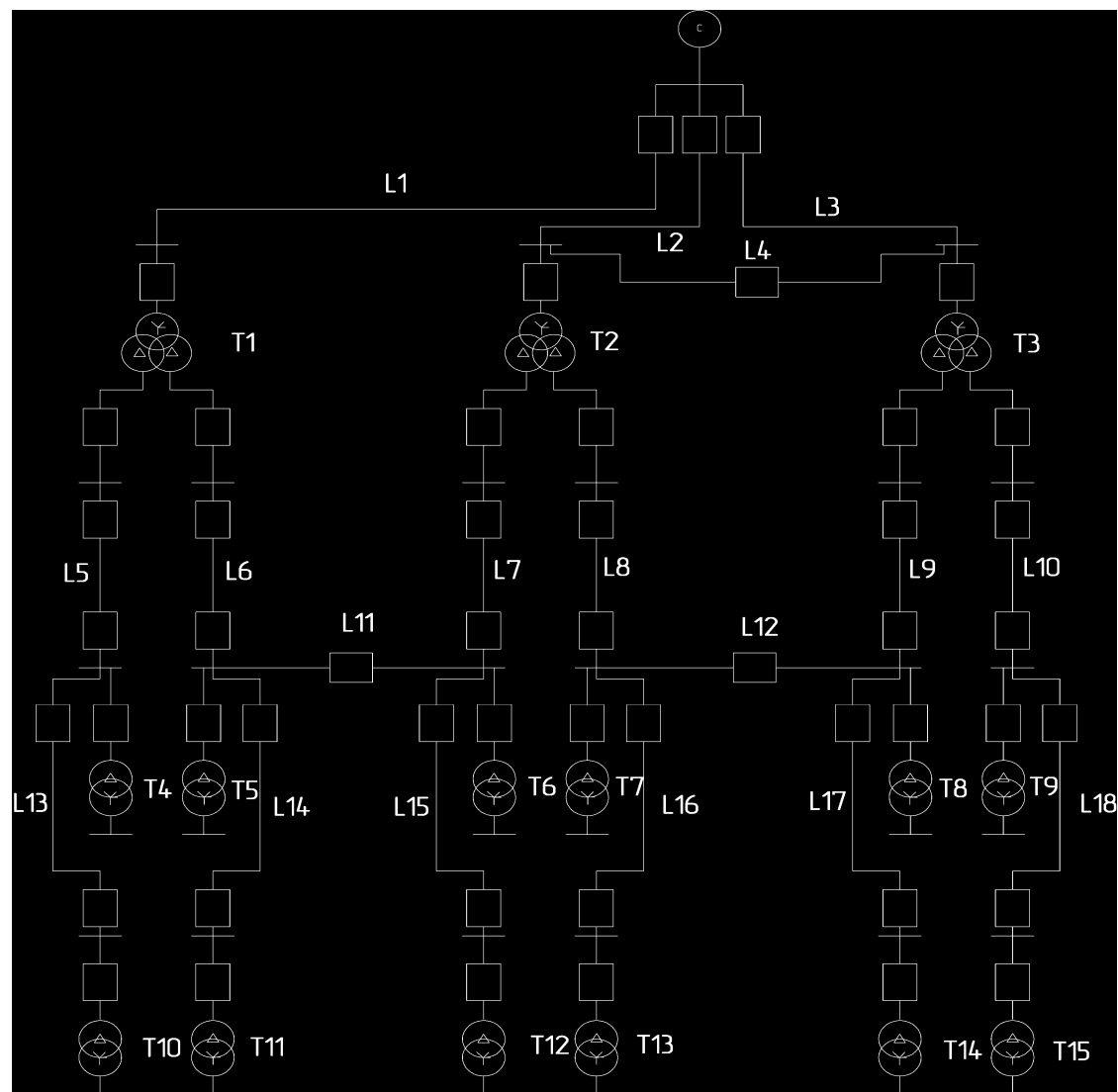


Рисунок 1 - Принципиальная схема электроснабжения городской электрической сети

## **1.2 Устройства релейной защиты и автоматики, применяемые в городских электрических сетях**

В настоящее время на объектах электроэнергетики г. Самара можно встретить достаточно разнообразный парк устройств релейной защиты и автоматики. Основную их массу составляют электромеханические реле, далее идут микропроцессорные и совсем немного электростатические. Такой разброс связан с тем, что выполнялась частичная реконструкция подстанции либо не было возможности замены вышедшего из строя оборудования на аналогичное.

### **1.2.1 Историческая справка**

Одна из самых сложных дисциплин в области электротехники - это защита энергосистемы, которая требует не только правильного понимания различных составляющих энергосистемы и их работы, а также хорошего знания и понимания ненормальной работы и ошибок, которые могут произойти в любом элементе энергосистемы. Кроме того, быстрое изменение и развитие в принципах реле, а также в их технологии являются дополнительными факторами, которые обязывают тех людей, работающих в этой области, постоянно расширять и обновлять свои знания. В этой статье мы пролили свет на эволюцию защитных реле от зарождения электрической энергии по настоящее время. Мы постараемся также предвидеть будущие перспективы и тенденции в этой области.

Релейная защита - это неотъемлемая часть любой энергосистемы. Основной задачей системы защиты является быстрая локализация неисправности, так чтобы неповрежденные части системы могли продолжить функционирование. Защитные реле - это принимающие решения устройства в схеме защиты. Эти реле прошли, более чем через столетие, важных изменений в их функциональных возможностях и технологиях. Каждое изменение приносит с собой трудности и улучшения как технические, так и финансовые. В этой статье мы пролили свет на эволюцию защитных реле от зарождения



электрической энергии по настоящее время. Мы постараемся также предвидеть будущие перспективы и тенденции в этой области.

С первых дней появления электроэнергии, была предусмотрена необходимость в устройствах, предотвращения или ограничения нежелательных события в энергосистеме. История релейной защиты начинается более чем столетие назад. Некоторые записи говорят, что первое защитное реле было произведено в 1902 году (Singh, 2007, Pathirana, 2004), другие относят к 1905 (Lundqvist, 2001; Rebizant и соавт., 2011). Но независимо от даты, к сожалению, приходится констатировать, что устройства релейной защиты произвели важную революцию в начале XX века. В 1909 году, индукционный диск реле максимальной токовой защиты с зависимостью времени срабатывания от тока вошли в практику, и концепция выбора направления неисправностей включили в эти защитные реле (Singh, 2007,).

Дифференциальное реле было разработано с использованием вспомогательных проводов для передачи информации из одного конца до другого конца линии (Pathirana, 2004). В 1923 году, дистанционное реле появились в виде пассивного компонента цепи. Позже реле индукционного типа с очень высокой точностью вошли в практику. После этого, в 1939 году были разработаны поляризованные реле постоянного тока с большей точностью и чувствительностью (Singh, 2007; Warrington, 1968).

Все реле, разработанные до 1940-х годов, были электромеханическими. Эти устройства позволяют получить очень высокую точность и чувствительность по типу индукционного реле с барабанчиком и хороши для задач, которые им поручаются.

Начало 1940-х годов показало дорогу в разработке реле с помощью электронных устройств (Singh, 2007,). Эти реле называются статическими реле или твердотельными реле, потому что они не содержат движущихся частей. Появление транзисторных схем открыло дверь в разработку ряда новых концепций защит, как мгновенный компаратор, фазный компаратор и т. д.

Основным преимуществом таких реле состоит в том, что были необходимы не движущиеся части для выполнения своей функции. Скорость этих реле была также больше, чем скорость их электромеханических аналогов и их время возврата было меньше чем время возврата электромеханических реле защиты. В дополнение к этим преимуществам, твердотельные реле могут быть установлены более точно (Sachdev и соавт., 2009).

Это поколение статических реле быстро стало очень популярным и обрело большое место в защите энергосистемы.

В пиковый период известных твердотельных реле, еще одно поколение защитных устройств появляются, чтобы увидеть свет; это цифровые технологии.

Использование цифровой вычислительной техники и микропроцессоров для целей релейной защиты привлекло внимания исследований, начиная с конца 1960-х годов (Singh, 2004). Первые серьезные предложения по использованию цифровых компьютеров пришли из Rockefeller в 1969 году (Rockefeller, 1969; Singh, 2004). Множество публикаций вскоре после этого сообщили о цифровых реле. Но первое микропроцессорное реле предлагалось в качестве коммерческого прибора только в 1979 году (Sachdev, 1979). В ту эпоху, усилия были сконцентрированы получить очень высокую скорость устранения неисправности. Для достижения этой цели были предложены различные методы и алгоритмы. Они включают общие аппаратные платформы, настройка программного обеспечения для выполнения различных функций (Sachdev и соавт., 2009).

В конце 1980-х, многофункциональные цифровые реле поступили на рынок (Sachdev и соавт., 2009). Эти устройства резко уменьшают размеры и затраты на установку и превратились в микропроцессорные реле для мощных инструментов в современных подстанциях.

В 1988 году, исследовательская группа политехнического университета Вирджинии разработали первый прототип устройство векторных измерений (PMU) на основе реле (Phadke, 2002). Этот метод позволяет измерять, кроме

величин в электрических структурах, фазовых углов (Zhang, 2010) и может предложить новую информацию, которая может быть использована для улучшения функциональной логики защитного реле.

В 1990-е годы, понятие комплексной защиты и управления стали очень популярными и получили все преимущества микропроцессорной техники, для защиты, мониторинга, управления, возмущения энергосистемы и обработка событий, и коммуникации. Размеры реле, а также количество проводов были значительно снижены благодаря интеграции функций и использования последовательной связи.

Пожалуй, самая привлекательная черта этих цифровых реле - это возможность коммуникации, которая открывают новые горизонты для охраны и защиты оборудования.

В настоящее время существует множество продвинутых методов связи, которые могут быть использованы для улучшения защиты, управления, быстрого восстановления работы, анализа работы, функции технического обслуживания и планирования. Эти средства связи для инженерного манипулирования, испытания, обслуживания и доступны в реальном времени и передачи информации к соседним реле (Wang и соавт., 2002; Eissa, 2002).

Информация - это основной компонент в схеме защиты. Важным вопросом является коммуникация и обработки информации эффективным и экономичным способом. Ключевым элементом в системе связи является физическая среда, используемая при передаче информации через систему. Есть много различных типов средств связи, таких как витая пара, коаксиальный кабель, оптоволоконный кабель и беспроводная связь (Ali и соавт., 2007).

На сегодняшний день беспроводные сети самый популярный выбор для нового сетевого алгоритма.

В наше время современные цифровые реле опираться на опыт и технические ресурсы предыдущих серий, а также компактность и меньшее энергопотребление вместе с поддержкой дистанционного управления на основе расширенной функции коммуникации. Использование системы глобального

позиционирования (GPS) для цифрового измерения, особенно для защиты воздушных линий, дает очень обнадеживающие результаты. Они являются более точными, чем алгоритм дистанционного реле, которые страдают от сложных моделей линий электропередач и неопределенности параметров из-за старения линии, асимметрия линии и экологических факторов (Во и соавт., 2000). Использование технологии GPS позволяет при условии синхронизации времени с точностью до  $\pm 1$  мкс (Radojevic & Terzija 2007,) что свидетельствует о высокой точности этой техники.

На самом деле, точность реле зависит не только от их аппаратных компонентов, а также и от способов обработки информации для выработки сигнала; это то, что называется алгоритмом обработки данных и методом обработки.

Таким образом, исследования по определению оптимального способа получения наиболее точного решения в кратчайшие сроки это одна из основных задач в конструкции цифровых защитных реле.

За последние два десятилетия, применение методов искусственного интеллекта в силовой релейной защите (ANN, Нечеткая логика, генетические алгоритмы...) находится в стадии исследования. Возможно, самый замечательный аспект в технологии искусственного интеллекта является способность к обучению любым (сложным отображения входов/выходов и распознаванию помех).

Эти методы были довольно успешными, но не приемлемы для разной конфигурации сети нынешнего времени, рабочих условий энергосистемы и событий (Babu с соавт. 2011).

### **1.2.1 Электромеханические реле**

«Электромеханическая элементная база применяет в качестве органов реле с контактами. Процесс их работы основан на перемещении механических частей под действием электрического тока, протекающего по обмоткам реле. Электромагнитная энергия в реле преобразуется в механическую энергию,

которая осуществляет перемещение подвижной части. В основном используется угловое перемещение. При помощи таких электромеханических систем можно создавать реле с одной или несколькими действующими электрическими величинами. В реле с одной воздействующей величиной происходит сравнение вращающего момента с заданным противодействующим моментом, как правило, создаваемым пружиной, к ним относятся измерительные и логические реле. Необходимо также учитывать момент, определяемый трением, который, тоже предотвращает срабатывание реле, но в отличие от последнего мешает и возврату» [29].

«В реле с двумя и более действующими величинами происходит сравнение сформированных из них величин между собой. Работа электромагнитных реле, основана на действии магнитных полей неподвижных обмоток на подвижный ферро магнитный элемент. Работа индукционных реле базируется на взаимодействии переменных электромагнитных полей статичных обмоток с токами, индуктированными этими полями в подвижном неферромагнитном элементе реле. Контакты измерительных реле могут быть использованы для выполнения логической части защит, а также функций исполнительного органа реле. Иногда используются специальные логические реле на более подходящем электромагнитном принципе. Специальные логические реле, как правило называемые промежуточными, используются для умножения контактов измерительных реле, увеличения мощности сигналов, передаваемых измерительными реле, гальванической развязки логических и отключающих цепей. Для создания выдержки времени используются вспомогательные контуры обмотки или дополнительные короткозамкнутые витки, насаживаемые на магнитопровод реле. Указательные реле также относятся к специальным логическим реле, они предназначены для подтверждения срабатывания защиты или ее отдельных частей и органов. Для создания реле времени применяются электромагнитные пусковые механизмы с тормозящим маятниковым приспособлением или особые микродвигатели

переменного тока. Контакт реле как правило состоит из статичного и подвижного элементов» [18].

«На рассмотренной электромеханической элементной основе, реализуемой в виде электромеханических реле, могут быть выполнены все многофункциональные части, аппараты и элементы защиты. Реле на такой базе все еще массово применяется на практике и, вероятно, будут ещё применяться и дальше для выполнения простых защит в системах электроснабжения потребителей, когда нет потребности в использовании полупроводниковых и микропроцессорных защит. Минусами электромеханических реле являются как правило потребление большой мощности от первичных измерительных преобразователей, что обуславливает как большие размеры электромеханических реле, так и потребность в применении ТА и ТУ большей мощности; присутствие подвижных частей в магнитных системах и контактов, обуславливающих необходимые требования к эксплуатации, уменьшающих сроки работы реле без выполнения восстановительных работ и воздействующих на надежность функционирования защит; сравнительно невысокая вибростойкость измерительных и отдельных логических органов, к примеру выдержки времени. Полный срок службы УРЗА на электромеханической базе составляет 25 лет» [26].

### **1.2.2 Электростатические реле**

Полупроводниковая элементная база используется для выполнения всех многофункциональных частей и органов релейной защиты. Ее внешней характерной чертой является неимение подвижных элементов и контактов.

Немаловажное значение при использовании полупроводниковых схем придается осуществлению логической части, в следствии того что измерительные органы не имеют контактов, которые имели бы возможность реализовывать логические операции. Первыми стали применяться диодные схемы сравнения. Далее появились диодно-транзисторные и транзисторные

защиты, но от них отказались. Затем стали внедрять интегральную микроэлектронику, модернизация которой относится к 60-м годам.

Интегральные микросхемы (ИМС) представляют собой микроэлектронные изделия, производящие некоторые функции преобразования и обработки сигналов и обладающие высокой плотностью электрически связанных элементов в кристалле.

В зависимости от задачи интегральные схемы делятся на аналоговые и цифровые.

Аналоговые микросхемы нужны для преобразования и обработки постоянных сигналов. Примером такой схемы являются операционные усилители, применяемые в измерительных органах РЗ. Цифровые микросхемы нужны для преобразования и обрабатывания сигналов, сформулированных в двоичном или другом цифровом коде. Цифровые схемы применяются для выполнения логической части УРЗ, сделанных на базе интегральной микроэлектроники.

Общая оценка УРЗ, выполненных на ИМС.

Применение операционных усилителей и логических элементов на ИМС дает возможность производить все современные устройства релейной защиты. В сравнении с устройствами защиты на электромеханической базе, реле более технически совершенны, и имеют меньшие габариты.

Интегральная микроэлектроника дает дополнительные возможности для создания всевозможных схем сравнения. Совокупностью конструктивных мероприятий и методов контрольных испытаний, общепринятых в международной практике получается гарантировать устойчивость защиты к импульсным перенапряжениям и помехам. Использование усилительных свойств операционных усилителей дает возможность значительно снизить потребление от первичных ТА и ТУ. Хотя при этом присутствуют ограничения, обусловленные тем, что в улавливающей части ИО требуется использование изолирующих и согласующих ТА и ТУ, их мощности намагничивания бывают

в 2 - 3 выше мощности, нужной для управления схемами формирования и сравнения.

В устройствах на ИМС, более проще, чем в электромеханических, выполнять непрерывный, тестовый или диагностический контроль. Это позволяет облегчить обслуживание и эксплуатацию УРЗ и тем самым повысить их надёжность.

Главными недостатками УРЗ на ИМС являются довольно большое количество разнотипных узлов и блоков, нужных для выполнения всевозможных функций защиты и существенное количество элементов схем из-за небольшой степени интеграции в ОУ и логических ИМС.

### **1.2.3 Микропроцессорные реле**

«Более трех десятилетий назад начали производить и использовать для выполнения функций защиты энергообъектов микропроцессорные устройства. За это время была улучшена структура их аппаратной части, гораздо повышены эксплуатационные характеристики. Микропроцессорная релейная защита повсеместно заменяет аналоговую и электромеханическую. Этому процессу содействует ряд преимуществ, которыми располагают современные микропроцессорные устройства РЗА:

- проведение самодиагностики (автоматического контроля исправности отдельных модулей и аппарата в целом с индикацией состояния и блокировкой выходов устройства при его неисправности) и проверки первичного оборудования;
- автоматическая регистрация режимов, событий и аварийных процессов, что позволяет уменьшить время на выяснение причин аварий;
- облегчение расчёта уставок, увеличение их точности и достоверности измерений, уменьшение ступеней селективности, что уменьшит время действия защит и возможность изрядного повреждения оборудования;
- малая потребляемая мощность в цепях питания и измерения (в основном, нет нужды проверки точности трансформаторов тока и напряжения);



- возможность объединения устройств РЗА в составе АСУ с обеспечением дистанционного изменения уставок, контроля режима работы энергообъекта и состояния самого УРЗ, передачи аварийных процессов на АРМ;

- выполнение новых функций и рабочих возможностей (учёт ресурса отключающей возможности выключателя, хранение нескольких комплектов конфигурации и уставок, восстановление формы кривой тока при насыщении трансформаторов тока и т.д.)» [26].

«Существенным является и тот факт, что, обладая небольшими габаритами, цифровое устройство выполняет алгоритмы всех УРЗА, необходимых для отдельных энергообъектов согласно ПУЭ. При этом выполнено гибкое конфигурирование терминала защиты: в действие можно ввести только те защиты и автоматику, которые необходимы. Кроме того, возможно подключение к терминалу внешних защит, не реализованных в нем. Микропроцессорные терминалы, шкафы и комплекты защит выпускаются как иностранными («ABB», «СЕС АВЛот»), так и российскими (ЗАО «Радиус-автоматика», исследовательский центр «Бреслер», ООО «Парма Прот», НТЦ «Механотроника», ООО «АББ Реле-Чебоксары», ООО «Экра») предприятиями. Вне зависимости от производителя микропроцессорные терминалы обеспечивают:

- местный и дистанционный ввод уставок защит и автоматики, а также их хранение и отображение;

- сигнализацию срабатывания защит и автоматики, индикацию положения выключателя;

- контроль положения выключателя и исправности его цепей управления;

- двустороннюю передачу данных по стандартным каналам связи между устройством защиты и АСУ;

- отображение измеряемых и вычисляемых параметров защищаемого энергообъекта;

- местное и дистанционное управление выключателем;

- при работе устройства отслеживание внешних дискретных сигналов управления и блокировок;
- самодиагностику терминала;
- гальваническую развязку входов и выходов устройства» [26].

«Необходимо учитывать, что функциональный потенциал терминала (точность измерений, введение уставок с собственного пульта или через интерфейс связи с компьютером, отображение на светодиодном или жидкокристаллическом дисплее, регистрация событий, осциллографирование аварийных процессов, набор функций защиты и автоматики) обуславливаются ответственностью объекта защиты и оказывают большое влияние на стоимость терминала. Перечень изготавливаемых цифровых средств РЗА содержит как простые недорогие компактные устройства, так и сложные, функционально насыщенные устройства высокой стоимости. Некоторые изготовители называют свои простые микропроцессорные устройства защиты цифровыми реле, позиционируя их как дешёвую замену электромеханических реле. Технической документацией на устройства РЗА на микроэлектронной и цифровой базе полный средний срок службы установлен равным 12 годам» [26].

#### **1.2.4 Виды повреждений**

«Особо тяжёлыми видами повреждений энергосистемы являются короткие замыкания. Самыми опасными и разрушительными считаются трехфазные КЗ. При расчёте токов КЗ используют обусловленные допущения. Как правило не учитывают переходное сопротивление в месте КЗ и активную составляющую внутреннего сопротивления генератора, а сопротивления всех трёх фаз считают одинаковыми. С учётом этих допущений трёхфазное КЗ считается симметричным. Минимальную опасность представляют двухфазные КЗ. При этом виде КЗ ток в здоровой фазе почти отсутствует, а в повреждённых фазах токи равны по значению. В сетях с компенсированной или изолированной нейтралью ОЗЗ короткими не считаются так как проводимость в

месте повреждения не шунтирует источник питания и как правило не требуют скорого отключения. Такой ненормальный режим работы сети называют однофазным замыканием на землю (ОЗЗ)» [15].

«В месте замыкания возникает ёмкостный ток, вызванный распределёнными ёмкостями фазных проводников сети относительно земли. В сущности, это однофазный ток (ток нулевой последовательности), распределенный между тремя фазами. Вторым проводником для этого тока является земля и заземленные грозозащитные тросы линий электропередачи (если они имеются). При расчёте данного тока обычно игнорируют активное и реактивное сопротивления генератора и линии, так как они гораздо меньше ёмкостного сопротивления сети. Главные негативные факторы, возникающие при ОЗЗ, это увеличение напряжений неповреждённых фаз относительно земли до линейных и небольшой ёмкостный ток в месте замыкания на землю. Они способствуют появлению других, более опасных видов замыканий и усложняют поиск повреждения» [22].

### **1.2.5 Парк устройств защиты**

Самыми распространёнными электромеханическими реле, применяемыми на подстанциях и РП, являются РТМ, РТВ, РТ-40, РТ-81, РТ-85, РВ-253, РП-23, РП-25, РП-250, РУ-21. Из электростатических реле в основном применяются реле типа РСТ-80, но из-за их ненадежности их очень мало. Из микропроцессорных блоков устройства компаний «Радиус автоматика», «Механотроника» и «ЧАЗЭ».

### **1.2.6 Неисправности**

В ходе обслуживания устройств релейной защиты для каждого типа реле встречаются специфические неисправности. Основные неисправности, встречающиеся у электромеханических реле это нагар контактов из-за чего, не происходит их замыкания, неисправность изоляции реле в результате чего в схеме появляется вторая земля, уставания возвратных пружин и механической

части из-за чего происходит неправильное или ложное срабатывание релейной защиты, так называемое залипание механической части и отказ работы реле из-за температуры окружающей среды.

Для реле прямого действия самыми распространенными проблемами являются неисправность изоляции и отказ работы из-за конструкции привода в котором они установлены. Связано это с тем что катушки реле установлены в нижней части привода и при смазке привода смазочный материал попадает в катушки и со временем на него оседает пыль и тем самым блокирует нормальных ход якоря со штоком. Помимо этого, происходит неравномерно ослабление крепежа в ходе чего происходит перекос катушки и застревание штока в ней.

Для микропроцессорных и электростатических устройств основными неисправностями являются выгорание портов, нарушение изоляции или полная поломка в основном из-за низкой температуры окружающего воздуха.

### **1.2.7 Защита основного оборудования РП, ТП, питающих и распределительных линий электропередачи**

РЗА городских электрических сетей должна реализовываться с учетом требований ПУЭ. Она как правило, реализовывается на переменном оперативном токе и, в обоснованных случаях, на выпрямленном токе. Устройства релейной защиты должны реализоваться по простым и надежным схемам с наименьшим количеством аппаратуры.

Питающие сети 10 кВ должны реализоваться с учетом АР линий в РП. При параллельной работе питающих линий на приемочных концах должна использоваться максимальная токовая направленная защита. На радиальных линиях 10 кВ с односторонним питанием для защиты от многофазных замыканий должна устанавливаться максимальная токовая защита. Для защиты воздушных и кабельно-воздушных линий необходимо установить двухступенчатую токовую защиту, где токовая отсечка - это первая ступень, а вторая – максимальная токовая защита с выдержкой времени. Устройство

автоматического повторного включения необходимо устанавливать на воздушных и смешанных линиях. Защита фидеров от замыканий на землю должна реализоваться с действием на сигнал. На линиях 10 кВ рекомендуется устанавливать указатели протекания токов КЗ.

В распределительных сетях 10 кВ рекомендуется выполнять телемеханизацию для обеспечения контроля за состоянием основного оборудования и протекающей нагрузки по линиям 10 кВ ЦП и РП. В качестве каналов связи телемеханики рекомендуется применить городские телефонные сети, радиоканалы, высокочастотные и другие каналы связи. Телемеханика должны гарантировать возможность объединенной работы с компьютерной техникой.

«Для защиты секционного выключателя в РП 10 кВ необходимо устанавливать максимальную токовую защиту с ускорением действия защиты при работе АВР. Для сокращения выдержки времени можно установить на секционном выключателе защиту, вводимую на время действия АВР. При наличии в ячейках РУ 10 кВ дуговой защиты устройство АВР должно быть выполнено с блокировкой, предотвращающей включение секционного выключателя на секцию, имеющую внутреннее повреждение. Защита трансформаторов ТП со стороны 10 кВ выполняется предохранителями серии ПКТ при условии обеспечения селективности их работы с защитами смежных элементов. При параллельной работе трансформаторов через сеть 0.4 кВ в точках токораздела петлевых линий необходимо устанавливать предохранители с номинальным током на одну или две ступени меньше чем номинальный ток головных предохранителей петлевых линий ТП. При использовании двулучевых (многолучевых) схем сетей с АВР на напряжении 0.4 кВ или 10 кВ параллельная работа трансформаторов через сеть 0.4 кВ не допускается» [22].

На трансформаторах центров питания рекомендуется устанавливать дифференциальную токовую, максимальную токовую и газовую защиты.

Протекание токов КЗ в электрической сети вызывает перегрузку элементов и сопровождается протеканием по электрооборудованию и

токоведущим частям повышенных токов, вызывая их перегрев и ускоренное старение изоляции. Для жилых и общественных зданий основной характеристикой защиты является быстрота действия аппарата защиты.

Для обеспечения работоспособности электрических сетей и электроустановок жилых и общественных зданий применяются следующие виды защит:

- защита от токов КЗ;
- защита от токов перегрузки;
- защита от минимального напряжения;
- защита эксплуатационного персонала от поражения электрическим током.

В электрических сетях жилых и общественных зданий необходимо устанавливать защиту от токов КЗ, гарантирующую наименьшее время отключения и избирательности действия.

Защиты элементов электрических сетей и электроустановок жилых и общественных зданий напряжением до 1 кВ выполняются при помощи предохранителей, автоматических выключателей и устройств защитного отключения. Каждый аппарат имеет как свои преимущества, так и недостатки.

Уставки защитных аппаратов на линиях, отходящих от ТП, должны приниматься по допустимым ПУЭ токам нагрузки для кабелей или токам послеаварийной нагрузки для резервируемых кабелей и быть ближайшими большими. Уставки аппаратов защиты для взаиморезервируемых линий должны выбираться с учетом их послеаварийной нагрузки.

### **1.2.8 Автоматика**

Устройства автоматики преимущественно используются для восстановления питания потребителей при возникновении нарушений нормального режима работы сети. Следует отметить необходимость согласования избирательности защиты на всех ступенях, а также согласования действий защиты с работой автоматических устройств. Возникает

необходимость в согласовании автоматических устройств, используемых на разных ступенях городской сети. Например, работа устройств АВР в ТП должна быть увязана с работой устройств АВР в РП при наличии последних; устройства АВР в сети 0.4 кВ с АВР в сети 6 - 10 кВ и т. д. В связи с этим могут возникать определенные затруднения.

Расстановку устройств автоматического резервирования в городской сети следует координировать с размещением устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), которые предусматриваются на ЦП. Их назначение сводится к отключению в аварийных случаях части линий 6 - 10 кВ при снижении частоты в энергосистеме, вызванном недостатком мощности. Эффективность АЧР может быть обеспечена только в том случае, когда действие устройств АВР не ликвидирует снижение общей нагрузки сети, осуществляемое АЧР. Для выполнения этого условия необходимо, чтобы параллельно работающие линии 6 - 10 кВ были подключены на ЦП к АЧР одной очереди, а линии, резервируемые с помощью АВР, имели бы АЧР одной и той же или следующей очереди, чем линии, их резервирующие.

Устройства АВР, используемые в городских сетях, могут быть разбиты на две группы по возможности самовосстановления схемы устройства после ликвидации последствий нарушения нормального режима сети и подачи напряжения со стороны источника питания. Все устройства, базирующиеся на применении контакторных станций, обладают свойством самовосстановления. Использование в автоматических устройствах выключателей нагрузки типа ВН-16 требует вмешательства обслуживающего персонала для возвращения устройства АВР в исходное положение. Отметим, что свойство самовосстановления вносит в эксплуатацию сети ряд несомненных преимуществ.

С внедрением устройств автоматики значительно возрастает роль контроля за режимом сети, так как при наличии в сети таких устройств нарушения нормального режима могут остаться незамеченными. В связи с этим в автоматизированных сетях применяются телемеханические устройства для

сигнализации о нарушениях нормального режима, а также для измерения нагрузки и напряжения различных элементов сети.

### **1.2.9 Телемеханика**

Все сооружения городских распределительных сетей не имеют постоянного обслуживающего персонала. Управление режимом работы сети производится выездными дежурными бригадами, общее руководство которыми осуществляется из диспетчерского пункта (ДП).

В неавтоматизированных сетях сигнализация о нарушениях режима поступает или со стороны ЦП при отключении питающих линий 6 - 10 кВ, или со стороны потребителя при возникновении нарушений его электроснабжения.

В полностью автоматизированных сетях последний источник информации отсутствует, так как при возникновении повреждения происходит не только автоматическое отключение поврежденного участка, но и автоматическое восстановление питания потребителей. Поэтому при питании автоматизированных сетей от РП нарушения их режима могут быть установлены только в процессе осмотра сетевых сооружений.

Между тем о всех изменениях в режиме сети дежурный персонал должен узнавать, как можно скорее, чтобы своевременно принять необходимые меры к ликвидации возникшего изменения и избежать наложения повреждений в сети.

В современных условиях соответствующая информация о состоянии сети может быть получена с помощью средств телемеханики. В связи с этим рекомендуют в автоматизированных сетях предусматривать телемеханическое устройства для сигнализации о нарушениях нормального режима.

Необходимость и объем телемеханизации должны обосновываться в каждом конкретном случае и учитывать уровень автоматизации сети.

В связи с последним можно отметить, что целесообразность телемеханизации автоматизированных сетей при их питании от РП или ЦП без постоянного обслуживающего персонала является бесспорной. Необходимо только правильно выбрать объем телемеханизации, так как с помощью таких



устройств имеется возможность осуществлять не только сигнализацию о нарушениях режима, но и вести контроль за нагрузкой отдельных элементов сети, производить переключения в сети. Число операций, выполняемых средствами телемеханики, определяется техническими возможностями принятой системы устройства. Объем телемеханизации городских сетей должен приниматься самым минимальным с целью использования наиболее дешевых средств телемеханики.

### **1.3 Современные тенденции построения интеллектуальных систем электроснабжения и устройств релейной защиты и автоматики городских электрических сетей**

Релейная защита и автоматика играют исключительно важную роль в предотвращении развития и ликвидации аварийных режимов электроэнергетических систем, обеспечении устойчивости и живучести Единой энергетической системы. Современное развитие и усложнение структуры электрической сети, использование инновационных энергетических и электросетевых, а также информационно-коммуникационных технологий, в том числе для управления режимами, изменением требований потребителей к режимам и управляющим воздействиям, обуславливают необходимость совершенствования и развития системы РЗА, придания ей новых функций и возможностей.

Изложенные выше тенденции развития сети характерны не только для России, но и для каждой страны и каждого межгосударственного электроэнергетического объединения. Помимо этого, для каждой из них характерна своя специфика, определяемая масштабами территории, техническими характеристиками энергосистемы, историей развития электроэнергетики, климатом, идеологией управления и другими факторами. Поэтому, анализируя и используя мировой опыт и рекомендации по совершенствованию и развитию принципов и технологий построения систем

РЗА будущих ЭЭС, необходимо учитывать указанные специфические факторы для России и ее ЭЭС.

«Тенденции развития и изменения условий функционирования ЭЭС в перспективе определяют существенные трансформации их структуры, свойств и режимов работы. Эти трансформации обусловлены рядом объективных факторов, которые определяют облик ЭЭС будущего. Продолжается увеличение масштабов ЭЭС, расширение обслуживаемых ими территорий, объединение для совместной работы различных ЭЭС с формированием межрегиональных, межгосударственных и межконтинентальных энергообъединений. Рост электропотребления при рассредоточении генерирующих источников и потребителей по территории приводит к повышению плотности передающих и распределительных электрических сетей. Электроэнергетические системы во все большей мере приобретают функции клиентоориентированных инфраструктурных систем, которые в состоянии предоставлять потребителю электроэнергию в требуемом месте, необходимых качества и надежности электроснабжения и по приемлемой цене для обеспечения роста комфорта жизни и производительности труда при глубокой электрификации промышленности и быта. Продолжается развитие агломераций вокруг крупных городов, обусловленных формированием в них центров государственного и хозяйственного управления, сосредоточение в них высокотехнологичных производств, финансовых ресурсов, креативных групп населения, научно-образовательного кластера. Это приводит к увеличению концентрации сложнзамкнутых электрических сетей энергоснабжения мегаполисов со специфическими проблемами в части реализации и настройки устройств РЗА. Одновременно с этим сохраняется тенденция деурбанизации городских поселений, включая вынос за пределы городской застройки промышленного производства и развитие индивидуального малоэтажного строительства жилья» [33].

«Потребность в малых источниках электроэнергии для индивидуального жилья, целесообразность замены старых коммунальных котельных современными малыми ТЭЦ в связи с появлением новых высокоэффективных газотурбинных, газопоршневых, парогазовых и паротурбинных технологий производства электроэнергии на малых генерирующих установках, гибко адаптирующих ЭЭС и потребителей к неопределенности спроса на электроэнергию, ведут к расширению использования агрегатов распределенной генерации, сетевых и частных накопителей электроэнергии. Эта сфера развития распределенной генерации энергии является наиболее приемлемой для российских условий. Свой вклад в расширение использования распределенной генерации внесут источники электроэнергии на возобновляемых энергетических ресурсах, наиболее перспективных для удаленных изолированных районов электроснабжения. Новые высокоэффективные технологии получают все большее распространение и для крупных источников электроэнергии» [24].

«Структура будущих ЭЭС должна включать три взаимосвязанных подсистемы: крупные генерирующие источники и основная системообразующая передающая электрическая сеть напряжением 220 кВ и выше (супер-подсистема); мини-установки распределенной генерации, подключаемые к узлам распределительной электрической сети на напряжении 6 - 110 кВ (мини-подсистема); микро-установки генерации электроэнергии (газовые и газо-поршневые микро-турбины, солнечные фото-панели и др.), подключаемые к электрической сети на напряжениях 0.4 - 10 кВ в жилых домах, офисных помещениях и на предприятиях (микро-подсистема). Совместная работа будущих супер-, мини- и микро-подсистем в составе технологически единой ЭЭС порождает несколько особенностей. Многие мини- и, особенно, микро-газотурбинные установки работают на более высокой по сравнению с промышленной частоте и подключаются к системе через выпрямительно-инверторные блоки. Аналогичное подключение имеют ветроагрегаты и солнечные панели. При массовом использовании в ЭЭС таких

генерирующих установок существенно изменятся частотные характеристики энергосистемы. Установки распределенной генерации имеют малые по сравнению с традиционными генераторами большой мощности постоянные инерции ротора и упрощенные системы регулирования, что создает проблемы с обеспечением устойчивости ЭЭС. Подключение установок распределенной генерации к распределительной электрической сети радикально изменяет ее (мини- и микро-подсистем) свойства и требует применения средств обеспечения нормального ее функционирования, аналогичных используемым в основной передающей электрической сети (супер-подсистеме)» [19].

«Существенно изменится в будущем и электрическая сеть. В передающей электрической сети получают распространение управляемые электропередачи постоянного тока. Эти электропередачи, а также широкое применение устройств, формирующих на основе использования силовой электроники гибкие электропередачи переменного тока FACTS, измерений векторных величин PMU, эффективных информационно-коммуникационных технологий, радикальным образом повысят управляемость передающей электрической сети переменного тока. Новые технологии, включая использование устройств FACTS, реклоузеров, PMU и других, существенно повысят надежность и управляемость передающей электрической сети. Наблюдается тенденция роста доли электроприемников со специфическими нагрузочными характеристиками. Это электроустановки, запитанные через современные блоки питания - выпрямители плюс стабилизаторы и выпрямители плюс инверторы (частотно-регулируемый электропривод, компьютерная, офисная и бытовая техника, светодиодное освещение и т.п.). Отличительной их особенностью является неизменная величина потребляемой активной мощности при изменении в широком диапазоне величины и частоты напряжения в питающей сети за счет изменения величины и формы потребляемого тока. Потребители с новыми нагрузочными характеристиками, подключаемые через преобразователи, накопители и малая генерация существенно изменят свойства и управляемость будущих ЭЭС. В связи с изменением свойств будущих ЭЭС традиционные

принципы управления режимами потребуют существенной модификации и развития» [33].

Развитие будущих ЭЭС на технологической базе интеллектуальной энергосистемы SmartGrid, позволит нивелировать потенциально негативные тенденции в изменении свойств ЭЭС за счет применения интеллектуальных технологий и средств управления режимами систем. Конкретизация соответствующих задач требует дополнительных исследований. В то же время уже сейчас возникают, а в будущем будут обостряться, новые проблемы, связанные с необходимостью усиления координации управления режимами ЭЭС на различных уровнях, включая потребителей электроэнергии, повышения эффективности и адаптивности управления, придания системе управления, включая РЗА, новых функций и возможностей. Особую остроту имеют вопросы обеспечения надежности функционирования самой системы управления режимами ЭЭС, включая вопросы информационной и кибербезопасности.

В ЕЭС России должно быть организовано автоматическое противоаварийное управление для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийных режимов ЭЭС. Действующая система противоаварийной автоматики представляет собой эшелонированную многоступенчатую структуру, включающую: релейную защиту; комплексы и устройства автоматики предотвращения нарушения устойчивости, включая централизованную иерархическую ее составляющую; устройства децентрализованной автоматики: ограничения перегрузки оборудования, ограничения повышения частоты, ограничения повышения напряжения, ограничения снижения частоты и напряжения, ликвидации асинхронного режима.

Системы режимной автоматики в ЕЭС России, включающие автоматики регулирования частоты и потоков активной мощности, автоматики регулирования напряжения, автоматики регулирования возбуждения синхронных машин, системы управления мощностью турбин, устройства группового регулирования активной и реактивной мощности электрических

станций обеспечивают поддержание параметров частоты и напряжения электрического тока в соответствии с требованиями НТД и устойчивую работу генерирующего оборудования и электроустановок потребителей. Действующая система РЗА в ЕЭС России постоянно совершенствуется за счет использования новых более эффективных алгоритмов и современных технических средств с учетом особенностей развития объекта управления и требований к совершенствованию систем автоматического управления. Крупные электростанции и передающая электрическая сеть (супер- подсистема) Система релейной защиты в ЕЭС России достаточно развита и эффективна. Серьезные изменения системы РЗ ожидаются в связи с широким применением в технике РЗА информационных технологий, позволяющих реализовать дополняющие друг друга процессы распределения и централизации вычислительных ресурсов.

Централизации способствуют развитие аппаратных средств и возможностей микропроцессоров, увеличение числа связей между функциональными блоками РЗА, развитие алгоритмов с «широкой информационной базой», изменение требований к обслуживанию и сопровождению технических систем. Перераспределение функций между физическими устройствами происходит и, как следствие, развития технологий измерения (переход к цифровым преобразователям на подстанции), интеграции систем управления и первичного коммутационного оборудования. В программном обеспечении вероятен переход к коду прикладных функций, универсальному относительно используемой платформы (аппаратного обеспечения), с возможностью автоматизированного и стандартизованного инжиниринга устройств в рамках процесса проектирования подстанции. Ожидается также появление виртуального распределенного программного обеспечения.

В долгосрочной перспективе может возникнуть необходимость в модернизации принципов построения и расчета уставок системы релейной защиты в связи с массовым использованием устройств FACTS, накопителей

электрической энергии, электропередач и вставок постоянного тока. Такая модернизация может быть связана не только с изменениями в электрической сети, но и с эволюцией информационных технологий, прежде всего в части интеллектуализации алгоритмов работы конкретных типов защит. Важными факторами модернизации системы релейной защиты РЗА являются распространение технологии цифровых подстанций и использование международного стандарта IEC 61850.

Действующая иерархическая система является уникальной по принципам построения и эффективности работы и обеспечивает высокий уровень противодействия развитию тяжелых аварийных ситуаций. Существующая система ПА, имеющая в качестве главной цели обеспечение устойчивости и живучести отдельных ЭЭС и ЕЭС в целом, в части управляющих воздействий затрагивает не только рассматриваемый уровень супер-подсистемы, но и распространяет их в определенной мере на уровни мини- и микро-подсистем – распределительную электрическую сеть и конкретных потребителей. Система ПА уже сейчас во многом имеет свойства робастности и адаптивности управления, селективности и оптимальности управляющих воздействий.

Перспективы развития системы ПА определены в основном принятой Концепцией интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Концепция формулирует в качестве генерального направления модернизации и развития принципов построения и функционирования системы ПА повышение интеллектуальности ПАУ за счет использования технологий и методов искусственного интеллекта. Одной из перспективных в этом плане является технология мультиагентных систем.

Необходимость совершенствования системы ПА в связи с развитием и усложнением ЕЭС и ЭЭС как объектов управления согласуется с известным принципом необходимой или достаточной сложности, при соблюдении которого сложность системы управления должна соответствовать сложности управляемой системы и происходящих в ней процессов. К целесообразности учета этого постулата время от времени обращаются зарубежные специалисты,

обсуждая проблемы противодействия развитию тяжелых системных аварий, в том числе путем реализации иерархической системы ПАУ, что является принятой идеологией ПАУ в ЕЭС и ЭЭС России. При этом принцип необходимой (или достаточной) сложности системы ПА обеспечивается ее развитием за счет модернизации подходов, алгоритмов и аппаратных средств, расширения использования современных информационно-коммуникационных технологий и методов искусственного интеллекта, систем мониторинга переходных режимов, расширения координации системы ПА и SCADA/EMS, привлечения к реализации управляющих воздействий широкого круга устройств непрерывного действия, прежде всего регуляторов устройств FACTS и накопителей электрической энергии. Интеграция перечисленных принципов и средств обеспечивает наличие свойств активности и адаптивности электрической сети в ИЭС ААС и эффективного их использования при управлении режимами ЭЭС.

Отдельное направление развития системы ПА определяется изменением структуры ЕЭС России и появлением новой проблемы, связанной с системной неустойчивостью по напряжению в концентрированных подсистемах, обеспечивающих электроснабжение мегаполисов. Основная идея предложенного подхода для противодействия системной лавине напряжения состоит в дополнении действующих подсистем оперативного и автоматического противоаварийного управления новой подсистемой предаварийного управления для раннего предупреждения опасных состояний режима путем оценки принятых индексов режимной надежности ЭЭС и визуализации состояний системы с использованием карт Кохонена, а также выработки эффективных управляющих воздействий, уводящих ЭЭС из опасного состояния и реализуемых мультиагентной подсистемой ПА.

Уже сейчас требуется существенная корректировка принципов реализации некоторых видов ПА, использующих в качестве управляющих воздействий отключение нагрузки, в связи с возрастающими требованиями потребителей к надежности электроснабжения. Прежде всего это касается



специальной автоматики отключения нагрузки. Требуется перенос управляющих воздействий ПА, необходимых для предотвращения нарушения устойчивости и перегрузок оборудования в передающей части ЭЭС, с крупных питающих подстанций на фидеры конкретных неответственных электроприемников на низких напряжениях в распределительной электрической сети. Тем самым происходит расширение отмеченного выше охвата сферой действия ПА не только супер-подсистемы, но и мини- и микро-подсистем. Одновременно возникает дополнительная проблема предотвращения перегрузок в распределительной электрической сети.

Основные проблемы развития систем РЗА в распределительной электрической сети связаны с появлением в ней источников распределенной генерации и накопителей электрической энергии, при массовом использовании которых эти сети приобретают отдельные черты системообразующих электрических сетей при сохранении все же определенной структурной и режимной специфики, предопределяющей особенности построения и настройки будущих систем РЗА. В отличие от традиционного подхода с ориентацией на ступенчатые максимальные токовые защиты в качестве основных, состав защит для будущих распределительных электрических сетей становится сравнимым с набором защит в передающих электрических сетях. При этом потребуют изменения и принципы расчета уставок устройств релейной защиты с целью обеспечения необходимых чувствительности и селективности этих устройств. Аналогично прогнозируемым изменениям в передающей электрической сети, для систем релейной защиты в распределительной сети следует ожидать в части аппаратных средств - реализацию новых возможностей микропроцессоров, в части программных средств - развитие виртуального распределенного программного обеспечения и использование объектно-ориентированных языков. Этими положениями не ограничивается потенциальный прогресс в рассматриваемой области: определенный вклад в модернизацию соответствующих принципов, систем и средств должно внести влияние широкого распространения в распределительной электрической сети

устройств FACTS, электронных преобразователей различного назначения на основе силовой электроники, современных многофункциональных коммутационных аппаратов (реклоузеров), новых информационно-коммуникационных технологий, методов искусственного интеллекта и т.п.

Массовое использование источников распределенной генерации в распределительных электрических сетях будущих ЭЭС и возникновение на этом уровне проблем устойчивости потребует переноса с необходимой корректировкой принципов ПАУ и средств их реализации, используемых в супер-подсистеме, в распределительную электрическую сеть. Указанная корректировка понадобится в связи со структурной спецификой распределительной сети по сравнению с транспортной электрической сетью. Как и на уровне супер-подсистемы, в мини- подсистеме определенный вклад в корректировку принципов и средств ПАУ внесет широкое применение новых элементов и технологий, таких как накопители электрической энергии, устройства FACTS, реклоузеры, технологии искусственного интеллекта и других. Потребуется разработка для этого уровня систем SCADA/DMS при использовании в распределительных электрических сетях технологии WAMS - СМПП с целью эффективного решения многих задач мониторинга состояния оборудования и сети и управления режимами.

В связи с распространением и развитием концепции интеллектуальной ЭЭС возникло понятие активной распределительной электрической сети, обладающей свойством самовосстановления посредством реконфигурации топологии с целью обеспечения электроснабжения потребителей. Свойство самовосстановления может быть обеспечено путем использования реклоузеров и в распределительной электрической сети, не содержащей источников распределенной генерации. При наличии распределенной генерации задача обеспечения самовосстановления активной распределительной сети существенно усложняется, появляются ее дополнительные составляющие, связанные в том числе с автоматизацией процесса синхронизации «островов», на которые разделилась система электроснабжения в результате аварии.

Очевидно, что для автоматического самовосстановления активной распределительной электрической сети необходима разработка соответствующей автоматики, принципы построения, структура и элементы реализации которой требуют исследований. По имеющимся к настоящему времени представлениям одной из предпочтительных является иерархическая архитектура системы ПА активной распределительной электрической сети.

Свой вклад в формирование принципов построения системы ПА активной распределительной электрической сети внесет реализация концепции виртуальной электростанции, которая предусматривает интеграцию источников распределенной генерации, накопителей электрической энергии и активных потребителей, в темпе процесса управляющих собственным электропотреблением, посредством общей системы управления режимами этих объектов. В целом, несмотря на многие выполненные исследования проблем формирования принципов и средств реализации систем РЗА будущих активных систем электроснабжения, эта область разработок для российских условий находится в начальной ее стадии.

Локальные электрические сети и микро-генерация (микро-подсистема) К этому уровню, как отмечено выше, относятся системы электроснабжения жилых домов, офисных и торгово-развлекательных комплексов, небольших промышленных предприятий, коттеджных поселков и т.п., работающих на напряжении 0.4-10 кВ электрической сети и содержащих микро-генераторные установки, а также накопители электрической энергии небольшой мощности и энергоемкости. За рубежом исследования по формированию будущих интеллектуальных микро-подсистем и принципов, и средств реализации систем РЗА для них, включая разработку систем SCADA/DMS и их взаимодействия с РЗА, проводятся весьма интенсивно. Предлагаемые подходы аналогичны предыдущему уровню мини-подсистем. Рассматривается координация действий систем РЗА и систем управления аварийными режимами в целом этих двух уровней - мини-подсистем и микро-подсистем. В России исследования в данной области практически отсутствуют. Общей для всех трех уровней рассмотрения

(супер-, мини- и микро-подсистем) является проблема кибербезопасности в отношении систем РЗА. В наибольшей мере она актуальна для уровня крупных электростанций и передающей электрической сети в силу больших мощностей объектов, с которыми работают системы РЗА.

Учитывая важную роль в будущих интеллектуальных системах РЗА информационно-коммуникационной составляющей, принципы и средства защиты от киберугроз должны охватывать не только алгоритмы самих устройств РЗА, выполненных на микропроцессорной основе, но и весь тракт сбора, обработки, передачи и представления текущей информации, используемой для работы устройств ПАУ. Развитие ЭЭС связано с ростом их масштабов, усложнением структуры, расширением использования новых элементов с новыми характеристиками, ужесточением требований потребителей к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии, что, как следствие, приводит к изменению свойств ЭЭС и появлению новых их свойств, усложнению режимов работы этих систем. Все это требует модернизации и развития принципов, архитектуры, средств и технологий построения и функционирования систем РЗА будущих ЭЭС. В статье приведен систематизированный анализ направлений и проблем в этой области, по которым требуются целенаправленные глубокие исследования.

### **Вывод по главе 1**

1. Проанализированы структуры и особенности построения и конструктивного исполнения городских электрических сетей
2. Рассмотрены устройства релейной защиты и автоматики, применяемые в городских электрических сетях.
3. Рассмотрены современные тенденции построения интеллектуальных систем электроснабжения и устройств релейной защиты и автоматики городских электрических сетей.

## **2. Исследование современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики**

### **2.1 Сравнительный анализ электромеханических и микропроцессорных реле**

В настоящее время актуальной проблемой в электроэнергетики остаётся поддержание в работоспособном состоянии действующих систем РЗА. В следствии чего имеется тенденция перехода систем РЗА, реализованной на электромеханической базе, к микропроцессорным блокам релейной защиты (БМРЗ). Это приводит к новым проблемам и дискуссиям о целесообразности такого перехода. В следствии чего возникает такая проблема и в чем основные отличия РЗ на электромеханической базе от БМРЗ? Измерительные преобразователи принимают в основном только два параметра: величину тока и величину напряжения сети. Для релейной защиты, основанной на электромеханической баз этих данных достаточно. Микропроцессорные блоки на основании анализа двух параметров выдают и запоминают еще несколько дополнительных, данных, например: причина отключения, время и, ток и длительность аварийной ситуации, векторная диаграмма напряжений и токов в линии в момент отключения, дата отключения. Но окончательная задача данных устройств - это подать сигнал на отключение при аварии в сети. Но так ли нужны все эти дополнительные параметры и как выросший объем информации повышает качество работы РЗ. Модернизация аналоговых систем на микропроцессорные устройства приводит к значительному усложнению электротехнического оборудования и повышению эксплуатационных затрат. Если к функции мониторинга электрооборудования дополнить всеми традиционными функциями РЗ для подстанций, то можно представить какое количество функций реализовано в одном устройстве. Такое большое количество функций снижает стоимость релейной защиты, но и ведет к снижению надежности релейной защиты из-за расширения использования БМРЗ. Постоянное усложнение БМРЗ и увеличение количества защитных

функций в одном блоке. Добавление в БМРЗ нехарактерных релейной защите функций, к примеру, мониторинг состояния электрооборудования. Применение в БМРЗ недетерминированной логики, обуславливающей серьезность утраты контроля над действиями РЗ. Увеличение применения в БМРЗ свободно-программируемой логики, приводит к существенному росту процента ошибок штата и неправильным действиям релейной защиты. Усложнение проверок исправности и эксплуатации РЗ по мере накопления в одной энергосистеме различных типов БМРЗ различных производителей, закупаемых по тендерам и различающихся между собой конструкцией и программным обеспечением.

Из-за того, что стандартов, регулирующие единые требования к конструкции и к программному обеспечению БМРЗ на данный момент нет, на персонал организации увеличивается интеллектуальная нагрузка и как следствие приводит к значительным экономическим потерям. Расширение парка БМРЗ, существенно снижает электромагнитную защищенность релейной защиты и энергосистемы.

В следствии использовании сетей Ethernet и Wi-Fi вместо оптоэлектронных кабелей в системах РЗ, возрастает уязвимости энергосистем к хакерским атакам и чем больше используется микропроцессорной техники, тем выше уязвимость энергосистемы.

## **2.2 Микропроцессорные средства релейной защиты**

«Использование методов и технических средств обработки информации цифровой вычислительной техникой в РЗА привело к образованию интегрированных комплексов, исполняющих все функции традиционных устройств релейной защиты и имеющие широкие информационные свойства и сервисные возможности, значительно увеличивающими надежность и результативность функционирования технических средств автоматического управления электроэнергетическими установками. Многообещающие цифровые микропроцессорные комплексы релейной защиты сделаны в научно-производственной фирме (НПФ) «Радиус»

(г. Москва), научно-техническом центре (НТЦ) «Механотроника» (г. С.-Петербург) в виде разнообразных модификаций функциональных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей таких как Сириус, БРМЗ, Мехатроника и др.» [33].

Изготавливаются и поставляются на действующие энергообъекты наиболее перспективные прогрессивные микропроцессорные устройства и системы релейной защиты и автоматики. управления и сигнализации.

«Разрабатываются и производятся и другие типы микропроцессорных устройств, позволяющих реализовывать комплексное оснащение электрических станций, подстанций, промышленных предприятий и других энергообъектов всех уровней напряжения от 0.4 кВ устройствами релейной защиты и комплексами АСУТП. Базирующиеся на новейших достижениях информационных технологий они целиком отвечают особым требованиям российской энергетики, доступны в обслуживании и легко внедряются в автоматизированные системы релейной защиты. управления и контроля подстанций и электрической части станций любого уровня» [33].

«Цифровые микропроцессорные комплексы представляют собой интеллектуальные технические средства. Они имеют важные положительные свойства, отсутствующие у аналоговых устройств:

- многофункциональность и малые размеры: ОДНО цифровое измерительное реле заменяет несколько аналоговых;
- дистанционные изменения и проверка уставок с пульта управления оператора;
- адаптация к режиму ЭЭС - автоматическая корректировка уставок РЗА при изменении схемы и режима работы ЭЭС;
- непрерывная самодиагностика и высокая аппаратная надёжность;
- регистрация и запоминание параметров аварийных режимов;
- дистанционная передача оператору информации о состоянии и срабатываниях устройств РЗА;



- сокращение специального технического обслуживания, периодических проверок настройки и исправности устройств РЗА» [26].

### **2.3 Микропроцессорная релейная защита для интеллектуальной сети**

Защита энергосистемы в электроэнергетике направлена на отключение неисправной части в электрической сети от неповрежденной системы питания. Селективность защиты включает в себя оптимальный выбор времени для любых токов замыкания, с тем чтобы сократить распространение зон повреждений до минимума после устранения неисправностей. В статье представлены и обсуждены инновационные методы и устройства защиты, основанные на технологии компьютерных реле и отчетности. Кроме того, предлагаются некоторые процедуры селективности и настройки реле защиты. Основными типами микропроцессорных электронных реле, проанализированных в ходе исследования, были реле максимального тока, направленное и минимального напряжения. В заключении, представлены и обсуждены возможные будущие разработки цифровых защит.

Интеллектуальные сети с массивным распределительным генератором из возобновляемых источников, которые заведомо не стабильны в отношении их мощности, генерируют двунаправленный поток мощности, который может вызывать изменения направления и величины токов короткого замыкания и, следовательно, создавать возмущения при измерении в защитных реле. В этих условиях главными последствиями являются:

- Потеря селективности.
- Выпадение генератора из основной сети.
- Наличие электромеханических переходных процессов и динамическая нестабильность.

Неожиданное «просаживание», иногда называемое потерей питания, обычно влечет за собой то, что изолированный генератор продолжает подавать локальные нагрузки.

Кроме того, генератор может генерировать повышенное напряжения в определенных узлах сети, что создает проблемы в поддержании номинального напряжения в допустимых пределах, иногда также в узлах, оборудованных трансформаторами с устройствами РПН, которые, как правило, способны регулировать напряжение в диапазоне  $\pm 10\%$ .

Наличие, как генератора, так и нелинейных нагрузок также создает проблемы с качеством электроэнергии, особенно когда реле предназначены для работы с основной частотой тока короткого замыкания.

Другие реле, подверженные значительным искажениям формы волны, - это расцепители с отрицательной последовательностью перегрузки по току, которые могут воспринимать THD намного ниже 20%.

Необходимо также рассмотреть еще одну проблему, связанную с защитой интеллектуальных сетей, а именно автоматическую реконфигурацию сети после устранения неисправного сегмента линии, что является необходимым условием для восстановления электрических служб. Реконфигурация сети осуществляется с помощью дистанционно управляемых АПВ и автоматических выключателей, которые, как правило, должным образом управляются системой SCADA или лучше системой управления распределением (СУР) для быстрых действий по восстановлению, направленных на сокращение расширения зоны повреждений.

Для предотвращения изменений, касающихся конфигурации и условий работы интеллектуальной сети, можно применять процедуры адаптивной защиты, которые требуют иерархической конфигурации линий связи (предпочтительно оптоволокно) для обмена информацией с сетевыми компьютерами и другими интеллектуальными устройствами.

Цифровая защита состоит из подсистем с четко определенными функциями.

В общей схеме вычислительный процессор является центральным, поскольку он отвечает за обработку, хранение и совместное использование данных с периферийными интерфейсами.

Обычно входы реле представляют собой сигналы напряжений и токов, часто получаемые от трансформаторов тока и напряжения, которые должны надлежащим образом обрабатываться и оцифровываться с помощью подходящих аналого-цифровых преобразователей.

Далее представлены и комментируются основные функции, реализованные в цифровых реле, с целью правильной установки их для эффективной защиты интеллектуальной сетки. Эта защита, относится к типу с выдержкой, зависит от выдержки и может быть разработана таким образом, чтобы обеспечить построение различных рабочих кривых.

Функция максимальной токовой защиты доступна в четырех моделях, которые затем подразделяются на два блока, каждый из которых доступен в двух группах, называемых Группой А и Группой В, соответственно. Эти группы могут быть организованы в двух различных модулях посредством соответствующей конфигурации конкретных параметров.

Функция однополярная и работает, если ток замыкания на землю достигает порога срабатывания. Защитная функция включает в себя второй гармонический ограничитель, который обеспечивает большую стабильность во время включения трансформатора.

Это ограничение блокирует изменения независимо от значения основного тока. В этой защите также возможна работа как в зависимости от времени, так и в зависимости от него с теми же характеристиками, что описаны ранее.

В этом случае доступны две функции, которые стандартизированы как 27D и 27S. Первый инициирует, если компонент  $V_d$  постоянного напряжения в трехфазной системе ниже, чем пороговая калибровка по  $V_{sd}$ . Последнее срабатывает вместо этого, если одно из фазных напряжений ниже порога.

Эта функция имеет два блока настроек, каждый из которых доступен в двух моделях, и есть три типа операций.

Тип 1 определяет проекцию остаточного тока  $I_0$  на характеристическую прямую, положение которой можно зафиксировать, регулируя характеристический угол  $\theta_0$  по отношению к остаточному напряжению.

Эта проекция сравнивается с порогом  $I_{s0}$ . Время всегда независимо от времени. На рисунке 3 показана блок-схема для модальности типа 1.

Функция типа 2 действует как защита от перегрузки по току, к которой была добавлена концепция направления. Это полезно для однокольцевых конфигураций или с заземленной нейтралью.

Защита также позволяет установить время отключения  $T1$ .

Модуль типа 3 действует как максимальная токовая защита нулевой последовательности, к которой был добавлен критерий углового направления.

Стоит отметить, что теория сети последовательностей должна быть должным образом пересмотрена для ее применения в сложных интеллектуальных сетях.

Обычно связь между различными чувствительными устройствами осуществляется с помощью протокола MODBUS. Это протокол, размещенный на уровне 7 OSI (уровень приложения). Различные типы реализации протокола Modbus показаны ниже:

- TCP / IP -ETHERNET.
- Последовательная асинхронная передача с различными опорами (EIA / TIA 232 E, EIA / TIA 422, EIA / TIA 485 A, оптическое волокно, радио и т. Д.).
- MODBUS PLUS с быстрым выделенным каналом.

В области распределения электроэнергии время радикальных изменений в эффективности, надежности и безопасности пришло, и промышленность теперь готова инвестировать в разработку передовых технологий, необходимых для совершенствования новых интеллектуальных сетей. На самом деле ими необходимо управлять и контролировать с помощью передовых цифровых технологий, которые включают в себя фаза-управление, централизованное и интегрированное управление напряжением и VAR, автоматизацию сети, расширенный мониторинг и диагностику.

Ожидаемые улучшения повлияют на качество и безопасность сети, и будут проверены с помощью удаленного контроля в реальном времени,

осуществляемого с помощью новых систем связи с использованием расширенного шифрования.

В сочетании с новыми задачами, связанными с необходимостью защиты окружающей среды и одновременным обеспечением требуемой энергии, множество новых технологий скоро изменят традиционные основы электрораспределения, в том числе системы защиты электропитания. Некоторые из технологий, необходимых для внедрения интеллектуальных сетей, уже доступны на рынке.

Базовые системы ДКСД (диспетчерский контроль и сбор данных) фактически эволюционировали в сторону СУР (система управления распределением), а геопространственные информационные системы (ГИС) могут быть интегрированы с системами управления аварийными ситуациями (СУР). Новые усовершенствованные датчики позволяют проводить точные оценки производительности сети в реальном времени.

Усовершенствованные измерительные инфраструктуры (ИИ) в сочетании с системами обнаружения сбоев, изоляции и восстановления (ОСИБ) представляют собой мощное средство для сокращения как СЗЧПС (среднего значения частоты прерываний в системе), так и ИСППС (индекс средней продолжительности прерываний по системе). С другой стороны, в отличие от оценочных приближенных методов, использованных в прошлом, настоящая точность отчетов об отключении может увеличить ИСППК (индекс средней продолжительности прерывания от клиента), в то время как быстрая автоматическая реставрация услуг может вызвать перенос событий в ИЧМП (Индекс частоты мгновенного прерывания).

Это может привести к дальнейшим инвестициям в исследования, направленные на повышение качества и надежности энергосистемы.

Важная, пока нерешенная проблема с интеллектуальными сетями связана с нынешней критичностью сетевых инфраструктур для возобновляемых источников энергии и распределенной генерации. На самом деле перемежаемость крупных возобновляемых источников энергии в сочетании с

обязательно распределенным типом создает еще одну проблему, а именно управление мощностью, текущую назад и вперед вдоль сети. Эта проблема также влияет на токи повреждения и, следовательно, на работу систем защиты. Возможные решения могут быть найдены с улучшением цифровых защит. В этой статье представлены некоторые новые виды микропроцессорных релизов, используемых для защиты интеллектуальных сетей, которые анализируются и обсуждаются.

#### **2.4 Информационная безопасность релейной защиты и автоматики энергетических объектов**

Тема цифровых подстанций в последнее время получила бурное развитие. Характерная особенность цифровых подстанций – это создание на их базе компьютерного комплекса с объединением всего функционала УРЗА и АДУ, что позволяет уменьшить аналоговые и дискретные связи систем мониторинга и управления.

Проблема кибербезопасности энергообъекта состоит в том, что с внедрением цифровых технологий и стандарта МЭК 61850 все данные устройств энергообъекта могут стать доступны посторонним лицам. Из-за того, что стандарт МЭК 61850 лучше всего реализован по каналу Ethernet, изоляция энергообъекта более не является помехой для кибератаки. Помимо этого, существует проблема нехватки квалифицированного персонала РЗА, способного грамотно настроить защиту устройства от кибератак.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным и обеспечения необходимого уровня информационной безопасности на всех цифровых подстанциях необходимо использовать семь основополагающих требований, кодифицированных в ISA 99:

- управление доступом (AC – Access Control), чтобы защитить от несанкционированного доступа к устройству или информации;
- управление использованием (UC – Use Control), чтобы защитить от несанкционированного оперирования или использования информации;

- целостность данных (DI – Data Integrity), чтобы защитить от несанкционированного изменения;
- конфиденциальность данных (DC – Data Confidentiality), чтобы защитить от подслушивания;
- ограничение потока данных (RDF – Restrict Data Flow), чтобы защитить от публикации информации на несанкционированных источниках;
- своевременный ответ на событие (TRE – Timely Response to Event), мониторинг и протоколирование связанных с безопасностью событий и принятие своевременных мер по ликвидации последствий в ответственных задачах и в критических ситуациях по безопасности;
- доступность сетевого ресурса (NRA – Network Resource Availability), чтобы защитить от атак «отказ в обслуживании».

Для повышения квалификации уже имеющегося персонала и обучения нового необходимо создавать специальные курсы и специальности по информационной безопасности электроэнергетических систем.

Анализируя вышесказанное, можно сделать заключение, что недостаточная информационная безопасность энергообъектов – это серьезная проблема, и для ее решения необходимо повысить квалификацию персонала энергообъекта, пересмотреть уже имеющиеся и создать новые стандарты и инструкции для предотвращения неправильных действий персонала, передавать информацию по нескольким каналам связи и производить ее разделение, осуществлять постоянный надзор за передачей и доступом к информации.

## **2.5 Сравнительный анализ функционала микропроцессорных блоков релейной защиты**

В качестве производителей, а также поставщиков блоков микропроцессорной релейной защиты, было принято решение рассмотреть такие компании как:

- ООО НПП «ЭКРА»;
- «Механотроника»;

- ЗАО «РАДИУС Автоматика»;
- АО «ЧЭАЗ».

Для полного понимания всех возможностей продукции выпускаемой этими организациями более детально рассмотрим их функционал. Сравнение функционала микропроцессорных блоков РЗА для каждого присоединения представлены в таблицах.

Таблица 1 – Сравнение блоков защиты ячейки «Ввод»

Наименование функции защиты	ЭКРА БЭ2502А03ХХ	БМРЗ-152-ВВ-01	Сириус-2-В	БЭМП РУ-ВВ
Направленная МТЗ	+	+	+	+
Ненаправленная МТЗ	+	+	+	+
токовая отсечка	+	+	+	+
от перегрузок и МТЗ		+	+	+
ускорение МТЗ	+	+	+	+
пуск по напряжению	+	+	+	+
Направленная ЗОЗ	+	+		
Ненаправленная ЗОЗ	+	+	+	
Неселективная по $3U_0$	+			+
Защита от обрыва фаз или несимметрии	+	+	+	+
Защита минимального напряжения	+		+	+
Логическая защита шин	+	+	+	+
Защита от дуговых замыканий (при наличии датчиков ЗДЗ)	+	+	+	+



Продолжение таблицы 1

Резервирование при отказе выключателя	+	+	+	+
Автоматическое повторное включение	+	+	+	+
Автоматический ввод резерва	+	+	+	+
Автоматическое восстановление нормального режима снабжения	+	+	+	+
Местное и дистанционное включение и отключение выключателя	+	+	+	+
Фиксация команд включения и отключения				+
Блокировка многократных включений на КЗ	+		+	+
Контроль цепей управления выключателем				+
Диагностика ресурса выключателя				+

Таблица 2 - Сравнение блоков защиты ячейки «Отходящая линия»

Наименование функции защиты	ЭКРА БЭ2502А0201	БМРЗ-152- КЛ-02	СИРИУС 2Л	БЭМП РУ- ОЛ
Направленная МТЗ	+	+	+	+
Ненаправленная МТЗ	+	+	+	+
токовая отсечка	+	+	+	+
от перегрузок и МТЗ		+	+	+

Продолжение таблицы 2

ускорение МТЗ	+	+	+	+
пуск по напряжению	+	+	+	+
Направленная ЗОЗ	+	+		+
Ненаправленная ЗОЗ	+	+		+
ЗОЗ по высшим гармоникам				+
ЗОЗ относительного замера по основной и высшим гармоникам			+	+
Неселективная по $3U_0$	+	+		+
Защита от обрыва фаз или несимметрии	+	+	+	+
Защита минимального напряжения	+			
Защита от повышения напряжения				
Логическая защита шин		+	+	
Защита от дуговых замыканий (при наличии датчиков ЗДЗ)	+	+	+	+
Тепловая защита				
дифференциальная токовая отсечка				
дифференциальная токовая защита с тормозной характеристикой				
Резервирование при отказе выключателя	+	+	+	+
Автоматическое повторное включение	+	+	+	+
Автоматическая частотная разгрузка		+	+	
Частотное автоматическое повторное включение		+	+	
Автоматический ввод резерва		+		
Автоматическое восстановление нормального режима снабжения		+		
Местное и дистанционное включение и отключение выключателя	+	+	+	+
Фиксация команд включения и				+

отключения				
Блокировка многократных включений на КЗ	+		+	+
Контроль цепей управления выключателем				+
Диагностика ресурса выключателя				+

Таблица 3 - Сравнение блоков защиты ячейки «Секционный выключатель»

Наименование функции защиты	ЭКРА БЭ2502А0201	БМР3-152-СВ-01	Сириус-2-С	БЭМП РУ-СВ
Направленная МТЗ	+	+	+	+
Ненаправленная МТЗ	+	+	+	+
токовая отсечка	+	+	+	+
от перегрузок и МТЗ		+	+	+
ускорение МТЗ	+	+	+	+
пуск по напряжению	+	+	+	+
Защита от обрыва фаз или несимметрии	+	+	+	+
Логическая защита шин	+	+	+	+
Защита от дуговых замыканий (при наличии датчиков ЗДЗ)	+	+	+	+
Резервирование при отказе выключателя	+	+	+	+
Автоматическое повторное включение		+		
Автоматический ввод резерва	+	+	+	+
Автоматическое восстановление нормального режима снабжения	+	+	+	+
Местное и дистанционное включение и отключение выключателя	+	+	+	+

### Продолжение таблицы 3

Фиксация команд включения и отключения				+
Блокировка многократных включений на КЗ	+		+	+
Контроль цепей управления выключателем				+
Диагностика ресурса выключателя				+

Таблица 4 - Сравнение блоков защиты ячейки «Трансформатор напряжения»

Наименование функции защиты	ЭКРА БЭ2502А0402	БМР3-152-ТН-01	Сириус-ТН	БЭМП РУ-ТН
Вольтметровая блокировка	-	+	+	-
Неселективная по $3U_0$	+	+	+	+
Защита минимального напряжения	+		+	+
Защита от повышения напряжения	+		+	+
Автоматическая частотная разгрузка	+	+	+	-
Частотное автоматическое повторное включение	+	+	+	-
Автоматический ввод резерва	+	-	+	+
Автоматическое восстановление нормального режима снабжения		-	+	+
Контроль цепей напряжения	+	+	+	+

Таблица 5 - Сравнение блоков защиты ячейки «Трансформатор»

Наименование функции защиты	ЭКРА БЭ2502А03ХХ	БМР3-152-КЛ-02	Сириус-2-Т	БЭМП РУ-ЛТ
Направленная МТЗ	+	+	+	-
Ненаправленная МТЗ	+	+	+	+
токовая отсечка	+	+	+	+
от перегрузок и МТЗ		+	+	+
ускорение МТЗ	+	+	+	+

Продолжение таблицы 5

пуск по напряжению	+	+	+	-
Направленная ЗОЗ	+	+		-
Ненаправленная ЗОЗ	+	+		+
ЗОЗ по высшим гармоникам				+
ЗОЗ относительного замера по основной и высшим гармоникам				+
Неселективная по $3U_0$	+	+		-
Защита от обрыва фаз или несимметрии	+	+		+
Защита минимального напряжения	+			-
Защита от повышения напряжения				-
Логическая защита шин	+			-
Защита от дуговых замыканий (при наличии датчиков ЗДЗ)	+	+		+
Тепловая защита		+		-
дифференциальная токовая отсечка			+	-
дифференциальная токовая защита с тормозной характеристикой			+	-
Резервирование при отказе выключателя	+		+	+
Автоматическое повторное включение	+	+		+
Автоматическая частотная разгрузка		+		+
Частотное автоматическое повторное включение		+		+
Автоматический ввод резерва	+	+		-

Продолжение таблицы 5

Автоматическое восстановление нормального режима снабжения	+	+		+
Местное и дистанционное включение и отключение выключателя	+	+	+	+
Фиксация команд включения и отключения		+		+
Блокировка многократных включений на КЗ	+		+	+
Контроль цепей управления выключателем				+
Диагностика ресурса выключателя				+

На основании информации изложенной в таблицах можно сделать вывод, что все микропроцессорные блоки релейной защиты представленные здесь схожи своим функционалом. Поэтому для выполнения модернизации релейной защиты городских сетей, можно выбрать любой вариант. Но так как наша компания активно сотрудничает с АО «ЧЭАЗ», то и для выполнения модернизации остановимся на их продукции.

Так как в городскую сеть входят и подстанции 110 кВ, то необходимо для них выбрать шкафы центральной сигнализации и релейной защиты для защиты силовых трансформаторов и секционных выключателей. Компания АО «ЧЭАЗ» предлагает следующие варианты шкафов:

- шкафы (панели) защиты ошиновки и шин ШМЗШ/ПМЗШ;
- шкафы (панели) центральной сигнализации ШМЦС/ПМЦС;
- шкафы частотной разгрузки и системной автоматики ШМЧР;
- шкаф регулирования напряжения под нагрузкой типа ШМРН;
- шкаф защиты трансформатора типа ШМЗТ.

Для ЗРУ 10 кВ необходимы ячейки КСО с выкатными выключателями. Так как камеры односторонне обслуживания по сути отличаются лишь

габаритными размерами, то в качестве примера возьмем камеру КСО - 211. Основным элементом камеры является силовой вакуумный выключатель в паре со всевозможными типами микропроцессорных защит, установленных по выбору заказчика. В камере реализованы все необходимые блокировки для безопасной работы обслуживающего персонала.

Для распределительного пункта воспользуемся ячейками КСО - 298, а для трансформаторной подстанции КСО – 299.

## **2.6 Методы расчета коротких замыканий**

Расчет токов КЗ нужен для правильного проектирования электроустановок, выбора подходящих электрических аппаратов и определения необходимых уставок РЗА. Необходимость определения токов короткого замыкания в ходе работы может возникнуть при изменении схемы питания энергообъекта для проверки электрооборудования на термическое и электродинамическое действие токов короткого замыкания. Также, она может возникнуть при частичной замене электрооборудования на ЭС или ПС, если запланированные к установке механизмы и аппараты по своим паспортным данным различаются с демонтируемыми.

Расчет токов КЗ для всех главных узлов системы, в которых установлены выключатели, нужные для отключения этих токов, представляет собой весьма сложную задачу. В особенности это касается современных электроэнергетических системам, сети которых различаются большой длиной и разветвленностью, присутствием существенного числа связей между отдельными частями, кольцевых линий и сеток. Аналитические расчеты токов КЗ рационально сменить измерениями в эквивалентной цепи, отображающей в сильно уменьшенном масштабе действительную систему. Такая форма содержит столько сопротивлений, индуктивных катушек и, возможно, конденсаторов, сколько отдельных линий и аппаратов имеется в исследуемой системе.

Эквивалентная цепь, собираемая на так называемом расчетном столе, питается в точках, соответствующих местам включения генераторов, от источников с пропорционально уменьшенными электродвижущими силами и в большинстве случаев более высокой частоты. По очереди замыкая накоротко различные точки эквивалентной цепи, соответствующие местам установки выключателей, можно легко измерить не только токи короткого замыкания и их распределение, но и напряжения в неповрежденных частях системы. Таким путем можно определить, как установившиеся, так и переходные токи короткого замыкания при умеренной затрате времени и труда.

Для расчета токов короткого замыкания применяют различные методы. Самый трудоемким и время затратным методом является ручной расчет. Он ведется в соответствии с ГОСТом, руководящими документами и методическими указаниями. В связи с громоздкостью ручного расчета для решения практических задач расчетов токов КЗ целесообразно применять специализированные компьютерные приложения. Такие приложения позволяют быстро исследовать влияние любого изменения или предполагаемого расширения сети на величину и распределение токов короткого замыкания. Одним из таких приложений относятся Microsoft Excel и Mathcad. Они позволяют автоматизировать расчет, но их существенным недостатком является невозможность создания наглядной схемы и при изменении расчетной схемы необходимо вносить изменения в порядок расчета в самих программах. Наиболее приемлемыми для расчета токов КЗ являются специализированные программы. Основным преимуществом таких программ является возможность создания наглядной схемы и возможность ее изменения.

Программный комплекс EnergyCS позволяет выполнять расчеты токов КЗ, выбирать и проверять оборудование по условиям термической и динамической стойкости.

Модуль расчета токов КЗ ETAP позволяет выполнять расчеты КЗ в сложных системах с различными типами повреждений (симметричные и несимметричные КЗ) с различными режимами заземления нейтрали, экономя



при этом время и обеспечивая точные и надежные результаты за короткое время.

Программа расчета токов КЗ АВРАЛ специализирована для расчета токов коротких замыканий в электрических сетях переменного тока до 1000 В экспертами по проектированию систем электроснабжения, а также эксплуатирующим персоналом сетей. С ее помощью имеется возможность произвести расчеты периодической и аperiodической составляющей тока короткого замыкания, ударного тока, термически эквивалентного тока, а также проконтролировать чувствительность аппаратов защиты.

Автоматизированный комплекс ДАКАР предназначен для расчета и анализа установившихся режимов и переходных процессов электроэнергетических систем

Комплекс программных средств для расчета электрических величин при повреждениях, и расчета уставок РЗ ТКЗ - 3000 дает возможность рассчитывать электрические величины в трехфазной симметричной сети любого напряжения при однократной продольной или поперечной несимметрии и уставки ОЗЗ.

Программа по расчетам токов КЗ ELPLEK. ELPLEK позволяет рассчитывать токи КЗ и остаточное напряжения сети. Расчеты могут проводиться несколькими способами. Один из них – это метод наложения. Кроме расчетов токов коротких замыканий программа выполняет расчет потокораспределения в сети по заданной схеме.

Программа «ТоКо: Расчет токов КЗ» специализирована для расчета токов коротких замыканий в электроэнергетических системах свыше 1000 В и может быть использована при выборе и проверке электрооборудования, а также уставок РЗ по условиям КЗ.

Программа Beroes KZ предназначена для персонала предприятий электрических сетей, проектных организаций и студентов учебных заведений. Расчет производится в сетях до 1000 В. Ее нежелательно использовать для расчета токов в больших электрических системах, насчитывающих более нескольких сотен элементов.

Программный продукт Электрик представляет собой помощник для проектирования и расчета в электрических сетях всех уровней. В ней есть крайне широкий потенциал по производству всевозможных расчетов, при конструировании и разработке электрических систем и устройств. Данная программа сильно облегчает работу при подсчете тех или иных электрических параметров, которые необходимо вычислить для своих нужд, не прибегая к лишней трате времени и сил на поиски справочных материалов по нужному расчету.

Программа TKZdolKV предназначена для расчета токов КЗ в схемах собственных нужд электрических станций и подстанций напряжением до 1000 В.

Программный комплекс RastrKz предназначен для расчета токов КЗ и несимметричных режимов в сетях 0.4 - 1100 кВ.

Программа ТКЗ-Д дает возможность определять начальные значения периодической слагающей полного тока короткого замыкания как основной расчетной величины для выбора параметров УРЗА. Расчеты токов коротких замыканий для РЗ и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. ТКЗ-Д позволяет производить расчеты в сети с, практически, неограниченным числом узлов сети.

Каждый программный продукт имеет определенные особенности, поэтому для выбора инструмента расчета уровней токов короткого замыкания необходимо отталкиваться от поставленной перед пользователем задачей.

## **Выводы по главе 2**

1. Рассмотрены микропроцессорные блоки релейной защиты нескольких производителей.
2. Произведено сравнение функционала микропроцессорных блоков релейной защиты.
3. Выбран производитель микропроцессорных блоков релейной защиты для установки на участке городской электрической сети.
4. Рассмотрены методы расчетов токов коротких замыканий в городских электрических сетях.

### 3 Технико-экономическое обоснование возможности применения выбранных устройств релейной защиты в городских распределительных сетях

#### 3.1 Параметры системы электроснабжения

Параметры силовых трансформаторов и линий электропередач представлены в таблицах.

Таблица 6 - Параметры силовых трансформаторов

Параметр	Значение параметра														
Мощность трансформатора, МВ·А	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15
	40000	40000	25000	0.63	0.63	0.63	0.63	0.4	0.4	0.63	0.4	0.25	0.63	0.4	0.25

Таблица 7 - Параметры линий электропередач

Параметр	Значение параметра																	
Длина линии, км	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12	L13	L14	L15	L16	L17	L18
	40	40	45	15	2.14	2.14	3.23	3.23	2.47	2.47	0.87	1.12	1.32	1.23	0.97	2.16	1.52	1.96

#### 3.2 Анализ нормальных режимов контролируемой сети

Исследование нормальных режимов работы электрической сети нужно произвести с целью нахождения максимальных значений рабочих токов в местах установки релейной защиты.

Так как в сети один источник питания, и в она не имеет участков с замкнутым кольцом, то защиты необходимо монтировать в начале контролируемых объектов со стороны источника питания.

Максимальное значение рабочего тока в линиях определяется исходя из следующих условий:

- питание всех элементов анализируемой электрической сети осуществляется по линиям L1, L2 и L3, а линия L4 находится в горячем резерве
- все трансформаторы 110/10 кВ работают с номинальной нагрузкой.

Максимальный рабочий ток в линиях - это максимальный рабочий ток трансформаторов Т1, Т2 и Т3. Коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов допускается до 40% номинальной мощности.

Максимальный рабочий ток в линиях 10 кВ, так же возникает при работе трансформаторов с перегрузкой.

### 3.3. Токи короткого замыкания

«Необходимо определить действующие значения токов короткого замыкания во всех местах (по схеме) установки защит (местах контроля тока защит) в максимальном и минимальном режимах работы электрической системы при повреждениях в расчетных точках. За расчетные точки принимаются шины всех подстанций, места присоединений трансформаторов и зажимы обмоток 0.4 кВ этих трансформаторов. Расчет коротких замыканий на шинах с номинальным напряжением выше 1000 В ведется в относительных единицах, а на стороне ниже 1000 В - в именованных единицах. Реальную схему, имеющую трансформаторные связи, замещают эквивалентной электрически связанной схемой, параметры которой приведены к единой ступени напряжения и единой базисной мощности. Перед началом основных расчетов токов короткого замыкания необходимо составить эквивалентную схему замещения и рассчитать ее параметры по типовым формулам» [34].

Параметры схемы находится по стандартным типовым формулам для соответствующего элемента цепи. Для этого расчета примем  $S_6$  равным 1000 МВА.

Формула для расчета параметров система

$$X_c = \frac{S_B}{S_{K3}}; \quad (1)$$

Формула для расчета параметров трансформатора Т1.

$$X_{T1} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H}; \quad (2)$$

Формула для расчета параметров кабельных и воздушных линий.

$$X_{Л1} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_H^2}; \quad (3)$$

По формулам 1-3 произведем расчет параметров схемы замещения.

Для системы:

$$X_C = \frac{1000}{8000} = 0.125 \text{ о.е.}$$

Для трансформаторов:

$$X_{T1} = \frac{20}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5 \text{ о.е.}$$

Для линий электропередач:

$$X_{Л1} = 0.38 \cdot 640 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1.167 \text{ о.е.}$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления линий занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов эквивалентного сопротивления линий

	С	Т1	Т2	Т3	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8	Л9	Л10	Л11	Л12	Л13	Л14	Л15	Л16	Л17	Л18
X	0.125	5	5	8	1.167	1.167	1.313	0.438	1.5	1.5	2.259	2.259	1.731	1.731	0.613	0.784	0.952	0.884	0.699	1.553	1.094	1.411

Найдем эквивалентное сопротивление для каждой точки КЗ рисунок 2

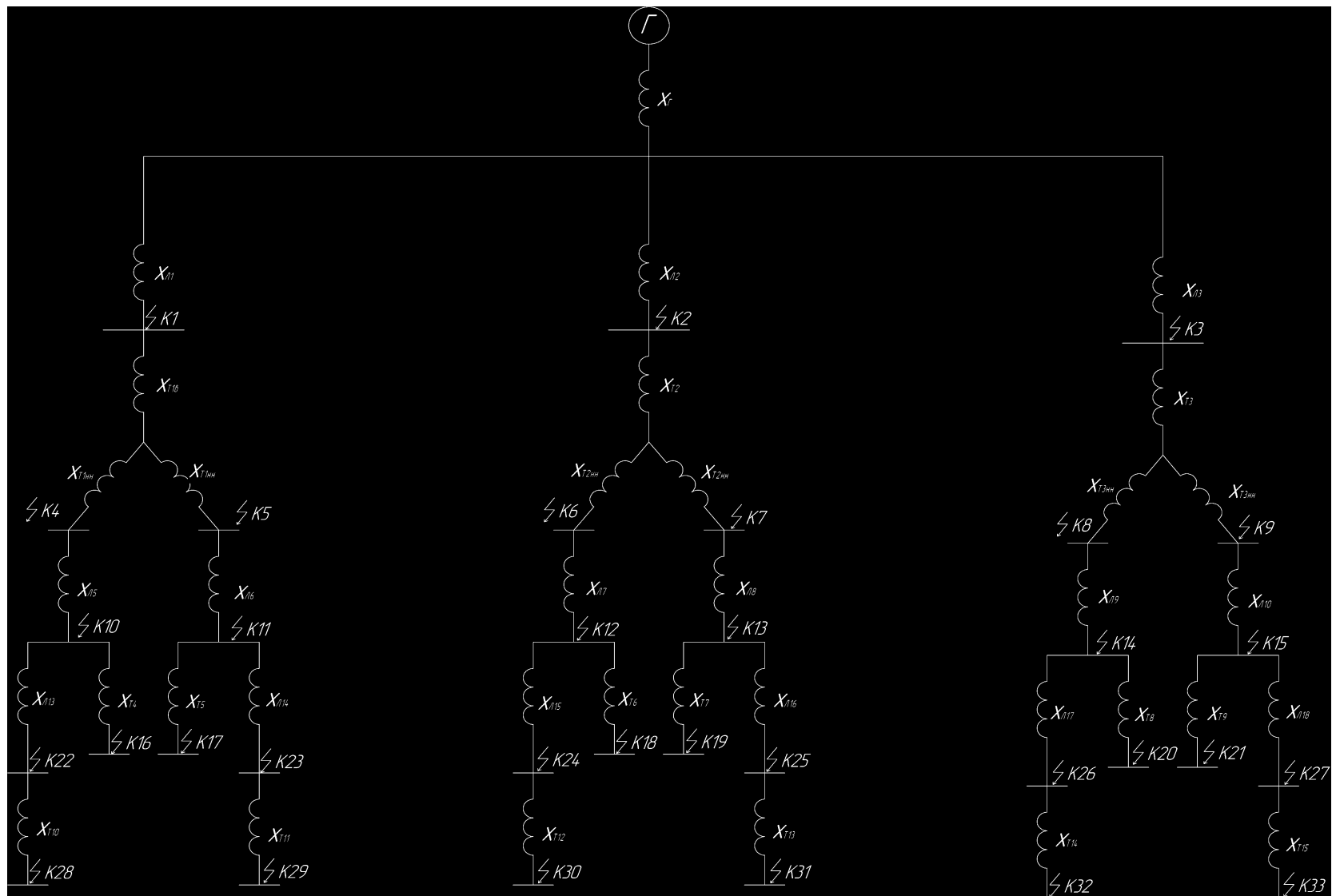


Рисунок 2 - Эквивалентная схема электрической сети с указанием точек КЗ

Эквивалентное сопротивление равно:

$$X_1 = X_C + X_{Л1} = 0.125 + 1.167 = 1.292 \text{ о.е.};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

X	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
	1.292	1.292	1.438	6.292	6.292	6.292	6.292	9.434	9.434	7.793	7.793	8.551	8.551	11.169	11.169	8.744	8.677	9.251	10.104	12.263	12.580

Точки КЗ с 16-21 и с 28-33 находятся на стороне 0.4 кВ. На этой ступени расчеты токов КЗ ведутся в именованных единица по типовым формулам.

Для трансформаторов необходимо определить полное и активное сопротивление и затем определить реактивное:

$$Z_T = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_{HT}}; \quad (4)$$

$$R_T = \frac{P_{КЗ} \cdot U_B}{S_{HT}}; \quad (5)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}; \quad (6)$$

где  $U_B$  принимается для ступени 0.4 кВ.

Определим сопротивления трансформаторов для стороны 0.4 кВ:

$$Z_{T4} = \frac{5.5}{100} \cdot \frac{0.4^2}{0.63} = 0.014 \text{ Ом};$$

$$R_{T4} = \frac{7.6 \cdot 0.4}{630^2} = 0.0076 \text{ Ом};$$



$$X_{T4} = \sqrt{0.014^2 - 0.0076^2} = 0.012 \text{ Ом};$$

Остальные результаты расчетов сопротивлений трансформаторов занесем в таблицу.

Таблица 10 – Сопротивления трансформаторов для стороны 0.4 кВ.

№	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$Z_T$	0.014	0.014	0.014	0.014	0.018	0.018	0.014	0.018	0.029	0.014	0.018	0.029
$R_T$	0.0076	0.0076	0.0076	0.0076	0.014	0.014	0.0076	0.014	0.024	0.0076	0.014	0.024
$X_T$	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	0.016	0.012	0.012	0.016

Помимо этого, на стороне 0.4 кВ добавляются сопротивление автоматов, трансформаторов тока и контакторов:

$$X_A = 0.45 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}, R_A = 0.6 \cdot 10^{-4} \text{ Ом} - \text{сопротивление автоматов};$$

$$R_{TT} = 2 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}, X_{TT} = 3.5 \cdot 10^{-4} \text{ Ом} - \text{сопротивления трансформаторов тока};$$

$$R_K = 150 \cdot 10^{-4} \text{ Ом} - \text{сопротивление контакторов}.$$

Для приведения ранее посчитанных сопротивлений к стороне 0.4 кВ необходимо до множить их на  $\frac{U_B^2}{S_B}$ .

Для расчета эквивалентного сопротивления для точек КЗ необходимо определить эквивалентное реактивное и активное сопротивление и по ним найти полное эквивалентное сопротивление точки КЗ:

$$X_{16} = X_{10} \cdot \frac{U_B^2}{S_B} + X_{T4} + X_A + X_{TT} = 7.793 \cdot \frac{0.4^2}{1000} + 0.012 + 0.45 \cdot 10^{-4} + 3.5 \cdot 10^{-4} = 0.013$$

Ом;

$$R_{16} = R_{T4} + R_{TT} + R_K + R_A = 0.0076 + 2 \cdot 10^{-4} + 150 \cdot 10^{-4} + 0.6 \cdot 10^{-4} = 0.023 \text{ Ом};$$

$$Z_{16} = \sqrt{X_{16}^2 + R_{16}^2} = \sqrt{0.013^2 + 0.023^2} = 0.027 \text{ Ом};$$

Остальные результаты расчета эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 11.

Таблица 11 – Сопротивления трансформаторов для стороны 0.4 кВ.

№	16	17	18	19	20	21	28	29	30	31	32	33
Z	0.027	0.027	0.027	0.027	0.032	0.032	0.027	0.032	0.043	0.027	0.032	0.043
R	0.023	0.023	0.023	0.023	0.029	0.029	0.023	0.029	0.039	0.023	0.029	0.039
X	0.013	0.013	0.013	0.013	0.014	0.014	0.013	0.013	0.018	0.014	0.014	0.019

### 3.4 Расчет токов короткого замыкания

Произведем расчет токов трехфазного короткого замыкания.

Для стороны 110 и 10 кВ:

$$I_K = \frac{E_C}{X_K}; \quad (7)$$

где  $E_C=1$ ,  $X_K$  – эквивалентное сопротивление схемы то точки КЗ.

Для стороны 0.4 кВ:

$$I_K = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot Z_K}. \quad (8)$$

Для пересчета в именованные единицы, необходимо получившиеся значение тока умножить на базисный ток ступени:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (9)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение ступени.

Тогда искомый ток КЗ в именованных единицах будет равен

$$I_K = \frac{E_C}{X_K} \cdot I_B. \quad (10)$$

Произведем расчет токов трехфазного КЗ на стороне 110 кВ.

Базисный ток для стороны 110 кВ равен:

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне 110 кВ:

$$I_{K1} = \frac{E_C}{X_1} \cdot I_B = \frac{1}{1.292} \cdot 5.02 = 3.884 \text{ кА.}$$

Базисный ток для стороны 10 кВ равен:

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне 10 кВ:

$$I_{K4} = \frac{E_C}{X_4} \cdot I_B = \frac{1}{6.292} \cdot 54.986 = 8.738 \text{ кА;}$$

Остальные результаты расчета тока трехфазного КЗ на стороне 10 кВ занесем в таблицу 12.

Таблица 12 - Результаты расчета ток трехфазного КЗ на стороне 10 кВ

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
I <sub>к</sub>	3.884	3.884	3.490	8.738	8.738	8.738	8.738	5.826	5.826	7.056	7.056	6.430	6.430	4.923	4.923	6.288	6.288	5.944	5.442	4.484	4.371

Ток трехфазного КЗ на стороне 0.4 кВ:

$$I_{K16} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot Z_{16}} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.027} = 8.693 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов тока трехфазного КЗ на стороне 0.4 кВ занесем в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов тока трехфазного КЗ на стороне 0.4 кВ

	16	17	18	19	20	21	28	29	30	31	32	33
$I_K$	8.693	8.693	8.674	8.674	7.173	7.173	8.669	7.210	5.360	8.633	7.156	5.332

Произведем расчет ударного тока КЗ по формуле:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} (1 + \sin \varphi e^{-t_{y0}/T_a}) = \sqrt{2} \cdot I_K K_y; \quad (11)$$

где:  $K_y = (1 + \sin \varphi e^{-t_{y0}/T_a})$  - ударный коэффициент, определяемый по кривым;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания;

$\varphi$  - угол сдвига по фазе напряжения и периодической составляющей тока короткого замыкания.

Для того что бы ввести в схему СЭС необходимые активные сопротивления находим из таблиц средние отношения  $(X/R)_{CP}$  из которых, в свою очередь находим  $R$ :

$$R = \frac{X}{\frac{X}{R}}; \quad (12)$$

где  $X$  – реактивное сопротивление элемента.

Активное сопротивление элементов СЭС равно:

$$R_c = \frac{X_c}{30} = 0.004 \text{ Ом};$$

Остальные результаты расчетов активного сопротивления занесем в таблицу 14.

Таблица 14 - Результаты расчетов активного сопротивления

	С	Т1	Т2	Т3	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8	Л9	Л10	Л11	Л12	Л13	Л14	Л15	Л16	Л17	Л18
R	0.004	0.25	0.25	0.533	0.146	0.146	0.164	0.055	1.875	1.875	2.823	2.823	2.163	2.163	0.766	0.920	1.189	1.105	0.874	1.941	1.368	1.764

Определим эквивалентное сопротивление для каждой точки КЗ рисунок 3.

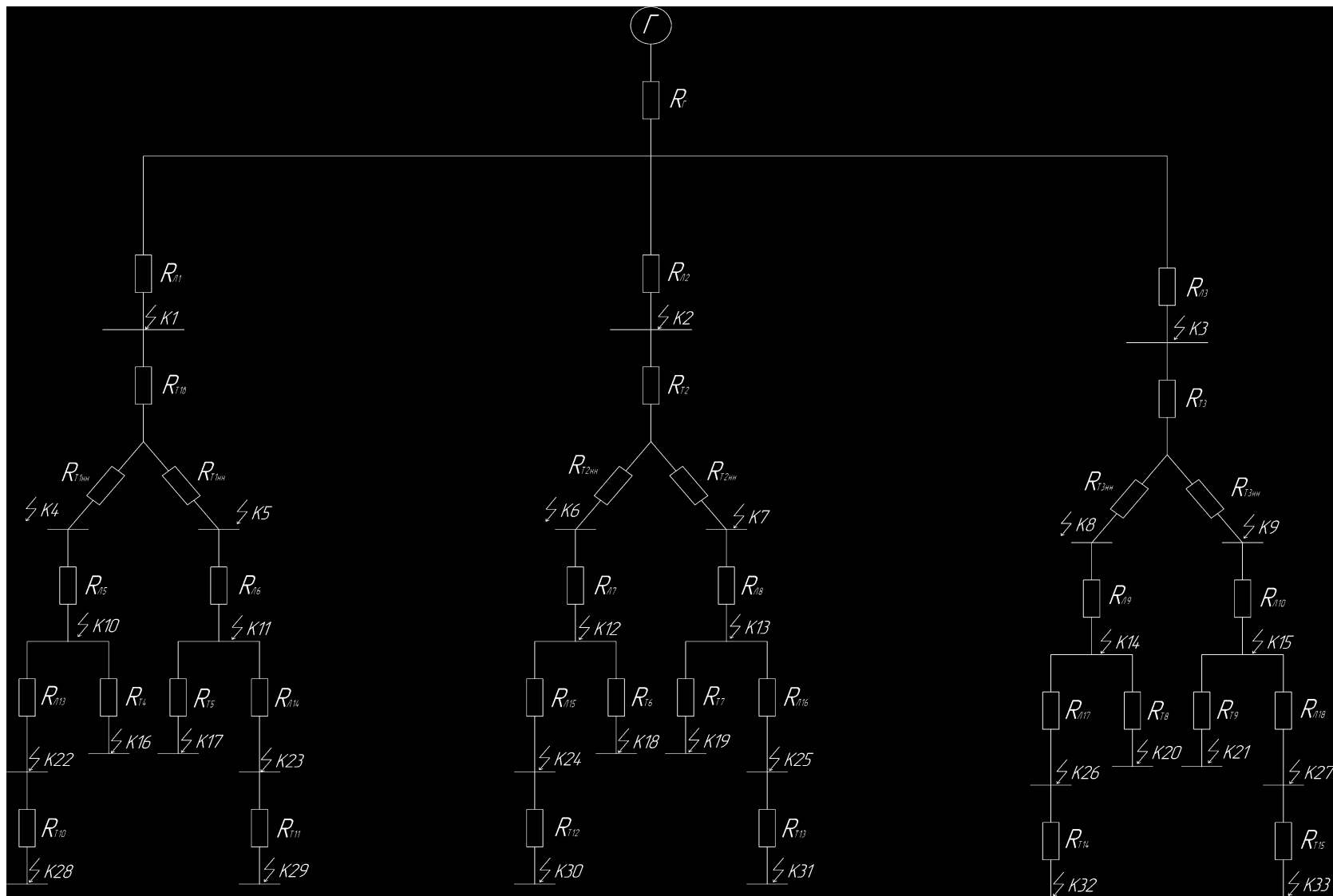


Рисунок 3 – Схема замещения для нахождения ударного тока КЗ

Эквивалентное сопротивление сети равно:

$$R_I = R_C + R_{JI} = 0.004 + 0.146 = 0.150 \text{ Ом};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

R	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
	0.150	0.150	0.168	0.4	0.4	0.4	0.4	0.702	0.702	2.275	2.275	3.223	3.223	2.865	2.865	3.465	3.381	4.098	5.164	4.233	4.629

По формуле определим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$T_a = \frac{X}{R \cdot \omega}; \quad (13)$$

где  $X$  и  $R$  - активное и реактивное сопротивление точки КЗ;

$\omega$  - угловая частота равна 314 рад/с.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания равна:

$$T_{a1} = \frac{X_1}{R_1 \cdot \omega} = \frac{1.292}{0.150 \cdot 314} = 0.027;$$

Остальные результаты расчетов постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания занесем в таблицу.

Таблица 16 – Результаты расчетов постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
$T_a$	0.027	0.027	0.027	0.05	0.05	0.05	0.05	0.043	0.043	0.011	0.011	0.008	0.008	0.012	0.012	0.008	0.008	0.007	0.006	0.009	0.008

По формуле определим ударный коэффициент для точек КЗ:

$$K_y = 1 + e^{-0.01/T_a}. \quad (14)$$

Ударный коэффициент равен:

$$K_{yI} = 1 + e^{-0.01/T_{a1}} = 1 + 2.718^{-0.01/0.027} = 1.694;$$

Остальные результаты расчетов ударного коэффициента занесем в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчетов ударного коэффициента

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
$K_y$	1.694	1.694	1.692	1.819	1.819	1.819	1.819	1.792	1.792	1.400	1.400	1.306	1.306	1.447	1.447	1.288	1.294	1.249	1.201	1.338	1.315

По формуле 11 определим ударный ток КЗ для расчётных точек:

$$i_{y01} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} K_{y1} = \sqrt{2} \cdot 3.884 \cdot 1.694 = 9.308 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов ударного тока КЗ занесем в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчетов ударного тока КЗ

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
$i_{уд}$	9.308	9.308	8.354	22.479	22.479	22.479	22.479	14.762	14.762	13.968	13.968	11.878	11.878	10.074	10.074	11.456	11.599	10.498	9.242	8.486	8.128



Произведем расчёт несимметричного короткого замыкания. Для этого составим схему прямой обратной и нулевой последовательностей.

Схема прямой последовательности подобна схеме для расчета в этой точке токов трехфазного КЗ для стороны 110 кВ.

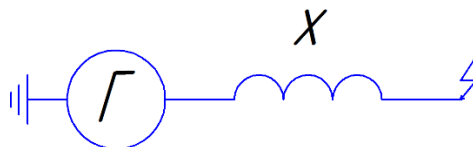


Рисунок 4 - Схемы замещения прямой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

$$X_{сум1}=X_1;$$

$$X_{сум1.1}=X_2;$$

$$X_{сум1.2}=X_3.$$

Для расчета сопротивления обратной последовательности необходимо составить схему обратной последовательности. Она подобна схеме прямой последовательности в свернутом виде, но в ней отсутствуют источники ЭДС.

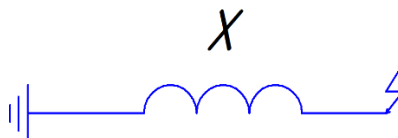


Рисунок 5 - Схемы замещения обратной последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

$$X_{сум2}=X_{сум1};$$

$$X_{сум2.1}=X_{сум1.1};$$

$$X_{сум2.2}=X_{сум1.2}.$$

Для расчета сопротивления нулевой последовательности необходимо составить схему нулевой последовательности. Она составляется с учетом метода соединения фаз ее частей. Например, двухобмоточные трансформаторы

используется в схеме в зависимости от устройства магнитопровода и группы соединения обмоток. Характеристики линий тоже обуславливаются их конструкцией. Параметры линии моделируются изменением коэффициента  $d$ . Для двухцепных линий с грозозащитным тросом коэффициент  $d$  равен 4.7, а без грозозащитного равен 5.5.

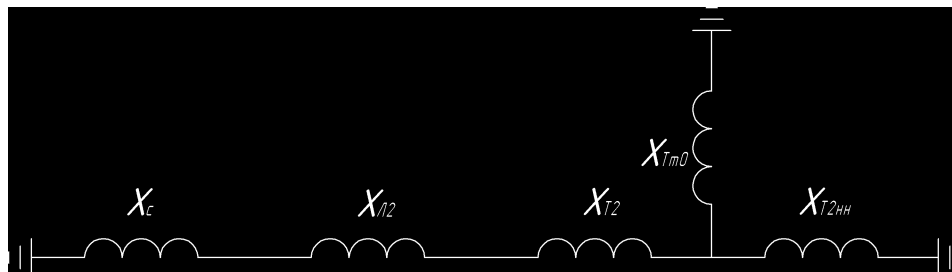


Рисунок 6 - Схемы замещения нулевой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

Найдем сопротивления нулевой последовательности:

$$X_{сум0} = \frac{(X_c + 4.7 X_{л1}) X_{T1}}{(X_c + 4.7 X_{л1}) + X_{T1}} = \frac{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167) 5}{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167) + 5} = 2.644;$$

$$X_{сум0.1} = \frac{(X_c + 4.7 X_{л2}) X_{T2}}{(X_c + 4.7 X_{л2}) + X_{T2}} = \frac{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167) 5}{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167) + 5} = 2.644;$$

$$X_{сум0.2} = \frac{(X_c + 4.7 X_{л3}) X_{T3}}{(X_c + 4.7 X_{л3}) + X_{T3}} = \frac{(0.125 + 4.7 \cdot 1.313) 8}{(0.125 + 4.7 \cdot 1.313) + 8} = 3.523.$$

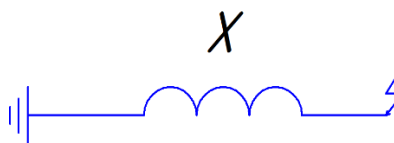


Рисунок 7 - Преобразование схемы замещения нулевой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

После определения суммарных сопротивлений всех трех схем последовательностей необходимо начать расчет тока НКЗ. Токи и напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей соразмерны с током прямой последовательности в точке НКЗ.

Для определения тока прямой последовательности необходимо определить ток трехфазного короткого замыкания в этой точке, удаленного от реальной точки КЗ на добавочное сопротивление, которое находится как результирующее сопротивление обратной и нулевой последовательностей в соответствии с типом КЗ, относительно точки схемы.

На основании правила эквивалентности прямой последовательности, если не учитывать дугу в точке короткого замыкания, то есть КЗ металлическое, то соответственно ток прямой последовательности для особой фазы имеет вид:

$$I_{K1}^{(n)} = \frac{E_\Sigma}{X_{\Sigma 1} + \Delta X^{(n)}}; \quad (15)$$

где дополнительное сопротивление шунта зависит от типа НКЗ.

Найдем дополнительное сопротивление для однофазного КЗ:

$$\begin{aligned} \Delta X_I^{(1)} &= X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0} = 1.292 + 2.644 = 3.937; \\ \Delta X_{I.1}^{(1)} &= X_{\Sigma 2.1} + X_{\Sigma 0.1} = 1.292 + 2.644 = 3.937; \\ \Delta X_{I.2}^{(1)} &= X_{\Sigma 2.2} + X_{\Sigma 0.2} = 1.438 + 3.523 = 4.961. \end{aligned}$$

Найдем дополнительное сопротивление для двухфазного КЗ:

$$\begin{aligned} \Delta X_I^{(2)} &= X_{\Sigma 2} = 1.292; \\ \Delta X_{I.1}^{(2)} &= X_{\Sigma 2.1} = 1.292; \\ \Delta X_{I.2}^{(2)} &= X_{\Sigma 2.2} = 1.438. \end{aligned}$$

Найдем дополнительное сопротивление для двухфазного КЗ на землю:

$$\square X_1^{1.1} = \frac{X_{\Sigma 0} \cdot X_{\Sigma 2}}{X_{\Sigma 0} + X_{\Sigma 2}} = 0.868;$$

$$\Delta X_2^{1.1} = \frac{X_{\text{сум}0.1} \cdot X_{\text{сум}2.1}}{X_{\text{сум}0.1} + X_{\text{сум}2.1}} = 0.868;$$

$$\Delta X_3^{1.1} = \frac{X_{\text{сум}0.2} \cdot X_{\text{сум}2.2}}{X_{\text{сум}0.2} + X_{\text{сум}2.2}} = 1.021.$$

Определив все добавочные сопротивления найдем ток прямой последовательности:

$$I_{\text{кз1}} = \frac{E_c}{X_{\text{сум1}} + \Delta X_1} = 0.191 \text{ о.е.};$$

Остальные результаты расчетов тока прямой последовательности занесем в таблицу 19.

Таблица 19 - Результаты расчетов тока прямой последовательности

№	1	1.1	1.2	2	2.1	2.2	1.1.1	1.1.2	1.1.3
$I_{\text{кз}}$	0.191	0.191	0.156	0.387	0.387	0.348	0.463	0.463	0.407

Для определения фазного тока в точке короткого замыкания аварийной фазы необходимо произвести умножение тока особой фазы и фазный коэффициент между собой  $m^{(n)}$ :

$$I_K^{(n)} = m^{(n)}, \quad (16)$$

где фазный коэффициент определяется как:  $m^{(1)}=3$  для однофазного КЗ,  $m^{(2)}=\sqrt{3}$  для двухфазного КЗ и  $m^{1.1} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{\Sigma 2} \cdot X_{\Sigma 0}}{(X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0})^2}} = 1.5$  для двухфазного КЗ на землю.

Определим значение фазного тока:

$$I_{K1} = m^1 \cdot I_{K31} = 3 \cdot 0.191 = 0.574 \text{ о.е.};$$

Остальные результаты расчетов фазного тока занесем в таблицу 20.

Таблица 20 - Результаты расчетов фазного тока

№	1	1.1	1.2	2	2.1	2.2	1.1.1	1.1.2	1.1.3
I <sub>к</sub>	0.574	0.574	0.469	0.670	0.670	0.602	0.708	0.708	0.628

Фазный ток в именованных единицах находим по формуле:

$$I_{K(n)} = I_{\kappa} \cdot I_B. \quad (17)$$

Фазный ток в именованных единицах равен:

$$I_{K1} = I_1 \cdot I_B = 0.574 \cdot 5.02 = 2.880 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов фазного тока в именованных единицах занесем в таблицу 21.

Таблица 21 - Результаты расчетов фазного тока в именованных единицах

№	1	1.1	1.2	2	2.1	2.2	1.1.1	1.1.2	1.1.3
I <sub>к</sub>	2.880	2.880	2.354	3.364	3.364	3.024	3.553	3.553	3.151

Ударный ток КЗ найдем по формуле:

$$i_{y\partial n} = \sqrt{2} \cdot I_{K(n)} K_y. \quad (18)$$

Ударный ток КЗ равен:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} I_{K(1)} K_y = \sqrt{2} \cdot 2.880 \cdot 1.87 = 7.617 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов ударный ток КЗ занесем в таблицу 22.

Таблица 22 - Результаты расчетов ударный ток КЗ

№	1	1.1	1.2	2	2.1	2.2	1.1.1	1.1.2	1.1.3
$i_{уд}$	7.617	7.617	6.224	8.896	8.896	7.996	9.397	9.397	8.333

Произведем расчет простого тока КЗ

Замыкание одной фазы на землю в системе с изолированной нейтралью, или в системе, заземленной через компенсирующее устройство, называется простым. Однофазное короткое замыкание в таких системах считается простым, для него  $z_{0\Sigma}=\infty$  поэтому питание от генераторов невозможно. Через точки короткого замыкания протекают ранее не учитываемые токи, обусловленные емкостным эффектом здоровых фаз рисунок 7.

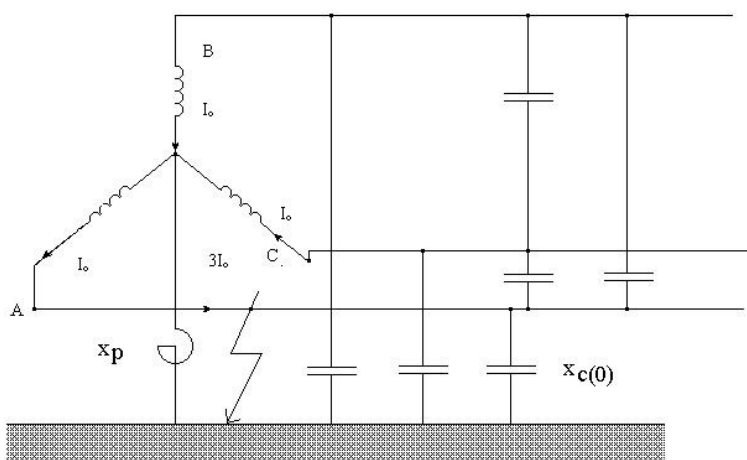


Рисунок 8 - Однофазное короткое замыкание в сети с компенсированной нейтралью

Данные токи высчитываются по полной длине всех линий, электрически связанных с местом простого короткого замыкания:

$$I_{КП} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot \left( \frac{l_{ВЛ}}{N_{ВЛ}} + \frac{l_{КЛ}}{N_{КЛ}} \right). \quad (19)$$

Если ток простого короткого замыкания больше предельного для  $U_H=10$  кВ –  $I_{KP}=20$  А, то при длительной работе сети в таком режиме, происходит негативное воздействие на изоляцию может произойти пробой и выжигание изоляции. Для предотвращения такой ситуации необходимо произвести компенсацию тока за счет включения в нейтраль дугогасящей катушки реактора. В рассмотренном примере ток простого КЗ  $I_{КП}$  не превышает критическое значение  $I_{KP}$ , поэтому компенсация не требуется.

По формуле произведем расчет простого КЗ:

$$I_{КП10} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot \left( \frac{l_1}{N_{ВЛ}} + \frac{l_5}{N_{КЛ}} \right) = \left( \frac{40}{350} + \frac{2.148}{10} \right) = 5.985 \text{ А};$$

Остальные результаты расчетов тока простого КЗ занесем в таблицу 23.

Таблица 23 - Результаты расчетов тока простого КЗ

№	10	11	12	13	14	15	22	23	24	25	26	27
$I_{КП}$	5.985	5.985	7.960	7.960	6.845	6.845	8.400	8.229	9.735	11.901	9.622	10.426

### 3.5 Послеаварийные режимы сети

#### 3.5.1 Вариант 1

Найдем эквивалентное сопротивление для каждой точки КЗ рисунок 9.

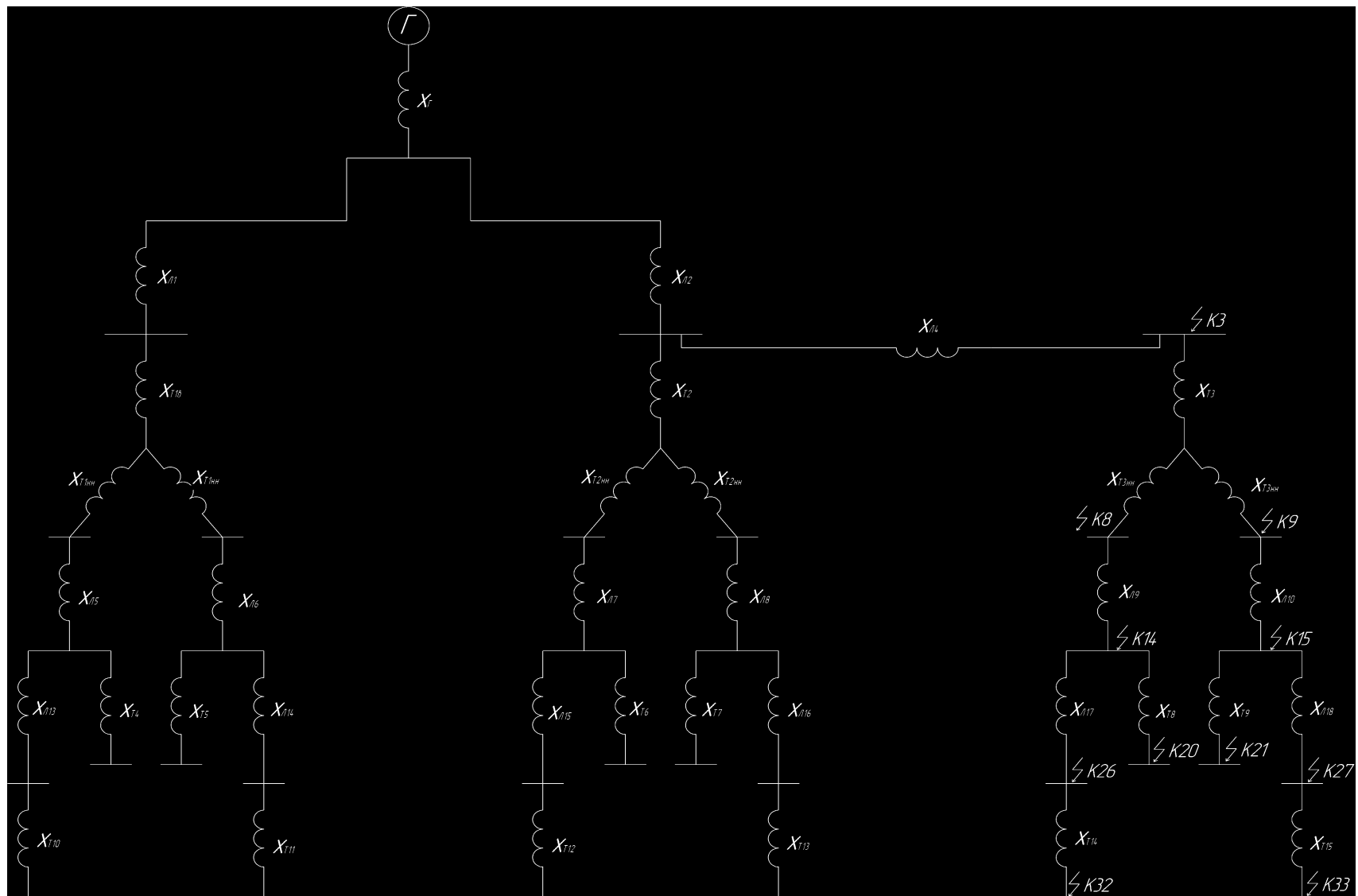


Рисунок 9 – Эквивалентная схема электрической сети с указанием точек КЗ



$$X_3 = X_C + X_{Л1} + X_{Л4} = 0.125 + 1.167 + 0.438 = 1.730 \text{ о.е.};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 24.

Таблица 24 - Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

№	3	8	9	14	15	26	27
X	1.730	9.730	9.730	11.461	11.461	12.555	12.870

Определим эквивалентные сопротивления для стороны 0.4 кВ

$$X_{20} = X_{14} \cdot \frac{U_B^2}{S_B} + X_{T8} + X_A + X_{TT} =$$

$$= 11.461 \cdot \frac{0.4^2}{1000} + 0.012 + 0.45 \cdot 10^{-4} + 3.5 \cdot 10^{-4} = 0.014 \text{ Ом};$$

$$R_{20} = R_{T8} + R_{TT} + R_K + R_A = 0.014 + 2 \cdot 10^{-4} + 150 \cdot 10^{-4} + 0.6 \cdot 10^{-4} = 0.029 \text{ Ом};$$

$$Z_{20} = \sqrt{X_{20}^2 + R_{20}^2} = \sqrt{0.014^2 + 0.029^2} = 0.032 \text{ Ом};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 25.

Таблица 25 - Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

№	20	21	32	33
X	0.014	0.014	0.014	0.019
R	0.029	0.029	0.029	0.039
Z	0.032	0.032	0.032	0.043

Ток трехфазного КЗ на стороне 110 кВ:

$$I_{K3} = \frac{E_C}{X_3} \cdot I_B = \frac{1}{1.730} \cdot 5.02 = 2.901 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне 10 кВ:

$$I_{K8} = \frac{E_c}{X_8} \cdot I_B = \frac{1}{9.730} \cdot 54.986 = 5.651 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов тока трехфазного КЗ занесем в таблицу 26.

Таблица 26 - Результаты расчетов тока трехфазного КЗ

№	8	9	14	15	26	27
I <sub>К</sub>	5.651	5.651	4.798	4.798	4.380	4.272

Ток трехфазного КЗ на стороне 0.4 кВ

$$I_{K20} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot Z_{20}} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.032} = 7.169 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов тока трехфазного КЗ занесем в таблицу 27.

Таблица 27 - Результаты расчетов тока трехфазного КЗ

№	20	21	32	33
I <sub>К</sub>	7.169	7.169	7.152	7.152

Определим эквивалентное сопротивление для каждой точки КЗ рисунок 10.

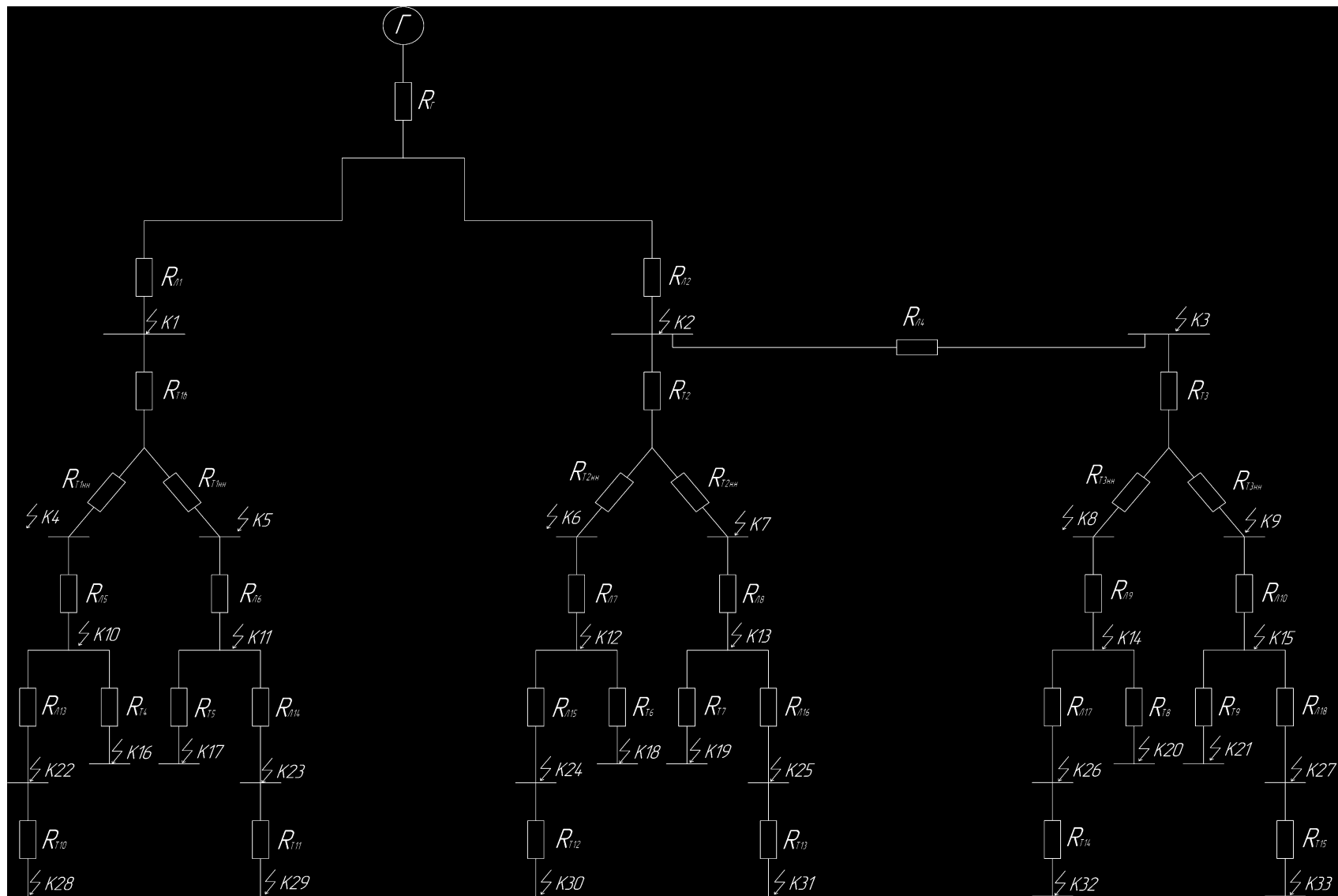


Рисунок 10 – Схема замещения для нахождения ударного тока K3

Эквивалентное сопротивление сети равно:

$$R_3 = R_C + R_{Л3} + R_{Л4} = 0.004 + 0.164 + 0.055 = 0.205 \text{ Ом};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 28.

Таблица 28 - Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

№	3	8	9	14	15	26	27
R	0.205	0.738	0.738	2.901	2.901	4.269	4.665

По формуле определим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$T_{a3} = \frac{X_3}{R_3 \cdot \omega} = \frac{1.730}{0.205 \cdot 314} = 0.027;$$

Остальные результаты расчетов постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания занесем в таблицу 29.

Таблица 29 - Результаты расчетов постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания

№	3	8	9	14	15	26	27
T <sub>a</sub>	0.027	0.042	0.042	0.013	0.013	0.009	0.008

По формуле определим ударный коэффициент для точек КЗ:

$$K_{y3} = 1 + e^{-0.01/Ta3} = 1 + 2.718^{-0.01/0.027} = 1.690;$$

Остальные результаты расчетов ударного коэффициента занесем в таблицу 30.

Таблица 30 - Результаты расчетов ударного коэффициента

№	3	8	9	14	15	26	27
$K_y$	1.690	1.788	1.788	1.452	1.452	1.344	1.320

По формуле определим ударный ток КЗ для расчётных точек:

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} K_{y3} = \sqrt{2} \cdot 2.901 \cdot 1.690 = 6.933 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов ударного тока КЗ занесем в таблицу 31.

Таблица 31 - Результаты расчетов ударного тока КЗ

№	3	8	9	14	15	26	27
$i_{уд}$	6.933	14.289	14.289	9.849	9.849	8.323	7.977

Произведем расчет несимметричного короткого замыкания для первого варианта схемы. Для этого составим схему прямой обратной и нулевой последовательностей.

Схема прямой последовательности представлена на рисунке 11.

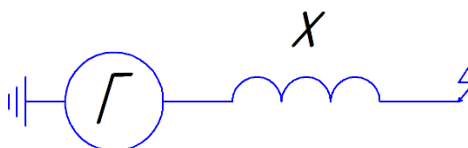


Рисунок 11 - Схемы замещения прямой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

$$X_{сум1} = X_3.$$

Схема обратной последовательности представлена на рисунке 12.

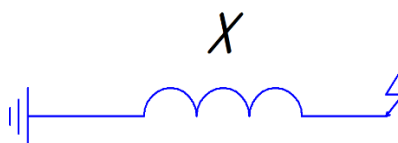


Рисунок 12 - Схемы замещения обратной последовательности для расчёта

тока несимметричного короткого замыкания

$$X_{\text{сум}2}=X_{\text{сум}1}.$$

Схема нулевой последовательности представлена на рисунке 13.

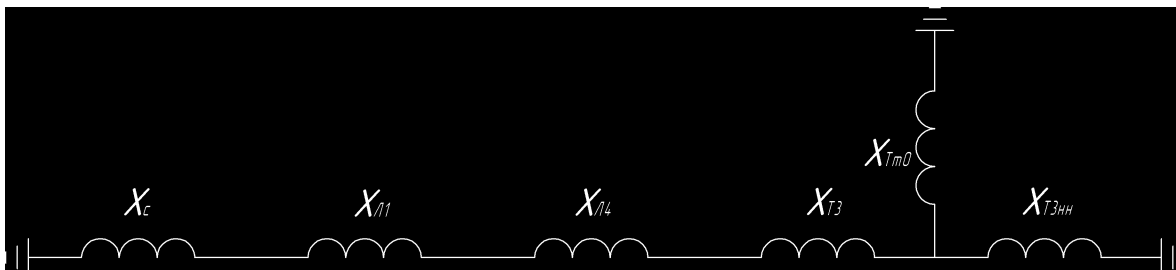


Рисунок 13 - Схемы замещения нулевой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

Найдем сопротивления нулевой последовательности:

$$X_{\text{сум}0} = \frac{(4.7 \cdot X_{\text{л}4} + \frac{(X_c + 4.7 \cdot X_{\text{л}1}) \cdot X_{T3}}{X_c + 4.7 \cdot X_{\text{л}1} + X_{T3}}) \cdot X_{T3}}{(X_c + 4.7 \cdot X_{\text{л}1}) + X_{T3}} =$$

$$= \frac{(4.7 \cdot 0.438 + \frac{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167) \cdot 8}{0.125 + 4.7 \cdot 1.167 + 8}) \cdot 8}{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167) + 8} = 3.208,$$

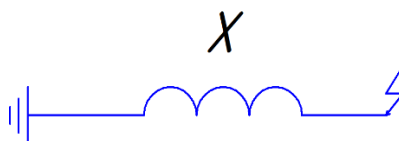


Рисунок 14 - Преобразование схемы замещения нулевой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

Найдем дополнительное сопротивление для однофазного КЗ:

$$\Delta X_I^{(1)} = X_{\text{сум}2} + X_{\text{сум}0} = 1.730 + 3.208 = 4.938;$$

Найдем дополнительное сопротивление для двухфазного КЗ:

$$\Delta X_I^{(2)} = X_{\Sigma M2} = 1.730;$$

Найдем дополнительное сопротивление для двухфазного КЗ на землю:

$$\square X_1^{1.1} = \frac{X_{\Sigma M0} \cdot X_{\Sigma M2}}{X_{\Sigma M0} + X_{\Sigma M2}} = 1.124.$$

Определив все добавочные сопротивления найдем ток прямой последовательности:

$$I_{\kappa 31} = \frac{E_C}{X_{\Sigma M1} + \square X_1} = \frac{1}{1.730 + 4.938} = 0.150 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 32} = \frac{E_C}{X_{\Sigma M1} + \square X_2} = \frac{1}{1.730 + 1.730} = 0.289 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 31.1.1} = \frac{E_C}{X_{\Sigma M1} + \square X_{1.1}} = \frac{1}{3.208 + 1.124} = 0.350 \text{ о.е.}$$

Определим значение фазного тока:

$$I_{\kappa 1} = m^1 \cdot I_{\kappa 31} = 3 \cdot 0.150 = 0.450 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 2} = m^2 \cdot I_{\kappa 32} = \sqrt{3} \cdot 0.289 = 0.501 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 1.1.1} = m^{1.1} \cdot I_{\kappa 31.1} = 1.5 \cdot 0.350 = 0.533 \text{ о.е.}$$

Фазный ток в именованных единицах равен:

$$I_{K1} = I_1 \cdot I_B = 0.450 \cdot 5.02 = 2.258 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = I_2 \cdot I_B = 0.501 \cdot 5.02 = 2.513 \text{ кА};$$

$$I_{K1.1.1} = I_{1.1.1} \cdot I_B = 0.533 \cdot 5.02 = 2.677 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ равен:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{K(1)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 2.258 \cdot 1.87 = 5.973 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{K(2)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 2.513 \cdot 1.87 = 6.645 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 1.1.1} = \sqrt{2} \cdot I_{K(1.1.1)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 2.677 \cdot 1.87 = 7.081 \text{ кА}.$$

Произведем расчет простого КЗ по формуле:

$$I_{KП14} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot \left( \frac{l_1 + l_4}{N_{БЛ}} + \frac{l_9}{N_{КЛ}} \right) = \left( \frac{40 + 15}{350} + \frac{2.478}{10} \right) = 7.365 \text{ А};$$

$$I_{KП15} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot \left( \frac{l_1 + l_4}{N_{БЛ}} + \frac{l_{10}}{N_{КЛ}} \right) = \left( \frac{40 + 15}{350} + \frac{2.478}{10} \right) = 7.365 \text{ А};$$

$$I_{KП26} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot \left( \frac{l_1 + l_4}{N_{БЛ}} + \frac{l_9 + l_{17}}{N_{КЛ}} \right) = \left( \frac{40 + 15}{350} + \frac{2.478 + 1.527}{10} \right) = 10.422 \text{ А};$$

$$I_{KП27} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot \left( \frac{l_1 + l_4}{N_{БЛ}} + \frac{l_9 + l_{18}}{N_{КЛ}} \right) = \left( \frac{40 + 15}{350} + \frac{2.478 + 1.411}{10} \right) = 10.945 \text{ А}.$$

### 3.5.2 Вариант 2

Найдем эквивалентное сопротивление для каждой точки КЗ рисунок 15.



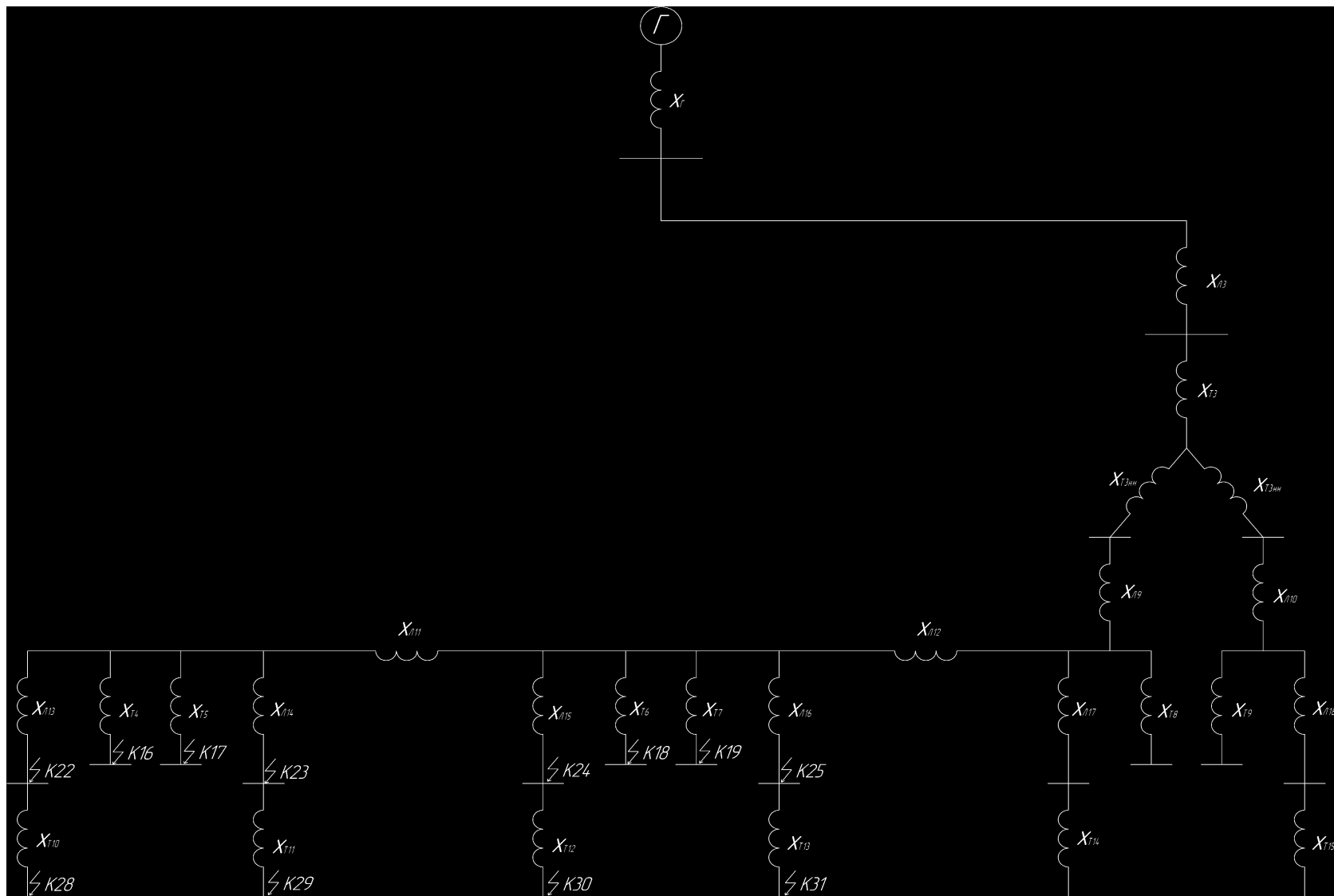


Рисунок 15 – Эквивалентная схема электрической сети с указанием точек КЗ

$$X_{10}=X_C+X_{ЛЗ}+X_{ТЗ}+X_{Л9}+X_{Л12}+X_{Л11}=$$

$$=0.125+1.313+8+1.731+0.784+0.613=12.565 \text{ о.е.};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 32.

Таблица 32 - Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

№	10	11	12	13	22	23	24	25
X	12.565	12.565	11.953	11.953	13.517	13.449	12.652	13.505

$$X_{16} = X_{10} \cdot \frac{U_B^2}{S_B} + X_{T4} + X_A + X_{TT} =$$

$$= 12.565 \cdot \frac{0.4^2}{1000} + 0.012 + 0.45 \cdot 10^{-4} + 3.5 \cdot 10^{-4} = 0.014 \text{ Ом};$$

$$R_{16} = R_{T4} + R_{TT} + R_K + R_A = 0.0076 + 2 \cdot 10^{-4} + 150 \cdot 10^{-4} + 0.6 \cdot 10^{-4} = 0.023 \text{ Ом};$$

$$Z_{16} = \sqrt{X_{16}^2 + R_{16}^2} = \sqrt{0.014^2 + 0.023^2} = 0.027 \text{ Ом};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 33.

Таблица 33 - Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

№	16	17	18	19	28	29	30	31
X	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014	0.019	0.014
R	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023	0.029	0.039	0.023
Z	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027	0.032	0.043	0.027

Ток трехфазного КЗ на стороне 10 кВ:

$$I_{K10} = \frac{E_C}{X_{10}} \cdot I_B = \frac{1}{12.565} \cdot 54.986 = 4.376 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов тока трехфазного КЗ занесем в таблицу 34.

Таблица 34 - Результаты расчетов тока трехфазного КЗ

№	10	11	12	13	22	23	24	25
I <sub>к</sub>	4.376	4.376	4.600	4.600	4.068	4.088	4.346	4.071

Ток трехфазного КЗ на стороне 0.4 кВ:

$$I_{K16} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot Z_{16}} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.027} = 8.569 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов тока трехфазного КЗ занесем в таблицу 35.

Таблица 35 - Результаты расчетов тока трехфазного КЗ

№	16	17	18	19	28	29	30	31
I <sub>к</sub>	8.569	8.569	8.585	8.585	8.543	7.138	5.332	8.544

Определим эквивалентное сопротивление для каждой точки КЗ рисунок 16.

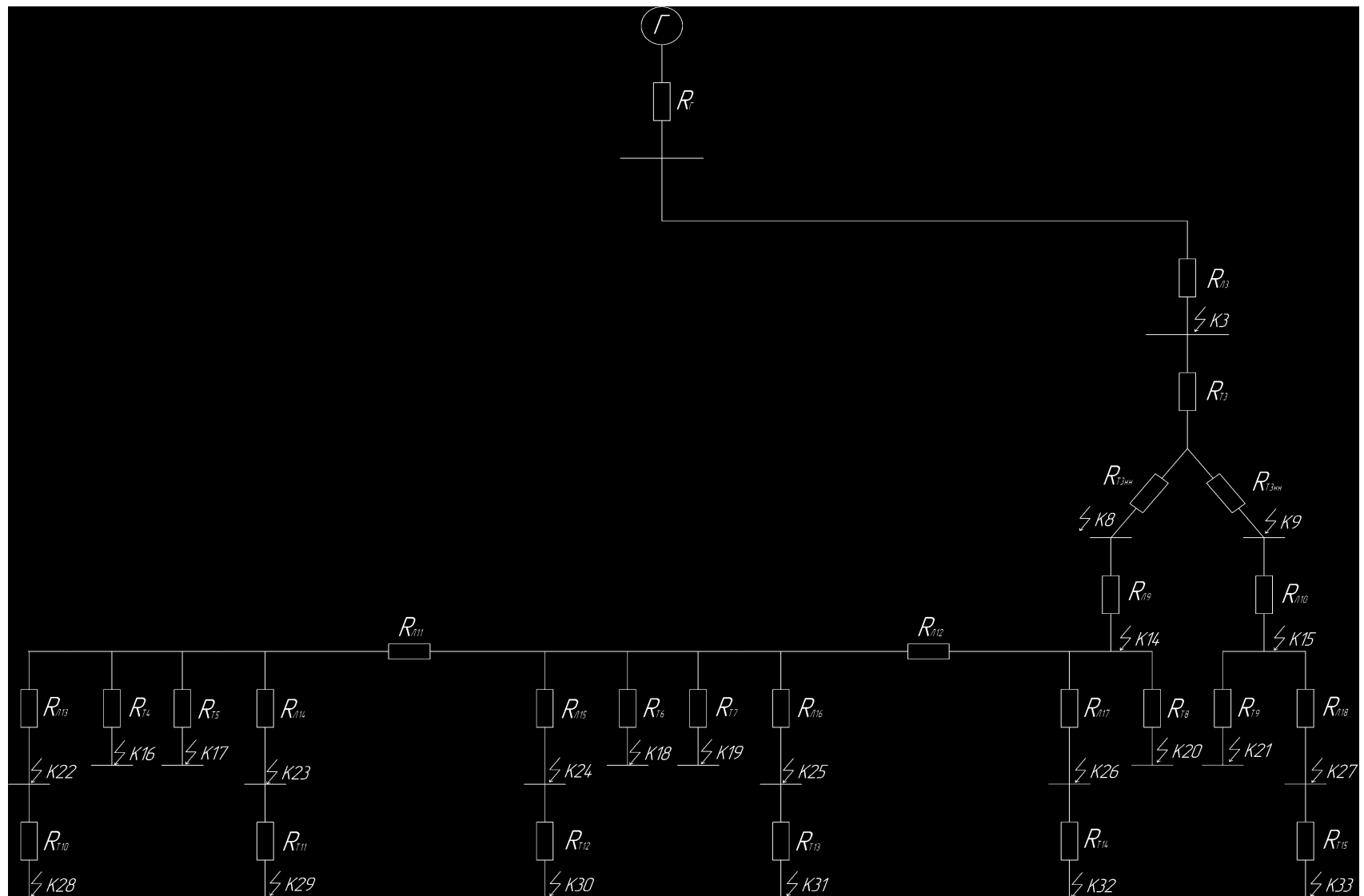


Рисунок 16 – Схема замещения для нахождения ударного тока  $K3$

Эквивалентное сопротивление сети равно:

$$R_{I0}=R_C+R_{ЛЗ}+R_{ТЗ}+R_{Л9}+R_{Л12}+R_{Л11}=0.004+0.164+0.533+2.163+0.920+0.766=4.610 \text{ Ом};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 36.

Таблица 36 - Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

№	10	11	12	13	22	23	24	25
R	4.610	4.610	3.845	3.845	5.800	5.715	4.719	5.785

По формуле определим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$T_{a10} = \frac{X_{10}}{R_{10} \cdot \omega} = \frac{7.793}{4.610 \cdot 314} = 0.008;$$

Остальные результаты расчетов постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания занесем в таблицу 37.  
Таблица 37 - Результаты расчетов постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания

№	10	11	12	13	22	23	24	25
T <sub>a</sub>	0.008	0.008	0.009	0.009	0.007	0.007	0.008	0.007

По формуле определим ударный коэффициент для точек КЗ:

$$K_{y10}=1+e^{-0.01/Ta10}=1+2.718^{-0.01/0.008}=1.316;$$

Остальные результаты расчетов ударного коэффициента занесем в таблицу 38.

Таблица 38 - Результаты расчетов ударного коэффициента

№	10	11	12	13	22	23	24	25
$K_y$	1.316	1.316	1.364	1.364	1.260	1.263	1.310	1.261

По формуле определим ударный ток КЗ для расчётных точек

$$i_{y010} = \sqrt{2} \cdot I_{K10} K_{y10} = \sqrt{2} \cdot 4.376 \cdot 1.316 = 8.144 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов ударного тока КЗ занесем в таблицу 39.

Таблица 39 - Результаты расчетов ударного тока КЗ

№	10	11	12	13	22	23	24	25
$i_{уд}$	8.144	8.144	8.875	8.875	7.248	7.304	8.052	7.258

Произведем расчет несимметричного короткого замыкания для первого варианта схемы. Для этого составим схему прямой обратной и нулевой последовательностей.

Схема прямой последовательности представлена на рисунке 17.

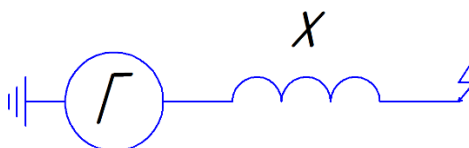


Рисунок 17 - Схемы замещения прямой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

$$X_{сум1} = X_I.$$

Схема обратной последовательности представлена на рисунке 18.

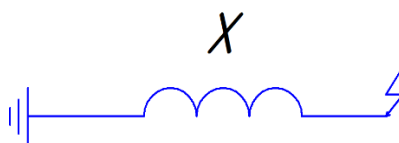


Рисунок 18 - Схемы замещения обратной последовательности для расчёта

тока несимметричного короткого замыкания

$$X_{\text{сум}2} = X_{\text{сум}1}.$$

Схема нулевой последовательности представлена на рисунке 19.

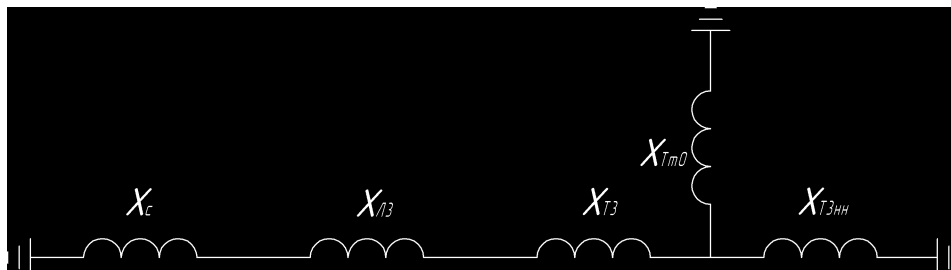


Рисунок 19 - Схемы замещения нулевой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

Найдем сопротивления нулевой последовательности:

$$X_{\text{сум}0} = \frac{(X_C + 4.7 \cdot X_{ЛЗ})X_{ТЗ}}{(X_C + 4.7 \cdot X_{ЛЗ}) + X_{ТЗ}} = \frac{(0.125 + 4.7 \cdot 1.313) \cdot 8}{(0.125 + 4.7 \cdot 1.313) + 8} = 3.524.$$

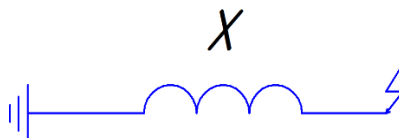


Рисунок 20 - Преобразование схемы замещения нулевой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

Найдем дополнительное сопротивление для однофазного КЗ:

$$\Delta X_I^{(1)} = X_{\text{сум}2} + X_{\text{сум}0} = 1.438 + 3.524 = 4.962.$$

Найдем дополнительное сопротивление для двухфазного КЗ:

$$\Delta X_I^{(2)} = X_{\text{сум}2} = 1.438.$$

Найдем дополнительное сопротивление для двухфазного КЗ на землю:

$$\square X_1^{1.1} = \frac{X_{\text{сум}0} \cdot X_{\text{сум}2}}{X_{\text{сум}0} + X_{\text{сум}2}} = \frac{3.524 \cdot 1.438}{3.524 + 1.438} = 1.021.$$

Определив все добавочные сопротивления найдем ток прямой последовательности:

$$I_{\kappa 31} = \frac{E_C}{X_{\text{сум}1} + \square X_1} = \frac{1}{1.438 + 4.962} = 0.156 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 32} = \frac{E_C}{X_{\text{сум}1} + \square X_2} = \frac{1}{1.438 + 1.438} = 0.348 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 31.1.1} = \frac{E_C}{X_{\text{сум}1} + \square X_{1.1}} = \frac{1}{1.438 + 1.021} = 0.407 \text{ о.е.}$$

Фазный ток в точке КЗ аварийной фазы:

$$I_{\kappa 1} = m^1 \cdot I_{\kappa 31} = 3 \cdot 0.156 = 0.469 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 2} = m^2 \cdot I_{\kappa 32} = \sqrt{3} \cdot 0.348 = 0.602 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 1.1.1} = m^{1.1} \cdot I_{\kappa 31.1} = 1.5 \cdot 0.407 = 0.627 \text{ о.е.}$$

Фазный ток в именованных единицах равен:

$$I_{K1} = I_1 \cdot I_B = 0.469 \cdot 5.02 = 2.353 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = I_2 \cdot I_B = 0.602 \cdot 5.02 = 3.023 \text{ кА};$$

$$I_{K1.1.1} = I_{1.1.1} \cdot I_B = 0.627 \cdot 5.02 = 3.150 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ равен:



$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{K(1)} K_y = \sqrt{2} \cdot 2.353 \cdot 1.87 = 6.223 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{K(2)} K_y = \sqrt{2} \cdot 3.023 \cdot 1.87 = 7.994 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 1.1.1} = \sqrt{2} \cdot I_{K(1.1.1)} K_y = \sqrt{2} \cdot 3.150 \cdot 1.87 = 8.331 \text{ кА}.$$

Произведем расчет простого КЗ:

$$I_{KП10} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot \left( \frac{l_3}{N_{БЛ}} + \frac{l_9 + l_{12} + l_{11}}{N_{КЛ}} \right) =$$

$$= \left( \frac{40}{350} + \frac{2.478 + 1.122 + 0.877}{10} \right) = 10.480 \text{ А};$$

Остальные результаты расчетов тока простого КЗ занесем в таблицу 40.

Таблица 40 - Результаты расчетов тока простого КЗ

№	10	11	12	13	22	23	24	25
I <sub>КП</sub>	10.480	10.480	8.885	8.885	12.896	12.725	10.660	12.826

### 3.5.3 Вариант 3

Найдем эквивалентное сопротивление для каждой точки КЗ рисунок 21.

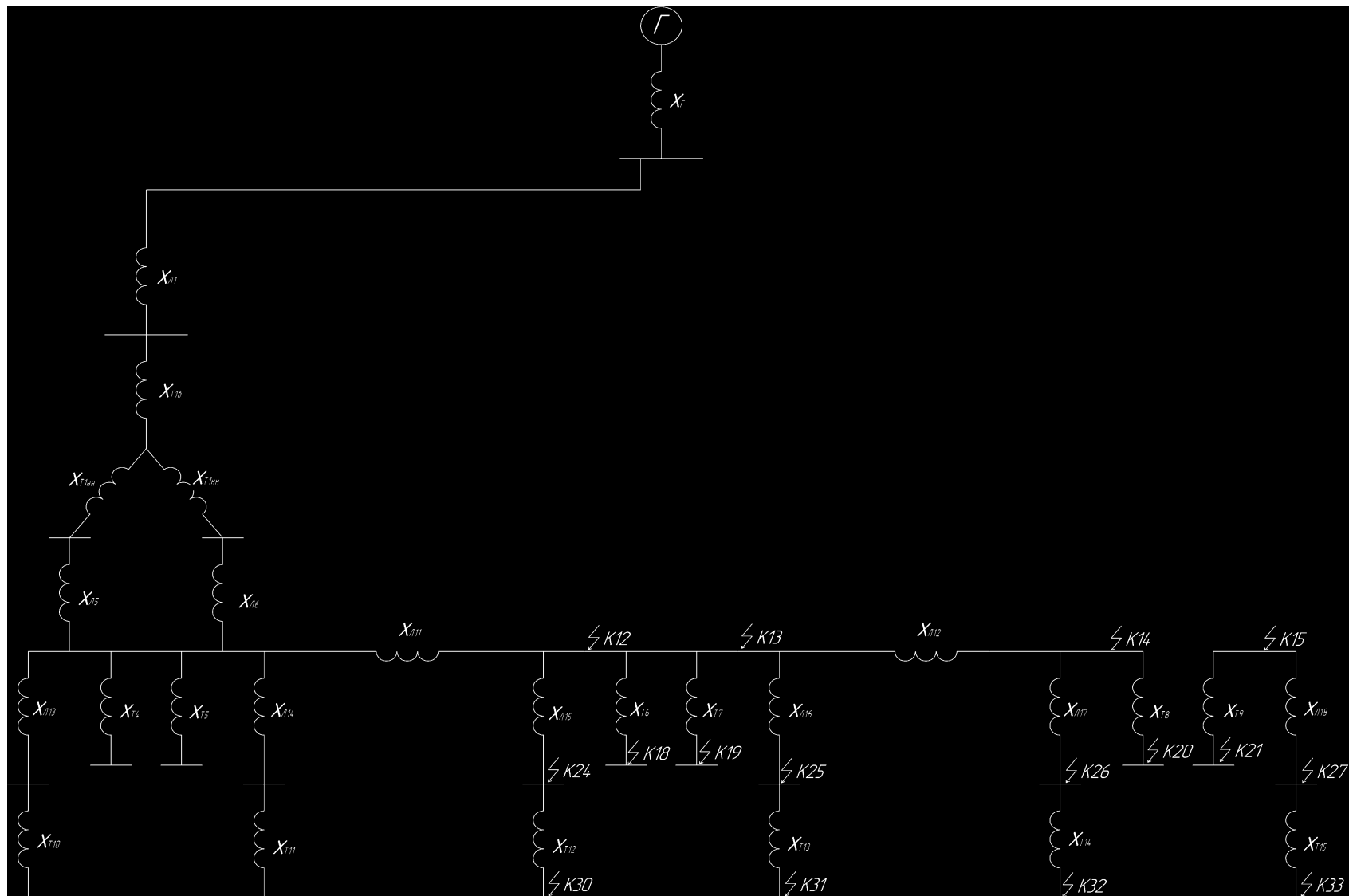


Рисунок 21 – Эквивалентная схема электрической сети с указанием точек КЗ

$$X_{12}=X_C+X_{Л1}+X_{Т1}+X_{Л6}+X_{Л11}=0.125+1.167+5+1.500+0.613=8.405 \text{ о.е.};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 41.

Таблица 41 - Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

№	12	13	14	15	24	25	26	27
X	8.405	8.405	9.189	9.189	9.105	9.958	10.283	10.600

$$X_{18} = X_{12} \cdot \frac{U_B^2}{S_B} + X_{T6} + X_A + X_{TT} =$$

$$= 8.405 \cdot \frac{0.4^2}{1000} + 0.012 + 0.45 \cdot 10^{-4} + 3.5 \cdot 10^{-4} = 0.013 \text{ Ом};$$

$$R_{18} = R_{T6} + R_{TT} + R_K + R_A = 0.0076 + 2 \cdot 10^{-4} + 150 \cdot 10^{-4} + 0.6 \cdot 10^{-4} = 0.023 \text{ Ом};$$

$$Z_{18} = \sqrt{X_{18}^2 + R_{18}^2} = \sqrt{0.014^2 + 0.023^2} = 0.027 \text{ Ом};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 42.

Таблица 42 - Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

№	18	19	20	21	30	31	32	33
X	0.013	0.013	0.013	0.013	0.018	0.014	0.014	0.018
R	0.023	0.023	0.029	0.029	0.039	0.023	0.029	0.039
Z	0.027	0.027	0.032	0.032	0.043	0.027	0.032	0.043

Ток трехфазного КЗ на стороне 10 кВ

$$I_{K12} = \frac{E_C}{X_{12}} \cdot I_B = \frac{1}{8.405} \cdot 54.986 = 6.542 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов тока трехфазного КЗ занесем в таблицу 43.

Таблица 43 - Результаты расчетов тока трехфазного КЗ

№	12	13	14	15	24	25	26	27
I <sub>к</sub>	6.542	6.542	5.984	5.984	6.039	5.522	5.347	5.187

Ток трехфазного КЗ на стороне 0.4 кВ;

$$I_{K18} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot Z_{18}} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.027} = 8.677 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов тока трехфазного КЗ занесем в таблицу 44.

Таблица 44 - Результаты расчетов тока трехфазного КЗ

№	18	19	20	21	30	31	32	33
I <sub>к</sub>	8.677	8.677	7.203	7.203	5.361	8.637	7.186	5.349

Определим эквивалентное сопротивление для каждой точки КЗ рисунок 22.

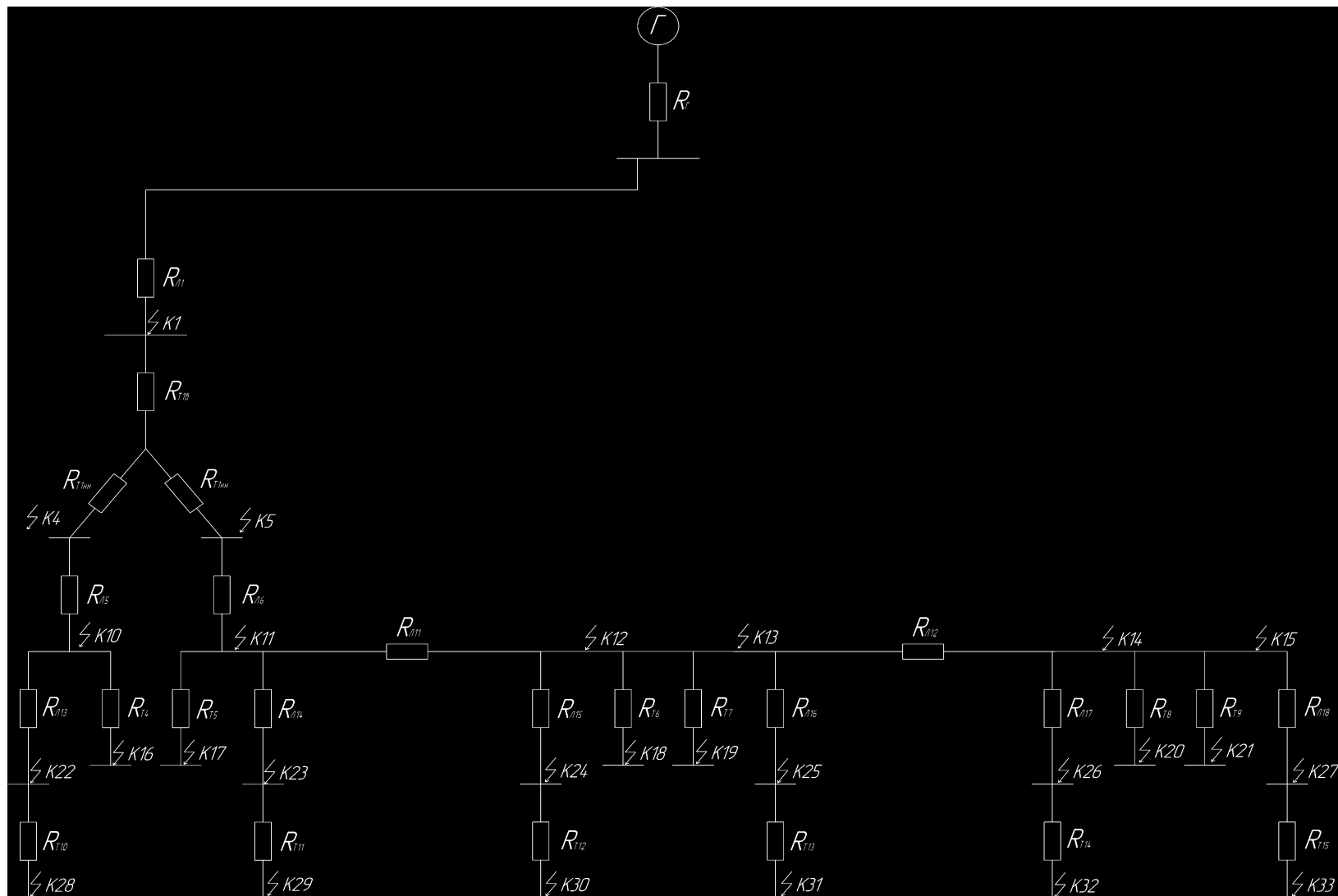


Рисунок 22 – Схема замещения для нахождения ударного тока K3

Эквивалентное сопротивление сети равно:

$$R_{12}=R_C+R_{Л1}+R_{Т1}+R_{Л6}+R_{Л11}=0.004+0.146+0.250+1.875+0.766=3.041 \text{ Ом};$$

Остальные результаты расчетов эквивалентного сопротивления занесем в таблицу 45.

Таблица 45 - Результаты расчетов эквивалентного сопротивления

№	12	13	14	15	24	25	26	27
R	3.041	3.041	4.020	4.020	3.915	4.982	5.388	5.784

По формуле определим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$T_{a12} = \frac{X_{12}}{R_{12} \cdot \omega} = \frac{8.405}{3.041 \cdot 314} = 0.008;$$

Остальные результаты расчетов постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания занесем в таблицу 46.

Таблица 46 - Результаты расчетов постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания

№	12	13	14	15	24	25	26	27
T <sub>a</sub>	0.008	0.008	0.007	0.007	0.007	0.006	0.006	0.005

По формуле определим ударный коэффициент для точек КЗ:

$$K_{y12}=1+e^{-0.01/T_{a12}}=1+2.718^{-0.01/0.008}=1.321;$$

Остальные результаты расчетов ударного коэффициента занесем в таблицу 47.

Таблица 47 - Результаты расчетов ударного коэффициента

№	12	13	14	15	24	25	26	27
$K_y$	1.321	1.321	1.253	1.253	1.259	1.208	1.193	1.180

По формуле определим ударный ток КЗ для расчётных точек:

$$i_{y012} = \sqrt{2} \cdot I_{K12} K_{y12} = \sqrt{2} \cdot 6.542 \cdot 1.321 = 12.222 \text{ кА};$$

Остальные результаты расчетов ударного тока КЗ занесем в таблицу 48.

Таблица 48 - Результаты расчетов ударного тока КЗ

№	12	13	14	15	24	25	26	27
$i_{уд}$	12.222	12.222	10.605	10.605	10.755	9.432	9.021	8.658

Произведем расчет несимметричного короткого замыкания для второго варианта схемы. Для этого составим схему прямой обратной и нулевой последовательностей.

Схема прямой последовательности представлена на рисунке 23.

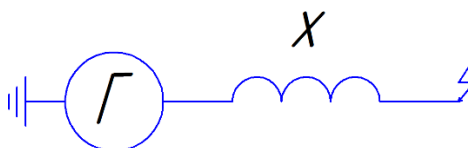


Рисунок 23 - Схемы замещения прямой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

$$X_{сум1} = X_I.$$

Схема обратной последовательности представлена на рисунке 24.

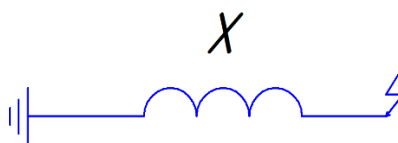


Рисунок 24 - Схемы замещения обратной последовательности для расчёта

тока несимметричного короткого замыкания

$$X_{\text{сум}2}=X_{\text{сум}1}.$$

Схема нулевой последовательности представлена на рисунке 25.

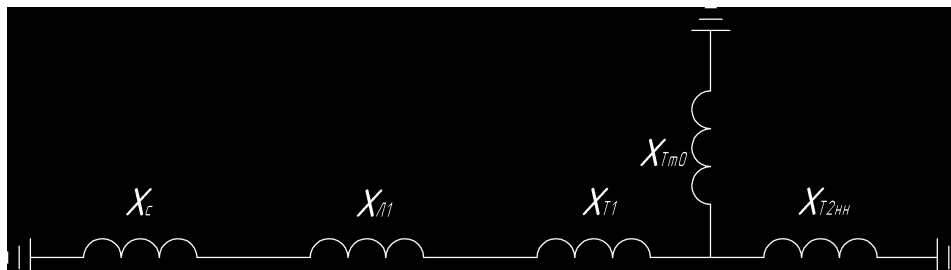


Рисунок 25 - Схемы замещения нулевой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

Найдем сопротивления нулевой последовательности:

$$X_{\text{сум}0} = \frac{(X_C + 4.7 \cdot X_{Л1}) \cdot X_{Т1}}{(X_C + 4.7 \cdot X_{Л1}) + X_{Т1}} = \frac{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167) \cdot 5}{(0.125 + 4.7 \cdot 1.167) + 5} = 2.644.$$

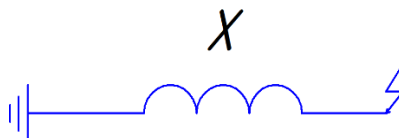


Рисунок 26 - Преобразование схемы замещения нулевой последовательности для расчёта тока несимметричного короткого замыкания

Найдем дополнительное сопротивление для однофазного КЗ:

$$\Delta X_I^{(1)} = X_{\text{сум}2} + X_{\text{сум}0} = 1.292 + 2.644 = 3.937.$$

Найдем дополнительное сопротивление для двухфазного КЗ:

$$\Delta X_I^{(2)} = X_{\text{сум}2} = 1.292.$$



Найдем дополнительное сопротивление для двухфазного КЗ на землю:

$$\square X_1^{1.1} = \frac{X_{\text{сум}0} \cdot X_{\text{сум}2}}{X_{\text{сум}0} + X_{\text{сум}2}} = \frac{2.644 \cdot 1.292}{2.644 + 1.292} = 0.868.$$

Определив все добавочные сопротивления найдем ток прямой последовательности:

$$I_{\kappa 31} = \frac{E_C}{X_{\text{сум}1} + \square X_1} = \frac{1}{1.292 + 3.937} = 0.191 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 32} = \frac{E_C}{X_{\text{сум}1} + \square X_2} = \frac{1}{1.292 + 1.292} = 0.387 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 31.1.1} = \frac{E_C}{X_{\text{сум}1} + \square X_{1.1}} = \frac{1}{1.292 + 0.868} = 0.463 \text{ о.е.}$$

Определим значение фазного тока:

$$I_{\kappa 1} = m^1 \cdot I_{\kappa 31} = 3 \cdot 0.191 = 0.574 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 2} = m^2 \cdot I_{\kappa 32} = \sqrt{3} \cdot 0.387 = 0.670 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 1.1.1} = m^{1.1} \cdot I_{\kappa 31.1} = 1.5 \cdot 0.463 = 0.708 \text{ о.е.}$$

Фазный ток в именованных единицах равен:

$$I_{K1} = I_1 \cdot I_B = 0.574 \cdot 5.02 = 2.880 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = I_2 \cdot I_B = 0.670 \cdot 5.02 = 3.364 \text{ кА};$$

$$I_{K1.1.1} = I_{1.1.1} \cdot I_B = 0.708 \cdot 5.02 = 3.553 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ равен:

$$i_{y\partial(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} K_y = \sqrt{2} \cdot 2.880 \cdot 1.87 = 7.617 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} K_y = \sqrt{2} \cdot 3.364 \cdot 1.87 = 8.896 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial(1.1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{K1.1.1} K_y = \sqrt{2} \cdot 3.553 \cdot 1.87 = 9.397 \text{ кА}.$$

По формуле произведем расчет простого КЗ:

$$I_{кн12} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot \left( \frac{l_1}{N_{БЛ}} + \frac{l_6 + l_{11}}{N_{КЛ}} \right) = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot \left( \frac{40}{350} + \frac{2.148 + 0.613}{10} \right) = 7.580 \text{ А};$$

Остальные результаты расчетов тока простого КЗ занесем в таблицу 49.

Таблица 49 - Результаты расчетов тока простого КЗ

№	12	13	14	15	24	25	26	27
I <sub>кп</sub>	7.580	7.580	9.620	9.620	9.355	11.521	12.398	13.201

### 3.4 Экономическое обоснование

#### 3.4.1. Товарная продукция

Микропроцессорные блоки РЗА на современной элементной базе серии БЭМП РУ предназначены для выполнения всех необходимых функций релейной защиты и автоматики, управления, сигнализации энергетических объектов с классом напряжения от 0,4 до 750 кВ.

Микропроцессорные блоки РЗА серии БЭМП соответствуют требованиям технических условий БКЖИ.656316.004 ТУ, ГОСТ Р51321.1, в результате выполнения которых обеспечивается соблюдение требований технического регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011) и «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011), а при поставке на экспорт также требованиям РД 16 01.007.

Устройства БЭМП РУ предназначены для установки в релейных отсеках КСО, КРУ, КРУН, а также на панелях, в шкафах управления, расположенных в релейных залах и пультах управления.

Устройства БЭМП РУ применяются на подстанциях с переменным, выпрямленным переменным, постоянным оперативным током в качестве основного устройства РЗА присоединений КРУ электрических станций и распределительных подстанций сетевых предприятий, промышленных предприятий, а также предприятий нефтяного и газового комплекса.

Применение современной микропроцессорной и микроэлектронной элементной базы, а также максимальная оптимизация программно-аппаратной части позволила обеспечить:

- низкую стоимость устройства;
- весь ряд основных функций РЗА и управления, требуемых ПУЭ и ПТЭ;
- дополнительные функции, обеспечивающих удобное обслуживание, регистрацию и последующий анализ аварийных процессов;
- высокая точность и стабильность характеристик;
- непрерывная самодиагностика аппаратного и программного обеспечения устройства, обеспечивающая высокую надежность и готовность;
- применяемость в зависимости от задач на объектах от 0.4 до 750 кВ.

К основным функциям микропроцессорного блока БЭМП относятся:

- релейная защита;
- противоаварийная автоматика;
- электроавтоматика;
- управление выключателем;
- контроль положения и исправности цепей управления выключателя;
- измерение электрических параметров;
- сигнализация.

А к дополнительным:

- измерение действующих значений токов и напряжений;
- осциллографирование и запись в энергонезависимую память;

- автоматическая регистрации параметров аварийных событий;
- расчет ресурса выключателя;
- определение места повреждения;
- связь с АСУ или ПК по последовательному каналу.

### 3.4.2 Экономический расчет

После выбора поставщика блоков микропроцессорной релейной защиты нужно произвести экономический расчет.

Необходимо определить общую стоимость старой системы релейной защиты для различных электроприемников, так как для защиты каждого из них используются различные схемы защиты, что подразумевает использование разных реле. Потом оценить экономический эффект от внедрения микропроцессорной релейной защиты.

При расчете стоимости старой системы релейной защиты и автоматики будут учитываться только стоимость реле, используемых в схеме защиты.

Стоимость электромеханических реле:

- реле тока РТ- 40 - 1 928 руб.;
- индукционное реле РТ - 80 - 5 560 руб.;
- указательное реле РУ - 21 - 1 183 руб.;
- реле времени РВ - 10 047 руб.;
- реле промежуточное РП - 23 - 1 219 руб.;
- реле напряжения РН - 1 804 руб.;
- дифф.токовое реле ДЗТ - 10738 руб.

Количество реле, используемых в различных схемах защиты, сведено в таблицу 50.

Таблица 50 - Общий состав схем защит

Место установки	Тип реле						
	РТ- 40	РТ- 80	РУ- 21	РВ	РП-23	РН	ДЗТ

Продолжение таблицы 50

Ввод подстанции 10 кВ	3	2	3	2	3	-	-
Силовой трансформатор 110/10/10 кВ	5	-	12	4	7	-	2
Трансформатор 10/0,4 кВ	-	2	2	-	-	-	-
Трансформатор напряжения (ТН)	-	-	3	1	3	3	-
Секционный выключатель (СВ)	3	2	5	2	5	-	-
Отходящая линия (ОЛ)	3	2	2	2	2	-	-
Итого, шт.	222	174	438	174	198	44	6
Итого, руб.	428175	967587	518289	1748313	241407	79376	64428

Стоимость микропроцессорных блоком БЭМП:

- БЭМП1-02-СВ - 90173 руб.;
- БЭМП1-21-РЗиАУВ СТ - 113028 руб.;
- БЭМП1-03-ВВ - 104904 руб.;
- БЭМП1-06-ТН - 65873 руб.;
- БЭМП РУ-ТН - 51320 руб.;
- БЭМП РУ-ЦС - 51320 руб.;
- БЭМП РУ-ТТ - 43578 руб.;
- БЭМП РУ-ВВ - 61096 руб.;
- БЭМП РУ-СВ - 51320 руб.;
- БЭМП 1-18 - 105096 руб.

Таблица 51 – Общий состав схем защит

	Тип блока									
	БЭМП РУ-ВВ	БЭМП РУ-СВ	БЭМП РУ-ТТ	БЭМП РУ-ЦС	БЭМП РУ-ТН	БЭМП1- 06	БЭМП1- 03	БЭМП1- 21	БЭМП1- 02	БЭМП 1-18
Ввод подстанции 10 кВ	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Силовой трансформатор 110/10/10 кВ	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1

Продолжение таблицы 51

Трансформатор 10/0,4 кВ	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Трансформатор напряжения (ТН)	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-
Центральная сигнализация	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
Секционный выключатель (СВ)	-	1	-	-	-	-	-	-	1	-
Отходящая линия (ОЛ)	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Итого, шт.	12	6	136	6	12	3	3	3	3	3
Итого, руб.	733152	307920	5926608	307920	615840	197619	314712	339084	270519	315288

Для расчета амортизационных отчислений, необходимо определить амортизационную группу закупаемого оборудования. Согласно информации, из [35] закупаемое оборудование относится к восьмой амортизационной группе, так как гарантированный срок службы оборудования составляет 25 лет. Расчет амортизации будет производиться линейным способом по формуле:

$$A_{\text{ком}} = \frac{E_{\text{обор}} \cdot K}{N_{\text{мес}}}, \quad (20)$$

где:  $K$  - годовая норма амортизации;

$E_{\text{обор}}$  - первичная стоимость имущества;

$N_{\text{мес}}$  - количество месяцев в году.

$$K = \frac{1}{n} \cdot 100\% \quad (21)$$

где:  $n$  - срок эксплуатации в годах.

$$K = \frac{1}{25} \cdot 100\% = 4\%$$

$$A_{\text{КОМП}} = \frac{9328662 \cdot 4}{12 \cdot 100} = 31096 \text{ руб.}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления составляют 31096 рублей в течение 25 лет.

Демонтаж, монтаж и наладку микропроцессорных блоков БЭМП будет производить подрядчик. Стоимость услуг зависит от того, какая из компаний выиграет тендер. Ориентировочная сумма, которую необходимо заложить в проект на демонтаж и монтаж шкафов/терминалов составит 15% от суммы проекта. Также нельзя забывать про автоматизированную систему диспетчеризации, так как данная система будет модернизирована на всей площадке, то соответственно сумма необходимая для этого будет входить в отдельный проект.

Итоговая стоимость модернизации системы релейной защиты участка городской сети составляет примерно 10 728 тыс.рублей, а также ежемесячные амортизационные отчисления в размере 31 096 рублей.

По итогам экономического расчета видно, что проект модернизации системы релейной защиты городской сети финансово не выгоден. Но если его рассматривать в перспективе на будущее, то у него есть ряд неоспоримых преимуществ. Главным преимуществом является тот факт, что уже сейчас производство реле на электромеханической базе практически полностью остановлен и замена имеющейся базы электромеханических реле производится за счет складских накоплений. В дальнейшем возможно производство электромеханических реле полностью остановится, а их стоимость сильно возрастет, при том что уже их стоимость сравнима со стоимостью реле на микропроцессорной базе. Микропроцессорные блоки по сравнению с электромеханическими реле не имеют подвижных частей, пружинных механизмов и открытых контактных систем, что упрощает их обслуживание повышает надежность. Защиты на микропроцессорной элементной базе имеют сравнительно низкий уровень потребления по цепям оперативного тока и

измерительным цепям. Так как элементы микропроцессорного блока расположены в герметичном корпусе, который исключает попадания на элементы металлической стружки и смазочных материалов, повышается стабильность работы реле.



### **Выводы по главе 3**

1. Произведен расчет токов коротких замыканий для участка городской электрической сети в номинальном режиме работы.
2. Рассмотрены три варианта послеаварийного режима работы участка городской электрической сети и произведен расчет токов коротких замыканий для этих режимов.
3. Произведен экономический расчёт возможных затрат на реализацию проекта модернизации релейной защиты участка городской электрической сети.

## **Заключение**

Непрерывный рост энергопотребления городов требует постоянного развития и улучшения электрических сетей. Это влечет за собой неизбежный рост и разветвленность электрической сети. Что влечет за собой возрастающие число аварий в результате действий внешних и внутренних факторов, таких как погодные явления, старение фондов и неверные действия оперативного персонала. В результате аварий, происходит нарушение нормальной работы части или всей городской сети, что сопровождается недоотпуском электрической энергии потребителям и понижением ее качества, что влечёт за собой материальный ущерб в виде недоотпуска продукции или разрушение основного оборудования. Для ликвидации большинства аварий и не допущения их развития необходимо быстрое отключение поврежденного участка электрической сети при помощи устройств релейной защиты.

Важнейшим видом электрической автоматики является релейная защита, без нее неосуществима нормальная и надежная работа нынешних электрических сетей. За счет нее осуществляется постоянный контроль за состоянием и режимом работы всех частей сети и в случае возникновения дефекта или нарушения режима работы она на них реагирует.

В первой главе произведен анализ структуры городской электрической сети и устройств релейной защиты, эксплуатирующийся в ней. Из анализа было выявлено:

1. Проанализированы структуры и особенности построения и конструктивного исполнения городских электрических сетей.
2. Рассмотрены устройства релейной защиты и автоматики, применяемые в городских электрических сетях.
3. Современные тенденции построения интеллектуальных систем электроснабжения и устройств релейной защиты и автоматики городских электрических сетей.

Во второй главе были исследованы микропроцессорные блоки релейной защиты:

1. Рассмотрены микропроцессорные блоки релейной защиты нескольких производителей.

2. Произведено сравнение функционала микропроцессорных блоков релейной защиты.

3. Выбран производитель микропроцессорных блоков релейной защиты для установки на участке городской электрической сети.

4. Рассмотрены методы расчетов токов коротких замыканий.

В третьей главе было рассчитан экономический эффект:

1. Произведен расчет токов коротких замыканий для участка городской электрической сети в номинальном режиме работы.

2. Рассмотрены три варианта послеаварийного режима работы участка городской электрической сети и произведен расчет токов коротких замыканий для этих режимов.

3. Произведен экономический расчёт возможных затрат на реализацию проекта модернизации релейной защиты участка городской электрической сети.

Модернизация существующей релейной защиты участка городской электрической сети города Самара экономически целесообразно.

## Список используемых источников

1. Mr. Ashish Choubey, Ms. Latika Pande. Analysis of fault using microcomputer protection by symmetrical component method // International Journal of Advanced Computer Research, Volume-2, Number-3, Issue-5, September 2012, pp. 90-95.
2. Abdelkader Abdelmoumene, Hamid Bentarzi. A review on protective relays' developments and trends // Journal of Energy in Southern Africa 25(2), May 2014, pp. 91-95.
3. Wenxia Sima, Mi Zou, Qing Yang, Ming Yang and Licheng Li. Field Experiments on 10 kV Switching Shunt Capacitor Banks Using Ordinary and Phase-Controlled Vacuum Circuit Breakers // Open Access Energies 2016, 9(2), 30 January 2016, pp. 41-47.
4. Hasan Can Kılıçkiran, İbrahim Şengör, Hüseyin Akdemir, Bedri Kekezoğlu. Optimal Overcurrent Relay Coordination Using Hybrid Genetic Algorithm and Linear Programming Method // Fourth International Conference on Advances in Computing, Electronics and Communication, December 2016, pp. 1-4.
5. Francesco Muzia. Digital relays for smart grid protection // Recent Researches in Electric Power and Energy Systems, August 27-29, 2013, pp. 198-203.
6. Seyed Hadi, Mousavi Motlagh and Kazem Mazlumi. Optimal Overcurrent Relay Coordination Using Optimized Objective Function // ISRN Power Engineering Volume 2014, 3 April 2014, pp. 1-10.
7. Janusz Ropa, Jan Olak, Wiesław Jałmużny, Paweł Wlazło // Intelligent MV Switchgear as an Element of Smart Grid Network. Acta Energetica, 4/25 2015, pp. 99-105.
8. Nabil Mancer, Belkacem Mahdad, Kamel Srairi. Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using PSO-TVAC Considering Series Compensation // Advances in Electrical and Electronic Engineering, Volume 13, Number 2, June 2015, pp. 96-106.

9. Tomo Popovic, Mladen Kezunovic, Bozo Krstajic. Smart grid data analytics for digital protective relay event recordings // A Journal of Research and Innovation, Information Systems Frontiers, September 5, 2014, pp. 31-41.

10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Главгосэнергонадзор России, 2017. - 464 с.

11. Дрозд, В.В. Релейная защита и автоматика в электрических сетях. Москва: Альвис, 2012. 639 с.

12. Дорохин, Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Книга 2. Оперативное обслуживание устройств РЗА и вторичных цепей. Краснодар: Советская Кубань, 2012. 432 с.

13. Вахнина, В.В. Применение ГИС-технологий для моделирования системы электроснабжения города / В.В. Вахнина, В.А. Шаповалов, А.Н. Черненко // Федоровские чтения - 2011; сборник трудов XLI Всероссийской научно-практической конференции (с международным участием); под общ. ред. Б.И. Кудрина, Ю.В. Матюниной. - М.: Издательский дом МЭИ, 2011. - С. 121 – 123.

14. Вахнина, В.В. Модель дифференциальной токовой защиты силового трансформатора / В.В. Вахнина, Н.А. Черненко // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: сборник трудов IV Международной научно-технической конференции: в 2 ч. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2012. - 4.2. - С. 16-19. 39 25.

15. Киреева Э.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования. М.: Издательский центр «Академия», 2016. - 287 с.

16. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. - метод. пособие. Тольятти: ТГУ, 2007.

17. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов. М.: Высш. шк., 2007. - 639 с.

18. Козлов, В.А. Городские распределительные сети. Л.: Энергоиздат, Ленинград. отд-ние, 1982. – 224 с.

19. Короткевич, М. А. Основы эксплуатации электрических сетей: учеб. пособие. Мн.: 1999. – 267 с. (Высшая школа).
20. Соловье, А. Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ: учебное пособие. СПб.: Политехника, 2007. – 175 с.
21. Фёдоров, В. А. Библия релейной защиты и автоматики. Новосибирский институт повышения квалификации, 2014. – 280 с.
22. Беркович, М. А. и др. Основы техники релейной защиты. М.: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.
23. Гельфанд, Я. С. Релейная защита распределительных сетей. М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.: ил.
24. Коровин, Ю. В. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.
25. Кривенков, В. В., Новелла, В. Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебн. пособие для вузов. М.: Энергоиздат, 1981. – 328 с.
26. Булычев, А. В. Релейная защита распределительных сетей в примерах и задачах с решениями: учеб. пособие. Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2010. – 202 с.
27. Грунин В. К. и др. Силовое электрооборудование городских распределительных сетей: учеб. пособие. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2014. – 156 с.: ил.
28. Костин, В. Н. Передача и распределение электроэнергии: учеб. пособие. СПб.: СЗТУ, 2003 – 147 с.
29. Федосеев, А. М., Федосеев, М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов. М.: Энергоатомиздат. 1992. – 528 с.
30. Разыграев, С.Н. Электроснабжение городов: учебно-практическое пособие по решению задач. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 27 с.

31. ISA: Setting the Standard for Automation [электронный ресурс]. URL: <https://www.isa.org/>. (дата обращения: 15.11.2017).

32. Техническое консультирование: МЭК-61850 [электронный ресурс]. URL: <http://cons-systems.ru/m-k-61850/>. (дата обращения: 20.12.2017).

33. Воропай, И. И. Тенденции и перспективы развития релейной защиты и автоматики в электроэнергетических системах России // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017, 25 – 28 апреля 2017 г.

34. Сенько В.В. Электромагнитные переходные процессы в системах электроснабжения. Методические указания к курсовой работе по дисциплине «Электромагнитные переходные процессы» для студентов специальностей 140211 и 140610 очной и заочной форм обучения. Тольятти: ТГУ, 2007. - 40 с.

35. Амортизационные группы основных средств [Электронный ресурс]. URL: <http://glavkniga.ru/situations/k501767>. (дата обращения: 10.03.2018).